

# Flexible Tarife für das Smart Grid

**Simon Moser**

Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz, Altenbergerstraße 69 4040 Linz,  
+43-732-2468-5658, [Moser@energieinstitut-linz.at](mailto:Moser@energieinstitut-linz.at), [www.energieinstitut-linz.at](http://www.energieinstitut-linz.at)

**Kurzfassung:** Derzeit werden die meisten StromkundInnen pauschal tarifiert, d.h. es wird unabhängig von den tatsächlich verfügbaren Erzeugungs- und Netzkapazitäten ein bestimmter Strompreis pro verbrauchte kWh eingehoben. Durch eine Flexibilisierung der Netztarif-Komponente könnte die Höhe des eingehobenen Betrags die aktuelle Auslastung des Stromnetzes deutlicher widerspiegeln; durch eine Flexibilisierung der Energiepreis-Komponente wiederum kann die aktuelle Auslastung der zur Verfügung stehenden Erzeugungskapazitäten widerspiegelt werden.

In einem ersten Schritt wurden 15 innovative Tarifmodelle definiert, die nunmehr hinsichtlich ihrer Eignung, die übergeordneten Zielsetzungen eines Smart Grids im Vergleich zu einem Benchmark-Tarif zu unterstützen, analysiert werden. Die mikroökonomische bzw. qualitative Analyse zeigt, dass manche der vorgeschlagenen Tarifmodelle hinsichtlich der übergeordneten Zielsetzungen unwirksam sein müssen. Auch konterkarieren manche Tarifmodelle mit bestimmten Zielsetzungen, wenngleich sie auch andere erfüllen.

**Keywords:** Smart Grid, Demand Response, flexible Tarife

## 1 Einleitung

Die vorliegende Arbeit entstammt dem Projekt „Flex-Tarif – Entgelte und Bepreisung zur Steuerung von Lastflüssen im Stromnetz“, das vom Klima- und Energiefonds im Rahmen der 2. Ausschreibung von e!MISSION.at beauftragt wurde. Das Projekt wird im Jahr 2014 abgeschlossen.

### 1.1 Warum flexible Tarife?

Derzeit werden die meisten StromkundInnen pauschal tarifiert, d.h. es wird unabhängig von den tatsächlich verfügbaren Erzeugungs- und Netzkapazitäten ein bestimmter Strompreis pro verbrauchte kWh eingehoben. Durch eine Flexibilisierung der Preiskomponente Netztarif könnte die Höhe des eingehobenen Betrags die aktuelle Auslastung des Stromnetzes deutlicher widerspiegeln; durch eine Flexibilisierung der Preiskomponente Energie wiederum kann die aktuelle Auslastung der zur Verfügung stehenden Erzeugungskapazitäten widerspiegelt werden.

Durch die Flexibilisierung der Tarife kann die Entscheidung der KundInnen beeinflusst bzw. kann vom EVU mitbestimmt werden, zu welchen Zeitpunkten elektrische Energie verstärkt/vermindert konsumiert wird. Ausgehend davon, dass EndkundInnen mit ihrem

Stromkonsum ihre Bedürfnisse abdecken, impliziert die Flexibilisierung des Tarifs den Ansatz eines Lieferanten bzw. Netzbetreibers, elektrische Lasten zu verschieben. Dieses Ziel wird schon heute z.B. mit zeitabhängigen Tag-Nacht-Tarifen (Time-Of-Use) oder schaltbaren Lasten (Wärmespeicher) verfolgt: Der Stromkonsum wird in Zeiten schwacher Netzauslastung, meist in die Nacht, verlagert. Das heißt: Die Flexibilisierung der Strompreiskomponenten zielt einzig auf eine Realisierung der bestehenden Lastverschiebungspotenziale ab.

