



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für  
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK  
Bundesamt für Energie BFE

**Schlussbericht** 17. November 2009

---

# **Smart Metering für die Schweiz – Potenziale, Erfolgsfaktoren und Massnahmen für die Steigerung der Energieeffizienz**

---

**Auftraggeber:**

Bundesamt für Energie BFE  
Forschungsprogramm Elektrizitätstechnologien & -anwendungen  
CH-3003 Bern  
[www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

**Kofinanzierung:**

Landis+Gyr AG, 6300 Zug ZG  
Elektrizitätswerk der Stadt Zürich ewz, 8050 Zürich

**Auftragnehmer:**

econcept AG  
Gerechtigkeitsgasse 20  
CH-8002 Zürich  
[www.econcept.ch](http://www.econcept.ch)

**In Zusammenarbeit mit:**

Forschungsgruppe Energie- und Kommunikationstechnologien EnCT GmbH  
Emmy-Noether-Str. 2  
D-79110 Freiburg  
[www.enct.de](http://www.enct.de)

**AutorInnen:**

Reto Dettli, [reto.dettli@econcept.ch](mailto:reto.dettli@econcept.ch) (Projektleitung)  
Daniel Philippen, [daniel.philippen@econcept.ch](mailto:daniel.philippen@econcept.ch)  
Karin Reinhardt, [karin.reinhardt@econcept.ch](mailto:karin.reinhardt@econcept.ch)  
Harald Schäffler, [harald.schaeffler@enct.de](mailto:harald.schaeffler@enct.de)  
Christoph Heinemann, [chistoph.heinemann@enct.de](mailto:chistoph.heinemann@enct.de)

Die vorliegende Studie wurde im Rahmen eines Workshops im Oktober 2009 mit Fachpersonen diskutiert. Den Teilnehmenden des Workshops wird für ihre Beiträge und für den inhaltlichen Austausch herzlich gedankt. Folgende Personen haben am Workshop teilgenommen:

Bruno Cosandey	VSE, Ressortleiter Mess- und Datentechnik
Lothar Degenhardt	Siemens Schweiz AG, Business Development, Energy Systems
Anna Elofsson	ewz, Verteilnetz
Peter Kieffer	Landis+Gyr, Country Manager Switzerland
Rolf Kistler	Hochschule Luzern, CEESAR - iHomeLab
Alexander Klapproth	Hochschule Luzern, Head of CEESAR - iHomeLab
Adrian Peter	Leiter Business Development, BKW FMB Energie AG
Cornel Rüede	Swissgrid AG, Abteilungsleiter Datenmanagement, Betrieb; Leiter Energiedatenkommission VSE
Christoph Steinmann	ewz, Verteilnetz
Martin Stöckli	BKW FMB Energie AG, Vertrieb Endkunden
Peter Walter	EKT AG, Leiter Informatik + Messen; VSE Arbeitsgruppenleiter Smart Metering

**BFE-Bereichsleiter:** Dr. Michael Moser

**BFE-Programmleiter:** Roland Brüniger

**BFE-Vertrags- und Projektnummer:** 153885 / 102966

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die AutorInnen dieses Berichts verantwortlich.

Berichtversion: 918\_be\_Schlussbericht def.doc / 17. November 2009

# Inhalt

<b>Abstract</b>	<b>i</b>
<b>Zusammenfassung</b>	<b>iii</b>
<b>1 Ausgangslage und Ziel der Studie</b>	<b>1</b>
<b>2 Vorgehen und Methodik</b>	<b>3</b>
<b>3 Überblick über die Konzepte und Technologien für Smart Metering</b>	<b>5</b>
3.1 Smart Metering – Begriffliche Grundlagen	5
3.2 Kommunikationsschnittstellen	7
3.3 Gerätekonzepte	10
3.4 Systemkonzepte	15
3.5 Systemtrends und Standardisierung	16
3.6 Bewertung	17
3.7 Nutzen von Smart Metering	19
3.7.1 Funktionen	19
3.7.2 Effizienzpotentiale	20
3.8 Zusammenfassung	22
<b>4 Wichtige Rahmenbedingungen für die Einführung der Smart Metering-Technologie in der Schweiz</b>	<b>25</b>
4.1 Politische Rahmenbedingungen	25
4.1.1 Rechtliche Grundlagen	25
4.1.2 Stand der Strommarktliberalisierung	27
4.2 Tarifstrukturen, Strom- und Zählerpreise	28
4.3 Aktuelle Abrechnungsarten und Feedbacks zum Stromverbrauch	32
4.4 Lastmanagement	33
<b>5 Übersichtsstudien und exemplarische Feldversuche zur Steigerung der Energieeffizienz mittels Smart Metering</b>	<b>35</b>
5.1 Einleitung	35
5.2 Feedback	35
5.2.1 Definition von Feedback	35
5.2.2 Sekundäre Evaluationsstudien zu Feedback	39
5.2.3 Bisherige Erfahrungen in der Schweiz	46
5.2.4 Fazit: Möglichkeiten zur Erhöhung der Energieeffizienz mit Feedback	47
5.3 Variable Tarife	48
5.3.1 Definition variabler Tarife	48

5.3.2	Ziele von variablen Tarifen	50
5.3.3	Primäre und sekundäre Evaluationsstudien zu Feldversuchen	53
5.3.4	Bisherige Erfahrungen mit variablen Tarifen in der Schweiz	59
5.3.5	Fazit: Möglichkeiten zur Erhöhung der Energieeffizienz mit variablen Tarifen	59
<b>6</b>	<b>Schlussfolgerungen aus den internationalen Erfahrungen und Konsequenzen für die Schweiz</b>	<b>63</b>
6.1	Internationale Erfahrungen und ihre Übertragbarkeit auf die Schweiz	63
6.2	Abschätzung zur Wirtschaftlichkeit von Smart Metern in Kombination mit Feedback in Schweizer Haushalten	69
6.3	Erfolgversprechende Technologien für die Schweiz	70
<b>7</b>	<b>Massnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz mit Smart Metering</b>	<b>73</b>
7.1	Massnahmen hoher Priorität	73
7.1.1	Massnahmen bei Zählerherstellern, Energielieferanten und Verteilnetzbetreibern	73
7.1.2	Massnahmen bei Bund und Kantonen	75
7.2	Ergänzende Massnahmen	77
7.2.1	Generelle Massnahmen für alle Akteure	77
7.2.2	Massnahmen bei Zählerherstellern, Energielieferanten und Verteilnetzbetreibern	77
7.2.3	Massnahmen bei Bund und Kantonen	77
7.3	Offene Fragen und Forschungsbedarf	78
	<b>Anhang</b>	<b>80</b>
A-1	Elektrizitätstarife in der Schweiz	80
A-2	Beispiele für Tarifstrukturen und Strompreise	81
	<b>Abkürzungsverzeichnis</b>	<b>84</b>
	<b>Glossar</b>	<b>87</b>
	<b>Literatur</b>	<b>89</b>