Die fortschreitende Umsetzung intelligenter Netze, die einfachere Erfassung des tageszeitabhängigen Verbrauchs durch Smart Meter und die verstärkte Ausstattung auch von KleinkundInnen mit Geräten, auf die IKT-basiert zugegriffen werden kann (Smart Home/Building/Office), erlauben eine kostengünstige, weniger zeitaufwändige und mitunter automatisierte Verschiebung elektrischer Lasten. Die EndkundInnen als AnbieterInnen der Lastverschiebung sowie Netzbetreiber oder Vertriebe als Nachfrager der Lastverschiebung sind die wichtigsten Marktteilnehmer (Mediatoren wie Aggregatoren, etc. werden hier noch ausgeblendet). Eine Lastverschiebung wird dann realisiert, wenn sich für beide Marktteilnehmer eine vorteilhafte Win-Win-Situation ergibt und die erzielten Benefits die Kosten der Ermöglichung der Lastverschiebung (z.B. Automatisierungskosten) übersteigen.

## 1.2 Übergeordnete Ziele der Lastverschiebung

Die übergeordneten Ziele der Lastverschiebung sind die Integration dezentraler, erneuerbarer und/oder volatiler Energiequellen, eine Steigerung der energetischen Energieeffizienz, eine erhöhte Versorgungssicherheit und eine Vermeidung des Netzausbaus. Es wurden zur Analyse neun Zielsetzungen definiert, die nach Zeitraum und Ansatzpunkt unterscheiden (die genauen Definitionen der Zielsetzungen werden im Projektendbericht nachzulesen sein):

- Z1: Kurzfristige Systemoptimierung (< 15 Minuten) im LV-Netz
- Z2: Kurzfristige Systemoptimierung (< 15 Minuten) im HV/MV-Netz
- Z3: Mittelfristige Systemoptimierung (< 5 Tage) im LV-Netz
- Z4: Mittelfristige Systemoptimierung (< 5 Tage) im HV/MV-Netz
- Z5: Längerfristige Investitionsvermeidung (> 5 Jahre) im LV-Netz
- Z6: Längerfristige Investitionsvermeidung (> 5 Jahre) im HV/MV-Netz
- Z7: Integration von Strom aus PV und Kleinwindanlagen im LV-Netz
- Z8: Integration von Strom aus Windanlagen im HV/MV-Netz
- Z9: Energetische Energieeffizienz

## 2 Methode

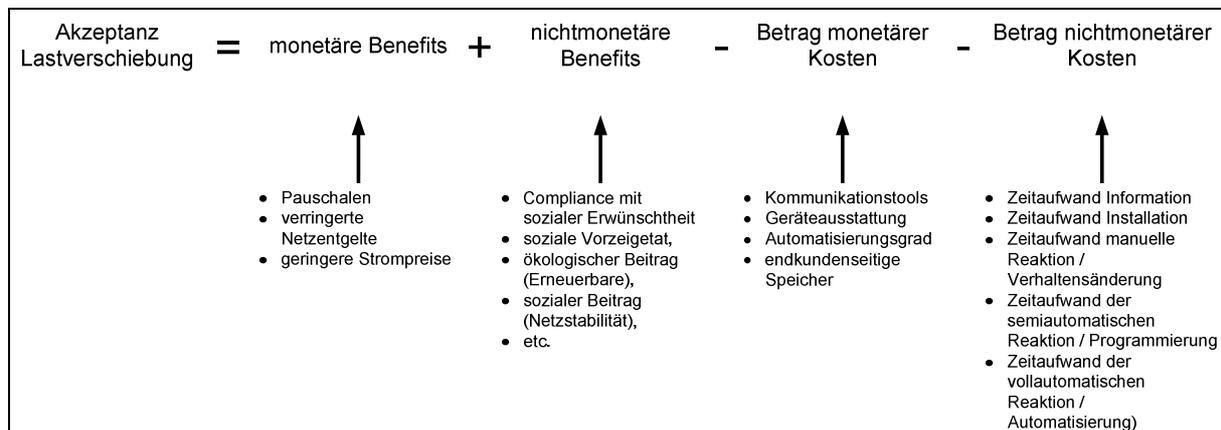
Arbeitsdefinition: Ein „flexibler Tarif“ ist ein unspezifischer Überbegriff für alle nicht-herkömmlichen, innovativen, zeit-, last- oder verbrauchsvariablen, unterbrechbaren oder begrenzbaren Tarife.

Basis für die Zusammenstellung der Varianten flexibler Tarife bildet die Literatur (vgl. Albadi und El-Saadany, 2007). Hinzu kommen innovative Praktiken der Festsetzung aus Industrienationen und Vorschläge von Interessensvertretungen.

## 2.1 Mikroökonomische Analyse

Tarife (mit oder ohne flexible Komponenten) üben je nach Gestaltung unterschiedliche Anreize auf die AkteurlInnen aus. Diese werden in mikroökonomischen Analysen abgeleitet. Oftmals werden mikroökonomische Analysen als betriebswirtschaftliche Barwertbetrachtung ausschließlich von monetären Kosten und monetären Benefits missverstanden. Tatsächlich betrachtet die mikroökonomische Analyse alle Aspekte, die für den Kunden einen zusätzlichen Nutzen erbringen sowie alle Opportunitätskosten (v.a. Zeitaufwände), welche den erzielten Nutzen senken. Dabei sind „Kunden“ nicht auf Haushalte beschränkt, sondern umfassen auch Betriebe oder Gebietskörperschaften, bei denen ebenfalls nichtmonetäre Benefits (z.B. Image) und versteckte Kosten (z.B. Aufwand der Planung) bei Entscheidungen einen wichtigen Einfluss haben.

Abbildung 2-1: Monetäre und nichtmonetäre Kosten und Nutzen eines Tarifs für Endkunden (Haushalte, Betriebe, Gebietskörperschaften). Quelle: eigene Zusammenstellung.



Für eine Quantifizierung der nichtmonetären Effekte fehlt belastbares Datenmaterial. Die mikroökonomische Analyse beschränkt sich demnach darauf, welche Anreize bestimmte Benefits und bestimmte Kosten im Vergleich zu einem Benchmark implizieren. Jeder Tarif setzt unterschiedliche Anreize, und es kann eruiert werden, ob sämtliche Anreize eines Tarifs in eine bestimmte Richtung gehen oder gegenläufig sind. Über den Impact eines Anreizes kann – eben mangels Daten – keine Auskunft gegeben werden.

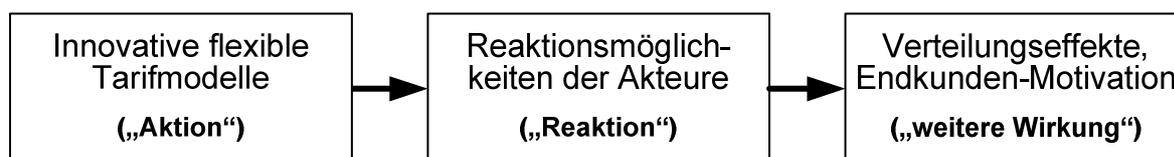
## 2.2 Akzeptanzanalyse

AkteurlInnen legen unterschiedliche Motivationen zutage, warum, wie intensiv und wie lange sie sich mit flexiblen Tarifen beschäftigen und auf diese reagieren. Diese sollen nach Kategorien, basierend auf einer Literaturrecherche, erörtert werden (Paetz und Dütschke 2011, Kollmann et al. 2012, Kollmann et al. 2013a, Kollmann et al. 2013b). Auf die Wege der Motivation und die Anforderungen an die Tarifprodukte wird eingegangen. Interessant ist besonders der Massenmarkt der KleinkundInnen, wo keine individuellen Tarifverhandlungen für die Energiepreiskomponente stattfinden.