## Abstract

Der vorliegende Bericht untersucht, welche Steigerung der Stromeffizienz mit Smart Metering bei einer breiten Einführung dieser Technologie in der Schweiz zu erwarten sind. Es werden hierfür die Wirkungen von Feedback-Anwendungen und von variablen Tarifen betrachtet, welche beide mit der Smart Meter-Technologie ermöglicht werden. In einem Überblick werden aktuelle Systemkonzepte und Technologien von Smart Metering, Feedback und variablen Tarifen sowie die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Smart Meter-Technologie in der Schweiz beleuchtet. Mit einer Literaturrecherche werden weltweite Erfahrungen mit Feedback und variablen Tarifen ausgewertet und die Übertragbarkeit der Ergebnisse auf die Schweiz untersucht. Darauf basierend werden Massnahmen zu Handen von Zählerherstellern, Energielieferanten, Verteilnetzbetreibern sowie Bund und Kantonen formuliert, mit denen die mit der Smart Meter-Technologie verbundenen Stromeffizienzpotenziale in der Schweiz optimal genutzt werden können.

Le rapport analyse la potentielle augmentation de l'efficacité dans le domaine de l'électricité permise par l'introduction de la technologie de Smart Meter en Suisse. L'impact des Feedbacks et des tarifs variables, tous les deux rendus possible par la technologie Smart Meter, sera analysé à cet effet. Les nouveaux systèmes et technologies de Smart Metering ainsi que les conditions cadres pour la Suisse seront exposés dans un aperçu. Les expériences internationales avec Smart Meter seront analysées et son applicabilité en Suisse sera évaluée. Basées sur cette évaluation, des mesures seront formulées à l'intention des producteurs de compteurs, des fournisseurs de l'énergie, des gestionnaires de réseau ainsi que de la Confédération et des cantons, afin que les potentiels d'augmentation de l'efficacité dans le domaine de l'électricité soient utilisés de façon optimale.

This report examines the use of Smart Metering technology and what improvement of energy efficiency could be expected by its wide adoption in the whole of Switzerland. It examines the effects of feedback applications and of variable tariffs which are made possible with the use of this technology. A summary lists the ongoing system concepts and technologies of Smart Metering, feedback and variable tariffs as well as the general legal requirements for Switzerland. By means of a literature research the worldwide experiences with feedback and variable tariffs were evaluated and the application of the results regarding their use in Switzerland examined. On this basis, the report lists suggestions for meter manufacturers, energy suppliers, distribution system operators as well as for federal and cantonal authorities as to how to use the Smart Meter technology to its full advantage.



## Zusammenfassung

Die vorliegende Studie analysiert, wie bei einer Einführung von Smart Metering in der Schweiz die Energieeffizienz durch Feedback und variable Tarife erhöht werden kann. Sie formuliert Massnahmen für wichtige Akteure des Schweizer Strommarkts, welche technischen und regulatorischen Massnahmen zur Nutzung neuer, durch Feedback und variable Tarife entstehende Effizienzpotenziale in der Schweiz umgesetzt werden sollten.

Smart Meter sind eine neue Generation von Stromzählern, welche Messdaten in elektronischer Form zur Verfügung stellen und sich deswegen auf einfache Weise mit moderner elektronischer Datenverarbeitung kombinieren lassen. Sie ermöglichen sowohl Netzbetreibern, Energielieferanten und auch Endkunden einen wesentlich verbesserten und zeitlich aufgelösten Einblick in den Stromverbrauch und eröffnen neue Einflussmöglichkeiten auf Stromversorgung und -verbrauch.

Aus der Installation von Smart Metern allein resultieren keine Energieeinsparungen. Die Technik ermöglicht jedoch Anwendungen, welche zu Energieeinsparungen führen können. So können neuartige Tarifierungen eingeführt werden und Rückmeldungen zum Verbrauch – ein sogenanntes Feedback – an die Endverbraucher gegeben werden. Dadurch erhalten diese mehr Einsicht, wie sie ihren Stromverbrauch zeitlich optimieren und durch Nutzungsänderungen senken können.

In der Schweiz werden Smart Meter bisher nicht grossflächig eingesetzt. Erste Energieversorgungsunternehmen (EVU) haben Smart Meter installiert. Einige EVU evaluieren verschiedene Smart Meter derzeit in Feldversuchen. Feedback-Anwendungen und neuartige, dynamische Tarife wurden bei den Schweizer Endkunden noch nicht eingesetzt.

Auf dem Markt wird eine grosse Vielfalt von heterogenen Zähler- und Kommunikationstechnologien angeboten. Allerdings sind diese wegen fehlender Industriestandards oft sehr unterschiedlich. Zähler- und Kommunikationssystem müssen in der Regel von einem Hersteller bezogen werden. Die derzeitige Technologieentwicklung ist international sehr dynamisch. Weitgehend unklar ist heute, wie Feedback idealerweise gegeben wird, damit das Potential von Stromeinsparungen optimal genutzt wird. Auch bei neuen Tarifarten herrscht Ungewissheit, wie weit diese in der Schweiz zu Stromeinsparungen oder Lastverschiebungen bei den Endkunden führen können und welche dieser Tarifarten – wie Event- oder dynamische Tarife – zu weiteren Einsparungen in der Schweiz führen können.

Wichtige Rahmenbedingungen für das Messwesen in der Schweiz werden mit den Vorgaben im Stromversorgungs- und Energiegesetz und den dazugehörigen Verordnungen gegeben. Der Schweizer Strommarkt befindet sich derzeit im Übergang in eine Liberalisierung, wie sie in den letzten Jahren in vielen Ländern weltweit umgesetzt wurde. Mit der geplanten Marktöffnung für Verbraucher mit einem jährlichen Stromverbrauch über 100 MWh ist mit einer stark zunehmenden Verbreitung von Smart Metern in der Schweiz zu rechnen.

In der vorliegenden Studie wurden mit einer Literaturrecherche bisherige Erfahrungen verschiedener Länder mit dem Einsatz von Feedback und variablen Tarifen ausgewertet. Folgende Schlussfolgerungen für zukünftige Anwendungen von Feedback und variablen Tarife in der Schweiz können gezogen werden:

Das energetische Einsparpotenzial durch Feedback schwankt gemäss den internationalen Erfahrungen stark. Für die Schweizer Haushalte kann davon ausgegangen werden, dass das Einsparpotenzial in der Grössenordnung von 5% bis 6 % (oder rund 1'000 GWh pro Jahr) gemessen am Stromverbrauch der Schweizer Haushalte liegt (1,5% gemessen am gesamtschweizerischen Stromverbrauch). Damit verbunden sind zusätzliche Nutzen im Abrechnungswesen, bei der Netzbewirtschaftung und der Anwendung neuer Technologien.

Da nur wenige Studien zur Wirkung von Feedback in Gewerbe- und Dienstleistungsbetrieben oder in der Industrie existieren, bleibt unklar, wie hoch bei diesen Endverbrauchergruppen die entsprechenden Einsparpotenziale sind.

Bei einer flächendeckenden Einführung von Feedback in den Schweizer Haushalten ist mit Installationskosten in der Grössenordnung von 1,5 Mrd. Franken für Smart Meter- und Feedback-Geräte zu rechnen. Dem können finanzielle Einsparungen durch Nutzung des Effizienzpotenzials von Feedback von rund 1,2 Mrd. Franken gegenübergestellt werden. Der Vergleich, welcher auf einer groben Abschätzung basiert, zeigt, dass mit den Feedback-Systemen finanzielle Einsparungen erreicht werden können, welche zumindest in der Grössenordnung der Investitionen für Smart Meter- und Feedback-Systemen liegen. Verbessert wird die Wirtschaftlichkeit mit weiteren Kosteneinsparungen durch die Automatisierung der Administration bei den Verteilnetzbetreibern und durch zusätzlichen Nutzen wie z.B. Synergien zur Rundsteuerung oder der Fernauslesung von Wasser- und Gaszählern..

Da in der Schweiz bereits weitgehend flächendeckend Time of use-Tarife für Haushalte eingeführt sind (Saisonale Tarife, Hoch- und Niedertarif), können nur die Effizienzsteigerungen von Event-Preisstufen oder dynamischen Tarifen zusätzlich erschlossen werden. Die möglichen Lastverschiebungen fallen im Vergleich zu den statischen Time of use-Tarifen wesentlich höher aus und werden vor allem kurzfristiger realisiert. Besonders durch last- oder verbrauchvariable Tarife können voraussichtlich weitergehende Einsparpotenziale erschlossen werden. Eine Quantifizierung der Einsparpotenziale durch variable Tarife ist aufgrund der Datenlage und aufgrund der spezifischen Rahmenbedingungen in der Schweiz nicht möglich.

In der Schweiz besteht kein flächendeckender Bedarf an Smart Metern, mit denen neben Strom auch der Erdgas-, Fernwärme- oder der Trinkwasserverbrauch gemessen und angezeigt werden kann (Multisparten-Zähler). Die Multispartenfähigkeit der Zähler bietet aber Synergien bei der Auslesung und kann für zukünftige Smart Home-Anwendungen relevant werden.

Auch in der Schweiz ist mit Einführung der Smart Metering-Technologie damit zu rechnen, dass wegen der Generierung detaillierter Informationen zum Energieverbrauch der Endverbraucher Fragen zum Datenschutz geklärt werden müssen.

Um eine Entwicklung von Energieeffizienz-Anwendungen im Bereich Smart Metering in der Schweiz anzustossen, sollten Zählerhersteller, Energieversorgungsunternehmen und Bund und die Kantone die nachfolgenden, prioritären Massnahmen ergreifen:

***Massnahmen hoher Priorität für Zählerhersteller und Energieversorgungsunternehmen:***

- **Massnahme 1: Fähigkeit der Smart Meter zu weitergehenden Aufgaben gewährleisten.** Smart Meter sollten für die Implementierung von direktem Feedback Verbrauchsdaten in Echtzeit über entsprechende standardisierte Kommunikationsschnittstellen bereitstellen können. Der Lastgang sollte gespeichert werden, um die Messung von flexiblen zeit- und lastvariablen Tarifen zu ermöglichen. Zusätzlich sollten Smart Meter zur Fernschaltung von Verbrauchern und zur Multispartenmessung in der Lage sein.
- **Massnahme 2: Interoperabilität der Smart Meter-Systeme sicherstellen.** Um vermehrte Flexibilität bei der zukünftigen Entwicklung von Feedbackanwendungen zu gewährleisten, sollten Smart Meter mit gemeinsamen, erweiterbaren Datenstandards arbeiten und modular oder derart aufgebaut sein, dass die Kommunikationsschnittstellen bei Bedarf durch andere Akteure genutzt werden können.
- **Massnahme 3: Häufiges Feedback zum tatsächlichen Verbrauch und Zusatzinformationen bereitstellen.** Das Feedback sollte in Echtzeit zur Verfügung stehen, über den realen Verbrauch informieren und mit periodischen Informationen zu Relevanz von Energieeinsparungen und Handlungsmöglichkeiten gekoppelt werden.
- **Massnahme 4: EndverbraucherInnen Wahlmöglichkeiten zur Art des Feedback-Systems geben und Weiterentwicklung kundengerechter Feedback-Systeme.** Bezüglich Häufigkeit, Detaillierung und Wege, über die ihnen das Feedback kommuniziert wird, sollte den Endkunden Wahlmöglichkeiten gegeben werden. Smart Meter sollten über standardisierte Kundenschnittstellen verfügen, auf die verschiedene wettbewerbliche Produkte aufgesetzt werden können.

***Massnahmen hoher Priorität für Bund und Kantone:***

Damit die durch Smart Metering bestehenden Energieeffizienzpotenziale in der Schweiz genutzt werden können, sollten Bund und Kantone folgende Bereiche regeln:

- **Massnahme 5: Gesetzliche Rahmenbedingungen schaffen, um die Steigerung der Energieeffizienz mit Einführung der Smart Meter-Technologie zu ermöglichen und um den Akteuren des Strommarkts Planungssicherheit zu geben.** Hierzu gehören die Festlegung der minimalen Häufigkeit der Stromabrechnung, die Verpflichtung zur Bereitstellung von Feedback, die Zuteilung der Kosten für Smart

Meter und Feedback auf die Akteure des Strommarktes und die Regelung des Datenschutzes.

- **Massnahme 6: Bestehende gesetzliche Hemmnisse abbauen, welche die Einführung der Smart Meter-Technologie behindern.** Hier ist insbesondere Artikel 8 Absatz 5 der Stromversorgungsverordnung zu nennen. Ferner sollte die Messmittelverordnung überprüft werden und der Aufbau einer kostengünstigen Kommunikationsinfrastruktur ermöglicht werden.