### 2.3 Annahme zum Ablauf der Lastverschiebung

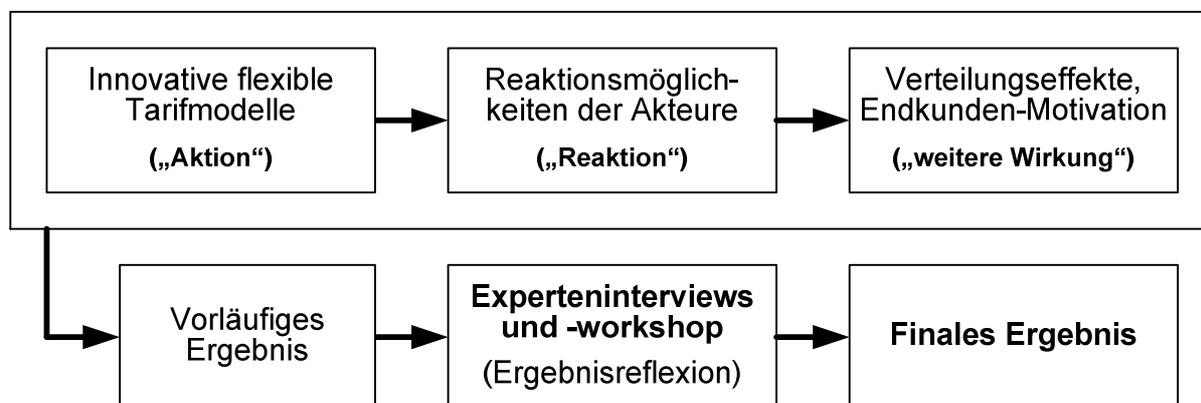
Auf Basis der Argumentation in der Einleitung (und gemäß dem Ausschreibungsleitfaden, der die Basis für das vorliegende Projekt darstellt) wird unterstellt, dass flexible Tarife eine Auswirkung auf die Akteure haben. D.h. der Tarif setzt den Anreiz, auf den die Akteure reagieren. Es ist anzunehmen, dass unterschiedliche technische Möglichkeiten (Speicher, Automatisierung/IKT, Kommunikation zum Endkunden) zu unterschiedlichen Ergebnissen („Reaktionen“) führen. Darüber hinaus wird die weitere Wirkung eines Tarifs untersucht. Im vorliegenden Papier wird ausschließlich auf die Anreize und die grundlegende Bereitschaft der Akteure, diesen zu folgen, eingegangen.

Abbildung 2-2: Annahme zum Prozess einer über Tarife angereizten Lastverschiebung.



Im Projekt Flex-Tarif werden die Aussagen in Experteninterviews überprüft und, um eine weitere Rückkoppelung einzuführen, auch nochmals im einen Expertenworkshop zur Diskussion eingebracht.

Abbildung 2-3: Ablaufplan zur Durchführung des Projekts Flex-Tarif

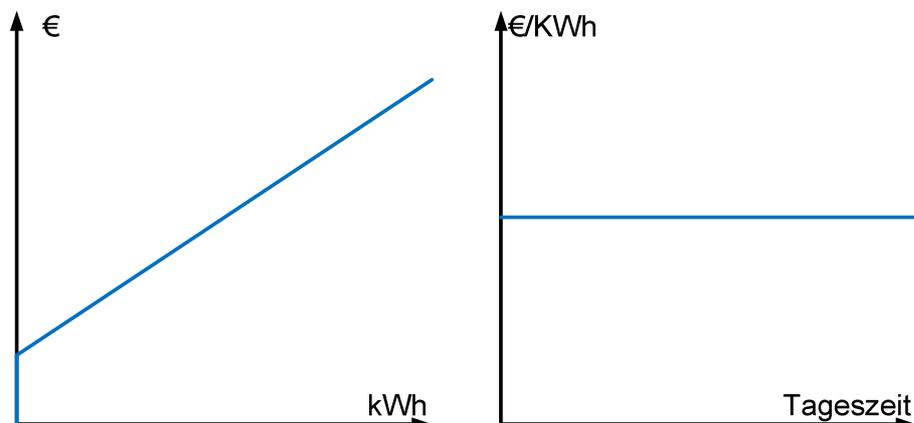


### 2.4 Benchmark-Tarif

Als Benchmark ist der übliche Tarif für die NE 7 festgelegt. Die Energiekomponente setzt sich aus Fixkosten (Grundgebühr) und fixen Kosten pro bezogene kWh zusammen. Die Netzkosten setzen sich (der SNE-VO 2012 folgend) aus Fixentgelten pro Anschluss zzgl. Fixentgelten pro kW Anschlussleistung und arbeitsabhängigen Entgelten je kWh zusammen.

D.h. der Verbrauchspreis ist zeit- und lastunabhängig. Jede weitere verbrauchte kWh bedeutet einen gleichbleibenden Anstieg der Kosten.

Abbildung 2-4: Benchmark-Tarif mit pauschalen Grundpreisen und Arbeitspreisen, welche nicht zeit- oder lastvariabel sind.



## 2.5 Flexible Tarife

Als Variationen des Benchmark-Tarifs werden für die Netzkomponente eine reine Fixtarifizierung (kein Arbeitspreis) und ein Hochlasttarif untersucht. Eine reine Verbrauchs-/Leistungsstarifizierung und ein Energiespar-Tarif werden sowohl für die Energie- als auch die Netzkomponente betrachtet.

Unterschiedliche Varianten für Tarife, bei denen die Endkunden die Lasten kontrollieren, werden untersucht, darunter zwei Varianten eines zeitvariablen Tarifs (Time-Of-Use) und drei Varianten eines Echtzeittarifs.

Analog werden für EVU-geführte Lasten drei Varianten untersucht, nämlich ein beschränkbarer und ein unterbrechbarer Tarif sowie Fern-Management als bezahlte Energiedienstleistung.

In der Kategorie Eventtarife werden zwei Varianten untersucht, nämlich ein Eventtarif für eine Preisreduktion (z.B. bei hoher Verfügbarkeit von Erneuerbaren Energien) und einer für eine Preissteigerung (Critical Peak Pricing bzw. Extreme Day Pricing), z.B. bei beschränkten Netzkapazitäten.

Es wurden teils sich nur leicht unterscheidende Tarifmodelle festgelegt, da diese andere Implikationen auf die Verteilungswirkung und auf die rechtliche Zulässigkeit haben. Ähnliche Tarife werden im Folgenden ausgeklammert.

## 3 Vorläufige Ergebnisse

Die vorläufigen Ergebnisse sind aus der Literatur und der mikroökonomischen Analyse abgeleitet. Teils werden sie noch einer Verifikation in Experteninterviews unterzogen, um eventuelle Ergänzungen zu erkennen und Verbesserungsvorschläge für das definierte Tarifmodell ableiten zu können.

### 3.1 Zielorientierung der Tarife

Den Beitrag einzelner betrachteter Tarifmodelle zu den oben beschriebenen übergeordneten Zielsetzungen eines Smart Grid werden in einer vorläufigen Übersicht in der unten angeführten Tabelle dargestellt. Die Symbolik ist folgendermaßen zu interpretieren: „o“ bedeutet, dass der Tarif keinen Effekt auf die Zielsetzung im Vergleich zum Status Quo hat, „+“ steht für einen positiven und „-“ für einen negativen Effekt auf die Zielsetzung (und eine doppelte Angabe impliziert einen verstärkten Effekt). Eine Klammer um das Vorzeichen bedeutet einen schwer fassbaren oder wahrscheinlich geringen Effekt.

Tabelle 3-1: Vorläufige Zusammenfassung der Tarifeffekte auf die Zielsetzungen eines Smart Grid.