### ***Ergänzende Massnahmen***

Neben den voranstehenden, prioritären Massnahmen resultieren weitere Massnahmen untergeordneter Priorität:

- Die Entwicklungen im Ausland betreffend der Standardisierung der Datenformate für Smart Meter- und Feedback-Geräte und der Interoperabilität von Geräten verschiedener Hersteller sollten beobachtet werden und geeignete Standardisierungen für den Schweizer Markt übernommen werden.
- Die technischen Voraussetzungen für zukünftige variable Tarifsysteme sollten schon heute geschaffen werden, da diese Tarifsysteme in zukünftigen Smart Grids angewendet werden könnten. Durch eine zeitliche Kopplung von Stromproduktion und -nachfrage könnte so die Energieeffizienz des Stromnetzes verbessert werden.
- Neue Tarifmodelle sollten durch entsprechende gesetzliche Anpassungen ermöglicht werden.
- Die Einführung von Feedback-Geräten sollte von Bund und Kantonen bei Bedarf mit finanziellen Anreizen beschleunigt werden.

Aus Sicht der vorliegenden Studie ergibt sich ein Klärungs- und Forschungsbedarf in der Schweiz sowohl bei institutionellen Fragen, bei der Entwicklung von Feedback-Systemen als auch im Bereich der variablen Tarife. Der Klärungs- und Forschungsbedarf besteht, da die Höhe der Energieeinsparungen durch Feedback oder durch Tarifierung von verschiedenen Rahmenbedingungen abhängig ist, welche teilweise generell noch unklar oder auch länderspezifisch sind. So haben beispielsweise sozioökonomische Faktoren einen Einfluss auf die Wirkung oder auch die Charakteristik der bestehenden Tarifsysteme. Fundierte Informationen zu den Potenzialen bei Gewerbe und Dienstleistungsbetrieben oder in der Industrie konnten nicht gefunden werden.

Im institutionellen Bereich sollte geklärt werden, welcher Marktakteur für die Bereitstellung von Feedback an die Endkunden verantwortlich ist – einerseits im Falle eines minimalen Feedbacks und andererseits bei Lieferung von umfassendem Feedback. Beim minimalen Feedback sollte zudem definiert werden, wie dieses bezüglich Inhalt, Form und Übermittlungswegen gestaltet werden muss. Ferner müssen im liberalisierten Strommarkt die Rollen der Marktakteure wie Produzenten, Verteilnetzbetreiber und Energielie-

feranten geklärt werden. So muss beispielsweise geklärt werden, welcher Akteur zu Lastschaltungen befugt ist.

Im Bereich der Feedback-Systeme sollten für Haushalte tiefere Erkenntnisse zum Einfluss von Inhalt, Visualisierung, Kommunikationswegen und Handlungsratschlägen auf die Akzeptanz und die Energieeffizienzsteigerung erarbeitet werden. Zusätzlich sind praktikable und wirkungsvolle Anwendungen von Feedback in Gewerbe, Dienstleistungsbetrieben und Industrie heute noch unbekannt. Die neuen Infrastrukturen für Smart Metering und Feedback müssen derart ausgestaltet werden, dass ihr Energieverbrauch nicht die Energieeinsparungen aufwiegt. Eine Kosten-Nutzen-Analyse bei den Akteuren des Strommarkts könnte Aufschluss darüber geben, wie die Kosten für die Einführung von Smart Meter und Feedback bei Verteilnetzbetreibern, Produzenten und Endkunden verteilt werden könnten.

Bei den variablen Tarifen ist offen, inwieweit Event- und dynamische Tarife – aufbauend auf den hierzulande weit verbreiteten zeitvariablen Tarifen – zu Energieeinsparungen in der Schweiz führen können. Eine Kosten-Nutzen-Analyse könnte Einsichten geben, ob Lastverschiebungen durch Event- und dynamische Tarife wirtschaftlich sinnvoll sind. Dies würde auch eine Analyse voraussetzen, welche Lastgang-Verschiebungen bei verschiedenen Endkunden-Kategorien möglich sind.



# 1 Ausgangslage und Ziel der Studie

Um neue Einflussmöglichkeiten auf die Stromversorgung und den -verbrauch in der Schweiz zu erhalten, wird in jüngster Zeit von verschiedener Seite der Einsatz von Smart Metern propagiert. Diese neue, elektronische Generation von Stromzählern soll sowohl für die Netzbetreiber als auch für die Endkunden einen wesentlich verbesserten und zeitlich aufgelösten Einblick in den Stromverbrauch auf der Ebene Endverbraucher und auf die Auslastung der Netze geben. Smart Metering wird als Chance für die Steigerung der Energieeffizienz bei KundInnen, der Verbesserung des Kundenkontakts und der Netzbewirtschaftung durch die Elektrizitätswirtschaft gesehen. Die Energieversorgungsunternehmen (EVU) erwarten daneben auch Kostenreduktionen von der Automatisierung des Messwesens, über ein verbessertes Netzmanagement bis hin zur Vermeidung neuer Kraftwerkskapazitäten.

Die Technologie der Smart Meter ist wiederum noch in der Entwicklung begriffen. Zwar werden von verschiedenen Unternehmen marktreife Smart Meter angeboten, es besteht jedoch insbesondere bei den möglichen Rückmeldungen über den Verbrauch (Feedback) an die Endkunden noch Unklarheit, wie diese idealer Weise vorgenommen wird, um Stromeinsparungen erreichen zu können. Durch die Einführung neuer Tarifarten, welche sich aus praktischen Gründen nur mit der Smart Meter-Technologie umsetzen lässt, bestehen daneben weitere Möglichkeiten, den Stromverbrauch im Sinne vermehrter Energieeffizienz zu beeinflussen. Auch bei diesen neuen Tarifarten ist unklar, wie weit diese in der Schweiz sinnvoller Weise eingeführt werden können.

Smart Meter sind in einigen Ländern teils schon sehr stark verbreitet – in Italien sind diese beispielsweise flächendeckend installiert – teils ist in den kommenden Jahren mit einem forcierten Ersatz der alten elektro-mechanischen Zähler zu rechnen; in den Mitgliedsstaaten der EU nicht zuletzt deshalb, da mit der EU-Richtlinie über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen (EU 2006/32/EG) der Einsatz von Smart Metern gefördert wird. Systeme für ein verbessertes Feedback werden bisher jedoch nur versuchsweise installiert, da hier noch weitgehend Unklarheit herrscht, wie diese erfolgreich einzusetzen sind.

In der Schweiz werden Smart Meter bisher nicht grossflächig eingesetzt. Erste EVU haben Smart Meter installiert. Einige EVU prüfen derzeit Smart Meter in Feldversuchen, mit denen verschiedene Geräte evaluiert werden sollen. In verschiedenen Randregionen sind Smart Meter installiert, welche jedoch lediglich für die Fernablesung und nicht für ein Feedback an die Endkunden verwendet werden. Oft ist die Motivation der EVU für den Einsatz von Smart Meter die ermöglichte Fernablesung von Zählern und nicht die Steigerung der Stromeffizienz.

Vor diesem Hintergrund sollen mit der vorliegenden Studie die vorhandenen Technologien und Konzepte des Smart Metering und die damit verbundenen Chancen für eine Reduktion des Stromverbrauchs dargestellt werden. Hierfür werden bisherige nationalen

und internationalen Erfahrungen ausgewertet, die Übertragbarkeit ausländischer Ergebnisse auf die Schweiz geprüft, sowie die mutmasslichen Erfolgsfaktoren einer erfolgreichen Einführung in der Schweiz dargestellt.

Im Fokus der Studie stehen Smart Metering und die damit verbundenen neuartigen Kommunikationssysteme vor allem im Haushaltsbereich.

Dabei werden folgende Ziele angestrebt:

- Erstellung eines Überblicks über die bestehenden Konzepte und Technologien von Smart Metering.
- Darstellung der rechtlichen, politischen und technischen Rahmenbedingungen von Smart Metering in der Schweiz.
- Auswertung der bisherigen internationalen und nationalen Versuche zu Feedback und variablen Tarifen v.a. hinsichtlich der Verminderung des Elektrizitätsverbrauchs und Darlegung, welche Handlungsalternativen sich aus den Versuchen für die Schweiz ergeben.
- Ermittlung des Energieeffizienz-Potentials, welches mit dem Einsatz von Smart Metering erschlossen werden kann, und der erfolgversprechendsten Systeme.
- Aufzeigen von Handlungsoptionen zur Nutzung entstehender Energieeffizienzpotenziale durch die Smart Metering-Technologie in der Schweiz.

Die Ergebnisse dieser Forschungsarbeit werden in einem Workshop mit Vertretern der Industrie und dem BFE diskutiert und auf ihre Zweckmässigkeit geprüft.

## 2 Vorgehen und Methodik

In einem ersten Schritt werden die bestehenden Technologien und Konzepte und zu erwartende Trends von Smart Metering-Systemen in Hinblick auf einen energieeffizienteren Stromeinsatz analysiert.

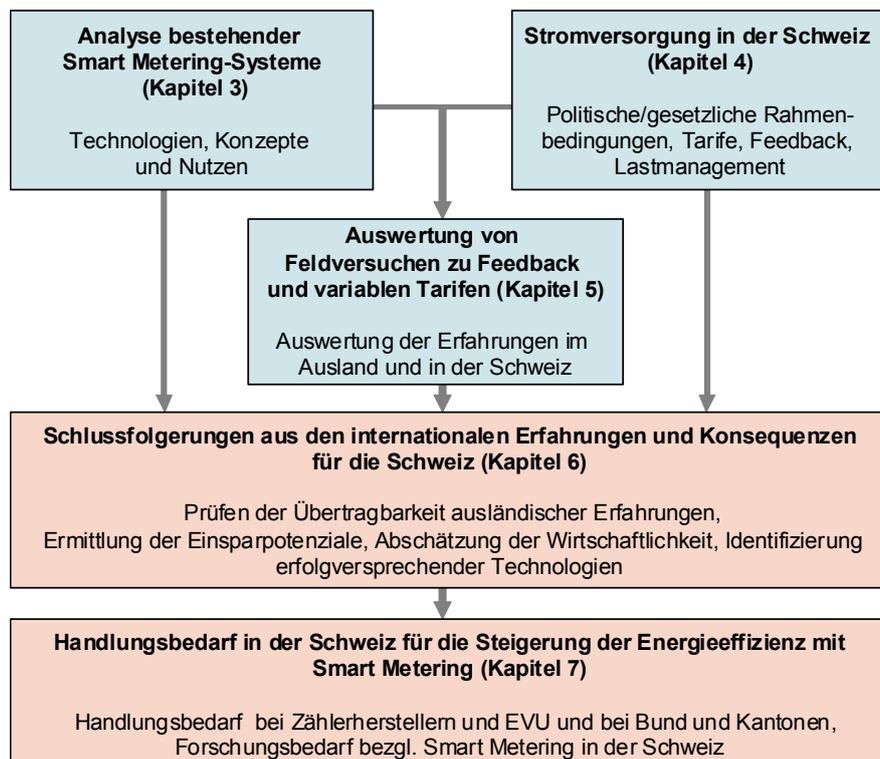
Das System der Stromversorgung in der Schweiz wird in einem nächsten Schritt betrachtet, um abschätzen zu können, welche Feedback-Systeme und Tarifierungsarten sich für den Einsatz in der Schweiz grundsätzlich eignen könnten.

Aufbauend auf den vorangehenden Ergebnissen werden Evaluationsstudien, in denen Feedbacksysteme oder neue Tarifierungsarten untersucht wurden, und erste Erfahrungen mit der Implementierung im Ausland und in der Schweiz ausgewählt und ausgewertet.

Die Ergebnisse werden anschliessend auf ihre Übertragbarkeit auf die Schweiz resp. ihre Aussagekraft für die ganze Schweiz geprüft und Einsparpotenziale durch den Einsatz von Smart Metern in Kombination mit Feedbacksystemen oder Tarifierungsarten und erfolgversprechende Technologien ermittelt.

Als Ergebnis der Studie werden Handlungsoptionen erarbeitet, um bei einer Einführung der Smart Metering-Technologie in der Schweiz die entsprechenden Energieeffizienzpotenziale nutzen zu können.

### «Vorgehensschema»



Figur 1: Vorgehensschema der vorliegenden Studie.

Die Untersuchungen stützen sich auf die Auswertung von Literaturquellen zu bestehenden Konzepten und Technologien für Feedback und variablen Tarifen. Auf Grund der umfassenderen Erfahrungen liegt der Schwerpunkt der Untersuchung auf dem Ausland. Ergebnisse bisheriger Einsätze von Smart Metering in der Schweiz werden ebenfalls berücksichtigt.

Die aktuelle Situation der Stromversorgung in der Schweiz wird anhand von Literaturquellen analysiert und die für das Mess- und Informationswesen und das Lastmanagement relevanten Merkmale dargelegt.

Die Arbeiten werden durch den Auftraggeber sowie die Industriepartner begleitet. Die Ergebnisse des Projektes werden mit Vertretern aus der Industrie und des BFE diskutiert und im Rahmen eines Workshops evaluiert.