	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z7	Z8	Z9
<b>Tarife ohne Endkundenkommunikation</b>									
Reine Fixtarifizierung (Preiskomponente Netz)	o	o	o	o	-	-	o	o	--
Hochlast-Tarif (Netz)	o	o	o	o	+	+	(-)	(-)	(+)
Reine Verbrauchstarifizierung (Energie / Netz)	o	o	o	o	+	+	(-)	(-)	+
Energiespar-Tarif (Energie / Netz)	o	o	o	o	+	+	(-)	(-)	(+)
Time of Use (Energie / Netz)	o	o	o	o	+	+	o	o	o
<b>Tarife mit endkundenseitiger Einflussnahme</b>									
Day-ahead Real Time Pricing (Netz)	o	o	++	++	+	+	o	o	(+)
Day-ahead Real Time Pricing (Energie)	o	o	o	o	o	o	+	++	(+)
Real Time Pricing (Netz)	(+)	(+)	+	+	+	+	o	o	(+)
Real Time Pricing (Energie)	o	o	o	o	o	o	+	++	(+)
Critical Peak Pricing / Extreme Day Pricing (Netz)	o	o	++	++	(+)	(+)	o	o	o
Critical Peak Pricing / Extreme Day Pricing (Energie)	o	o	o	o	o	o	o	o	(+)
Renewables Integration Pricing (Netz)	o	o	+	+	(-)	(-)	(+)	+	--
Renewables Integration Pricing (Energie)	o	o	o	o	(-)	(-)	+	++	--
<b>Tarife mit EVU-seitiger Einflussnahme</b>									
Interruptable / unterbrechbar (Netz)	++	++	+	+	+	+	o	o	(-)
Interruptable / unterbrechbar (Energie)	o	o	o	o	o	o	(+)	(+)	(-)
Remote System Control / Fern-Management (Netz)	++	++	+	+	+	+	o	o	(-)
Remote System Control / Fern-Management (Energie)	o	o	o	o	o	o	++	+	(-)

Es bleibt zu bedenken, dass die Tarife (teils) sowohl für die Netz- als auch die Energiekomponente analysiert wurden und sich teils unterschiedliche Ergebnisse ergeben werden. Die finalen Ergebnisse werden nach Abschluss der Arbeiten und der Verifikation durch die Experteninterviews vorliegen.

Vorab zeigt sich, dass tatsächliche **Echtzeittarife** und **ferngesteuerte** Geräte des Endkunden (z.B. Boiler bei Haushalten, Motoren oder Lüftungen bei Gewerbebetrieben) am besten mit den Zielsetzungen eines Smart Grid harmonieren.

Angesichts einer steigenden Anzahl von Endkunden mit hohen Eigenerzeugungsanteilen (in der Praxis: Kunden mit eigener PV-Anlage) ist eine **reine Fixtarifizierung** zu überlegen, um die Kosten des Stromnetzes ohne signifikante Steigerungen der kWh-bezogenen Netztarife

langfristig decken zu können. Die reine Fixtarifizierung des Netzes (d.h. eine von der Anschlussleistung abhängige Grundgebühr für das Netz) bedeutet erstens, dass die vom Endkunden zusätzlich verbrauchte kWh einen geringeren Preis hat (die Netzkosten pro kWh entfallen). Damit hat der Kunde einen Anreiz, mehr zu verbrauchen (Z9). Da dieser Tarif auch zeit- und lastunabhängig ist, ergibt sich, dass der Mehrverbrauch einen Netzausbau nötig macht (Z5, Z6).

Sichert sich ein Endkunde mit eigenen Erzeugungsanlagen durch einen Netzanschluss ab, so ist er in der Situation, dass er den Preis einer netzbezogenen kWh mit dem einer eigenerzeugten kWh vergleicht. Es folgt: Durch die deutliche Preisminderung der zusätzlichen kWh aus dem Netz erhöht sich die Amortisationszeit der eigenen (PV-) Anlage und macht diese gegebenenfalls unrentabel. D.h. es werden sich weniger Endkunden für eine Eigenerzeugung entscheiden und damit wahrscheinlich weniger dezentrale erneuerbare Anlagen installiert.

Wenn sich Endkunden dennoch für die Eigenerzeugung entscheiden, so werden sie dies netzunabhängig tun. D.h. diese Endkunden leisten keinen Beitrag mehr zum Erhalt des Stromnetzes. Die Absicherung könnte obendrein (illegal?) über eine Verbindung zu Nachbarn erfolgen.

Volkswirtschaftlich ist klar, dass Strom dann verbraucht werden sollte, wenn er verfügbar ist, da die Speicherung Verluste impliziert. Der Handel (d.h. der Netzanschluss und gegebenenfalls die Einspeisung) sind für die ökonomische Effizienz bedeutend.