## 3 Überblick über die Konzepte und Technologien für Smart Metering

### 3.1 Smart Metering – Begriffliche Grundlagen

Im Zähl- und Messwesen fand in den letzten Jahren ein grundlegender technologischer Wandel statt. Dominierten bisher die klassischen *elektromechanischen Zähler* (Ferraris-Zähler) sowie *manuelle personelle Ablesesysteme* den Markt, bieten inzwischen nahezu alle Hersteller elektronische Stromzähler sowie *automatische Fernablesesysteme* auch für den Privatkundenbereich an.

Diese neuen Systeme werden in der Literatur unterschiedlich bezeichnet. Vier Begriffe werden dabei am häufigsten gebraucht:

- Advanced Meter Reading (AMR),
- Advanced Meter Management (AMM)
- Advanced Meter Infrastructure (AMI)
- Smart Metering (SMET)

In der deutschsprachigen Literatur werden weiterhin die Begriffe

- Zählerfernauslesung
- elektronischer Zähler
- digitaler Zähler
- intelligenter Zähler

verwendet.

Die Begriffe werden oft synonym verwendet. Im Folgenden werden die Begriffe kurz erläutert.

#### **AMR - Advanced Meter Reading**

Mit dem Begriff Advanced Meter Reading (AMR) werden in der Regel Systeme bezeichnet, die Energiezähler über ein Kommunikationssystem aus der Ferne auslesen können. AMR bei Industriekunden ist in Deutschland unter dem Begriff **Zählerfernauslesung** (ZFA) bereits Standard. Während allerdings bei dieser Kundengruppe bisher die Daten über Abrufmodems täglich abgerufen werden, werden im Privatkundensegment verschiedene Kommunikationssysteme eingesetzt:

- Auslesung von digitalen Zählerdaten am Zähler direkt über eine Schnittstelle z.B. mit Hilfe eines Handcomputers (Handheld).

- Auslesung per Datenabruf über Nahkommunikationssysteme (in der Regel Funk), wobei der Messdienstleister die Zählerräume der Gebäude nicht mehr betreten muss, sondern die Daten vor einem Haus oder im Vorbeifahren erfassen kann (Walk-by bzw. Drive-By-Auslesung).
- Eine automatisierte Zählerfernauslesung über ein Datenfernkommunikationssystem. Ein Vor-Ort-Dienstleister ist nicht mehr erforderlich.

### ***AMM- Advanced Metering Management***

AMM-Systeme bieten im Gegensatz zu den AMR-Systemen in der Regel eine Zwei-Wege-Kommunikation entweder durch ein separates oder durch ein integriertes Kommunikationsgateway. Über das Kommunikationssystem können sowohl Zählerwerte ausgelesen, als auch Tarif-Informationen und Steuerungssignale an den Zähler bzw. an Schalteinrichtungen übermittelt werden. Die Zähler sind darüber hinaus je nach Typ und Hersteller mit vielfältigen zusätzlichen Funktionen ausgestattet, mit denen Geschäftsprozesse weiter rationalisiert werden können. Hierzu zählen u.a.

- Fernschaltung (Auf-, Abschaltung)
- Tarifregister mit Leistungsstufen, Zeitzonen, Kalenderfunktionen (Wochentage, Monate, Jahreskalender)
- Kundenschnittstelle
- Gruppenbildung von Zählern
- Schaltung von externen Geräten (Laststeuerung)
- Spannungsüberwachung (Power Quality-Ereignisse)
- Repeaterfunktion
- Integration von Zählern anderer Sparten (Erdgas-, Wasser- und Wärmemengenzählern)
- Manipulationswarnung
- Event-Logger.

### ***AMI- Advanced Metering Infrastructure***

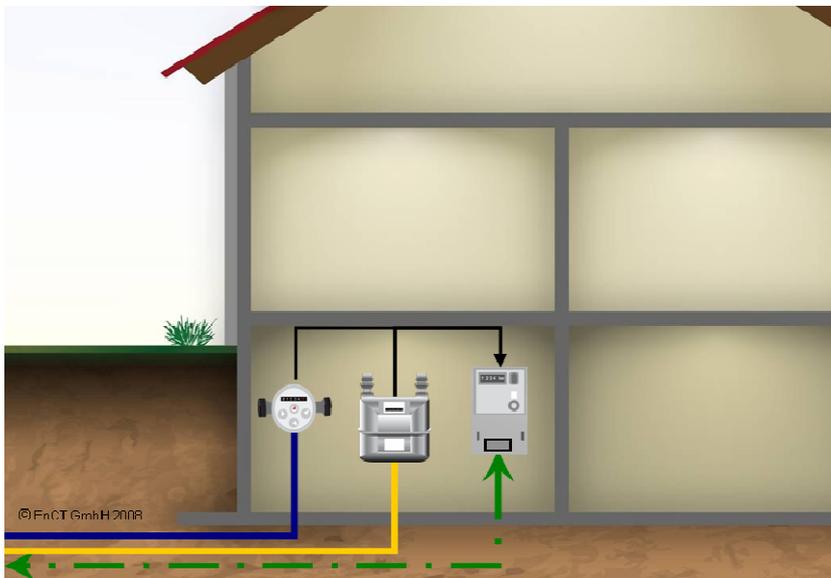
In der Literatur werden die Begriffe AMM und AMI häufig synonym verwendet. Manche Quellen bezeichnen hingegen mit dem Begriff AMI Systemvarianten, die zum einen erweiterte Funktionen für die Netzsteuerung (Smart Grid) und intelligente Haussteuerung (Smart Home) beinhalten, zum anderen offene Meter-Data-Management-Systeme (MDM). Im Rahmen dieser Studie werden die Begriffe AMM und AMI allerdings nicht differenziert.

### **Elektronische und digitale Zähler**

Die Begriffe „elektronischer“, „digitaler“ oder „intelligenter“ Zähler werden in der deutschsprachigen Literatur in der Regel synonym verwendet, ohne allerdings Funktionen der jeweiligen Zählertypen zu spezifizieren. Im Rahmen dieser Studie wird nur der Begriff „elektronischer“ Zähler verwendet und zwar für Zähler, die über ein elektronisches Messwerk verfügen.

### **Smart Metering / Smart Metering-System**

Smart Metering wird hier als Oberbegriff für alle diskutierten Konzepte verwendet. Ein System bestehend aus Zähler, Kommunikationssystem und Meter-Data-Management-System wird hier als **Smart Metering-System** bezeichnet.



Figur 2: Schema eines AMI-Systems (Quelle: EnCT).

### **3.2 Kommunikationsschnittstellen**

Prinzipiell umfasst ein Smart Metering-System die Basisfunktionen Zählen / Messen, Datenerfassung, -speichern und -steuern (Controller), Kommunizieren sowie weitere Mehrwertfunktionen (siehe Figur 3).



Figur 3: Basisfunktionen von Smart Metering-Systemen (Quelle: EnCT).

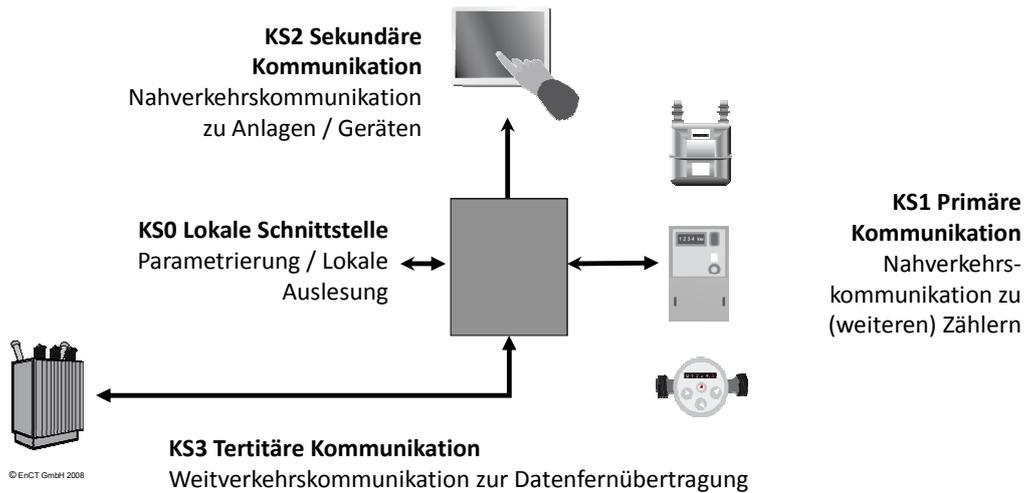
Die Kommunikation ist eine wesentliche Funktion von Smart Metering-Systemen. Hier sind verschiedene Konzepte gebräuchlich. Standardmässig haben alle Zähler eine lokale Kommunikationsschnittstelle zur Parametrierung oder zur Datenauslesung. Weiterhin verfügen die Systeme in der Regel über eine bi- oder unidirektionale Kommunikationsschnittstelle für die Datenfernkommunikation. Weiterhin verfügen manche Systeme über eine Schnittstelle für die Integration von weiteren Zählern, auch von anderen Sparten, sowie für die Kommunikation zu Kundenanwendungen (Display, etc.). Wird auch die Kommunikation von einer Zentrale zu weiteren Marktteilnehmern einbezogen, dann können insgesamt fünf Kommunikationsschnittstellen identifiziert werden<sup>1</sup>:

- **Lokale Schnittstelle (Kommunikationsschnittstelle KS0)**: Schnittstelle für die lokale Parametrierung und Datenauslesung durch einen Messdienstleister oder Kunden sowie für die Anbindung an Gateways.
- **Primäre Kommunikation / Nahverkehrskommunikation (Kommunikationsschnittstelle KS1)**: Kommunikation zu weiteren Zählern (Multi-Sparten-Metering).
- **Sekundäre Kommunikation / Kunden-Kommunikation (Kommunikationsschnittstelle KS2)**: Kommunikation zu Kundeninformationssystemen (z.B. Displays) und optional zu weiteren Systemen wie z.B. Geräte, Energiemanagementsystemen. Kunden-Informationssysteme können optional auch Bestandteil der Primären oder der Tertiären Kommunikationssysteme sein.
- **Tertiäre Kommunikation / Weitverkehrskommunikation (Kommunikationsschnittstelle KS3)**: Kommunikation zu einer Zentrale bzw. Meter-Daten-Managementssystem eines Messdienstleisters.
- **Quartäre Kommunikation / Applikations-Kommunikation (Kommunikationsschnittstelle KS4)**: Kommunikation von der Zentrale bzw. Meter-Data-Management-System (MDM) zu weiteren Applikationen verschiedener Marktteilnehmer (Vertrieb, Netzbetrieb, Serviceunternehmen).

Eine Übersicht über die Kommunikationsschnittstellen KS0 bis KS3 für zeigt Figur 4. KS4 ist dabei nicht abgebildet.

---

<sup>1</sup> Die Definitionen sind angelehnt den Standard in Holland NTA8130 und an die Arbeiten der deutschen MUC-Arbeitsgruppe.

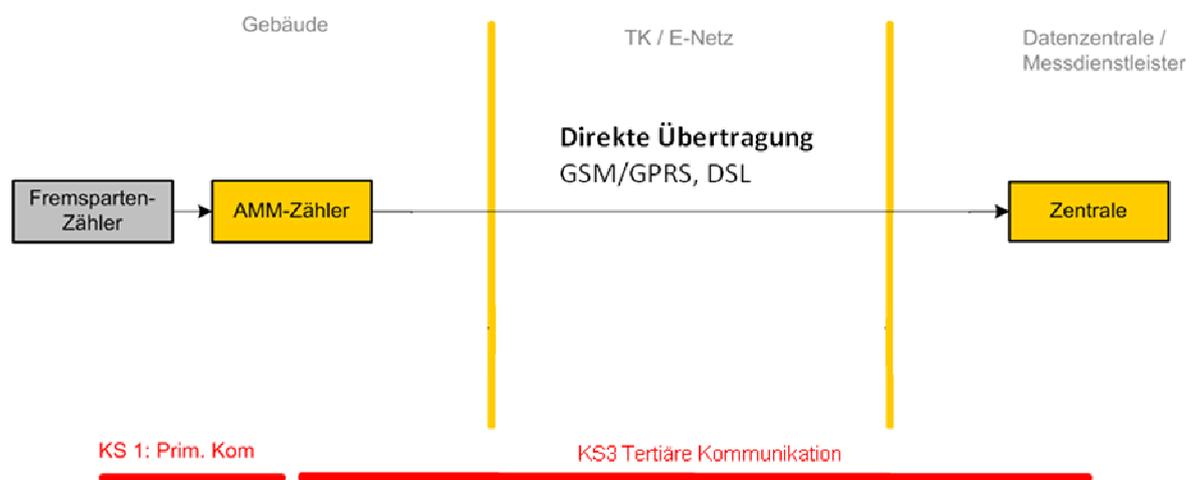


Figur 4: Definition der Kommunikationsschnittstellen (Quelle: EnCT).