### 3.2 Endkundenakzeptanz

Eine wichtige Fragestellung für den flexiblen Tarif ist, ob er gesetzlich/regulatorisch eingeführt wird und damit für alle EndkundInnen uneingeschränkte Gültigkeit besitzt (Netzkomponente) oder ob es sich um einen Tarif handelt, welchen der/die KundIn wählt (Energiekomponente).

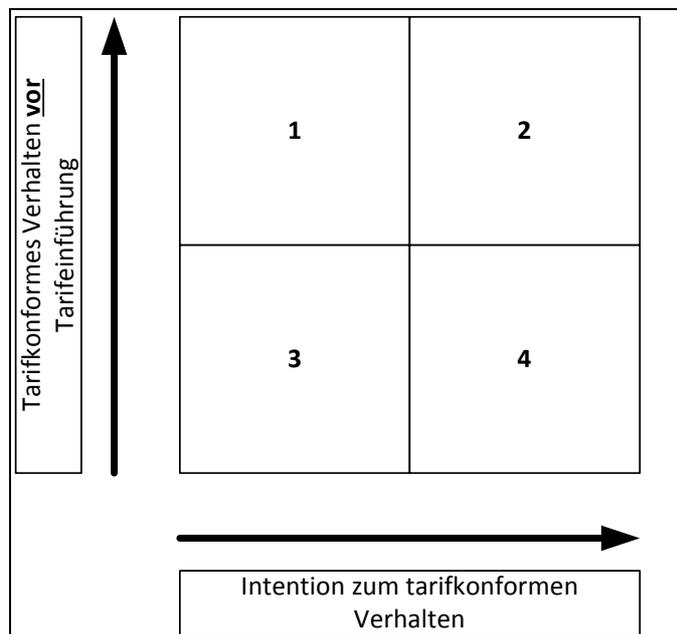
Eine verpflichtende Maßnahme umfasst immer auch die Zielgruppe. Es bleibt hier die Frage, ob es sich durch die Verpflichtung aller um eine verhältnismäßige Maßnahme handelt und ob es zu negativen Implikationen in (Teilen) der Nichtzielgruppe kommt (Umverteilung, „falsches“ Verhalten durch konterkarierendes Anreize).

Im Falle einer nichtverpflichtenden Maßnahme gilt es zu klären, ob die Zielgruppe (bzw. Teile dieser) überhaupt und wie erreicht werden können. Hier gilt es, die Anreize (wie in Abbildung 2-1 gelistet) zu klären und zu eruieren, welche Gruppen anzusprechen sind.

Die **Zielgruppe** wird auf Basis von Arbeiten von Westermayer (2008) untersucht. Dabei werden im Projekt Flex-Tarif Endkunden repräsentativ in Gruppen eingeteilt. Es sei klargestellt (und es wird im weiteren Arbeitsverlauf beachtet), dass es zwischen den beschriebenen Polen Übergänge gibt.

Uninteressant bei der Einführung des flexiblen Tarifs sind jene Endkunden, die bereits vor der Tarifeinführung den Intentionen des Tarifs entsprechen (Gruppen 1, 2). Dies trifft v.a. beispielsweise bei zeitabhängigen Tarifen (TOU) zu, z.B. wenn Haushalte primär abends/nachts Energie verbrauchen, aber nur, weil sie tagsüber nicht in der Wohnung bzw. im Haus sind.

Abbildung 3-1: Tarifkonformes Verhalten vor der Tarifeinführung und Intention zum tarifkonformen Verhalten. Eigene Darstellung auf Basis von Westermann (2008).



Die verbleibenden Endkunden, welche sich aktuell nicht tarifkonform verhalten, gliedern sich in jene, die keine (3) bzw. eine (4) grundsätzliche Intention zu einer Verhaltensänderung haben. Klarerweise sind es jene Endkunden der Gruppe 4, welche sich nicht tarifkonform verhalten, aber die Intention dazu haben, welche als Zielgruppe in Frage kommen.

Jene, die sich bereits im Vorfeld tarifkonform verhalten, stellen die klassische Gruppe der **Free-Rider** dar. Speziell die Endkunden der Gruppe 1 ist klassisches Free-Rider-Verhalten zu unterstellen, bei Endkunden der Gruppe 2 ist auch die grundsätzliche Bereitschaft zur Verhaltensänderung als Motivation anzusehen.

## 4 Zusammenfassung

- Lastverschiebungen, die durch die monetären Anreize von flexiblen Tarifen ausgelöst werden sollen, sind nur dann möglich, wenn sich Unterschiede in den kWh-bezogenen Preisen ergeben bzw. Aufwände/Nutzeneinbußen durch Pauschalen entschädigt werden.
- Es zeigt sich, dass sich die Zielerreichung des gleichen flexiblen Tarifmodells unterscheidet, abhängig davon, ob die Betrachtung für die Preiskomponente Netz oder Energie erfolgt. Eine integrierte Betrachtung (bzw. eine die Netzsituation beachtende Energiedienstleistung) ist angesichts des Unbundlings schwierig.
- Auch konterkarierende Situationen zwischen Netz und Energie können auftreten. Dennoch ist festzustellen, dass (idealerweise vollflexible) Preissignale als Instrument zur Abwägung zwischen den Interessen dienlich sind. Eine systemorientierte Ausarbeitung der Preissignale speziell für das Stromnetz ist erforderlich.

- Es gibt KundInnen, die ihr Verhalten an die Anreize der Preissignale anpassen können und wollen. Es gilt erstens für diese Gruppe Hemmnisse (Zeitaufwand, Informationsdefizite) zu beseitigen und zweitens einen größeren Anteil der Kunden in die Zielgruppe sozusagen hinein zu motivieren.
- Aus kombinierter ökonomischer und technologischer Sicht sind folgende drei Faktoren der Bereitschaft der EndkundInnen zur Teilnahme an einer Lastverschiebung förderlich:
  - (1) EndkundInnen verfügen über (effiziente) Speicher (Warmwasserboiler), um in Zeiten von Tarif-Höchststufen oder Abschaltungen keinen bzw. einen beschränkten Nutzenverlust zu erleiden.
  - (2) EndkundInnen verfügen über Geräte / Applikationen, die eine Anpassung an die Tarifierreize erleichtern. Das Ausmaß der kontinuierlichen Informationskosten wird gesenkt und die Anpassung kann automatisiert erfolgen. Es ist anzunehmen, dass die Kosten passender Geräte mit höheren Anschaffungskosten im Vergleich zum Standardgerät einhergehen.
  - (3) Die kontinuierlichen Informationskosten können durch optimierte Kommunikation zum Endkunden (Web, Apps, SMS, Brief, In-House-Display etc.) gesenkt werden und damit sowohl die Bereitschaft (i) erhöht, (ii) verlängert und (iii) intensiviert werden.

Es ist ersichtlich, dass es sich jeweils um beschränkte Anteile der Gesamtheit der EndkundInnen handelt. Unterschiedliche Methoden der Motivation sind auszuarbeiten.

## 5 Literatur

Albadi M.H., El-Saadany E.F. (2007): Demand Response in Electricity Markets – An Overview. Conference Publication, Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE.

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

Kollmann A., Amann C., Elbe C., Heinisch V., Kraußler A., Moser S., Schmutzger E., Schmidthaler M. (2013): Lastverschiebung in Haushalt, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur – Potenzialanalyse für Smart Grids – LOADSHIFT. Konferenzbeitrag, 8. IEWT Wien, 2013.

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

Paetz A., Dütschke E. (2011): Dynamische Stromtarife – nur gesetzliche Pflicht oder Kundenwunsch? SIV.NEWS 1/2011.

Westermayer (2008): Notizen zu Praxistheorie und Umweltverhalten, Teil III. Web: <http://blog.till-westermayer.de/index.php/2008/05/12/notizen-zu-praxistheorie-und-umweltverhalten-teil-iii/>, 2013-09-18.