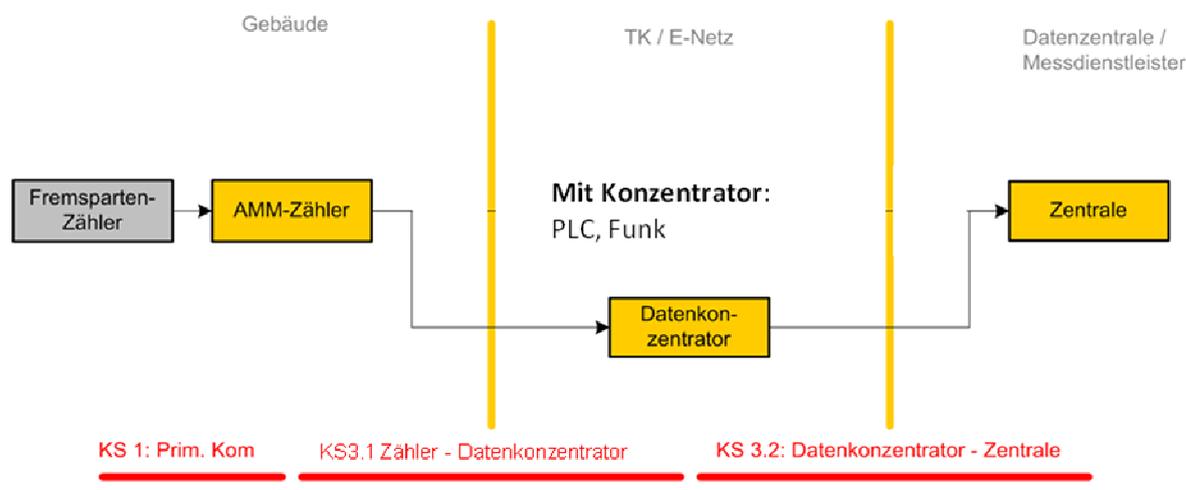
Für jede dieser Kommunikationsstrecken KS1 bis KS3 werden unterschiedliche drahtgebundene und funkbasierte Kommunikationstechnologien eingesetzt. Weiterhin werden für die Weitverkehrskommunikation KS3 zwei verschiedene Übertragungskonzepte verwendet:

- **Direkte Übertragung (Point-to-Point, P2P):** Die Zähler bzw. Gateways sind direkt mit einer Zentrale verbunden. Hierfür werden funkbasierte (GSM/GPRS) und drahtgebundene Technologien (DSL oder andere IP-Kommunikationsmedien wie Glasfaser oder TV-Kabel) verwendet.
- **Indirekte Übertragung (Point-to-Multipoint, P2MP):** Die Zähler bzw. Gateways von mehreren Gebäuden bzw. Kunden übertragen die Daten zunächst an einem Datenkonzentrator, werden dort aufbereitet und dann an eine Zentrale übertragen. Hierfür werden verschiedene nahfunkbasierte (Radio Frequency, RF) und drahtgebundene Technologien (Powerline Communication, PLC) verwendet.

Figur 5 und Figur 6 zeigen Schemata der direkten und indirekten Übertragung.



Figur 5: Konzept der direkten Übertragung der tertiären Kommunikation (Quelle: EnCT).



Figur 6: Konzept der indirekten Übertragung der tertiären Kommunikation (Quelle: EnCT).

Inzwischen wurden in zahlreichen Studien die möglichen Kommunikationstechnologien sowie deren Funktionalität und deren Eignung für Smart Metering beschrieben. Eine Technologie-Übersicht gibt z.B. die E-Energy-Studie<sup>2</sup>, die relevanten Normen und Standards werden z.B. in der Normierungsstudie des Oldenburger OFFIS-Instituts<sup>3</sup> beschrieben, die ebenfalls für das E-Energy-Projekt erstellt wurde.

### 3.3 Gerätekonzepte

Die oben beschriebenen Funktionen „Zählen/Messen“, „Speichern - Steuern“, „Kommunikation“ und „Mehrwertdienste“, wie z.B. Schalten, können auf unterschiedliche Weise gerätetechnisch umgesetzt werden. Erstens können die Baugruppen für die Funktionen Datensammeln, Steuern und Kommunizieren in einem **Zähler integriert** werden oder in einem separaten Gerät, einem **Gateway**, untergebracht werden. Weiterhin können die Baugruppen für die Kommunikationsschnittstellen **vollintegriert** werden oder **modular ausgelegt** werden.

Das Gerätekonzept bestimmt, ob die Dienstbereiche Messstellenbetrieb und Messdienstleistung von verschiedenen Dienstleistern ausgeführt werden können oder nicht. Eine schematische Darstellung zeigt Figur 7.

<sup>2</sup> wik-Consult, Fraunhofer-Verbund-Energie (2006)

<sup>3</sup> OFFIS, SCC Schwarz Communication Consult, mpc management project coaching (2009)

		Kommunikationsfunktion	
		Integriert	Getrennt
Baugruppen	Integriert	Integrierter Zähler	Integriertes Gateway
	modular	(Teil-) Modularer Zähler	Modulares Gateway

© EnCT GmbH 2008

Figur 7: Schema der Gerätekonzepte (Quelle: EnCT).

Im Folgenden werden die wichtigsten Konzepte, die derzeit marktgängig sind bzw. die sich in der Entwicklung befinden, erläutert.

### **Elektronischer Basiszähler**

In Verbindung mit Gateways werden in der Regel elektronische Zähler eingesetzt, die über die Lokale Kommunikationsschnittstelle (KS0) oder über die primäre Kommunikationsschnittstelle (KS0) eingebunden werden. Diese Zähler umfassen in der Regel nur die Funktion Messen und Zählen. Die Messdaten werden in diesem Fall unmittelbar, z.B. sekundlich an das Gateway weitergeleitet. Produktbeispiele hierfür sind der elektronische Haushaltszähler (eHZ) und der easy-Meter. Der eHZ ist auch in einer Version mit 2 Tarifregistern verfügbar.

### **Elektronischer „EDL“-Zähler**

In Deutschland wird auf der Basis des 2008 novellierten Energiewirtschaftsgesetzes von einigen Zählerherstellern eine spezifische Form des elektronischen Basiszählers entwickelt, der sogenannte „EDL21-Zähler. Dieser Zähler hat die Basisfunktionen wie ein elektronischer Zähler, darüber hinaus kann der Kunde über das Zählerdisplay verschiedene historische Verbrauchswerte (letzten 24 Stunden, letzte 7 Tage, letzte 30 Tage und letzte 365 Tage) sowie die Leistung ablesen. Durch diese Funktionen soll die Vorgabe des § 21b Abs. 3a/b EnWG erfüllt werden, der die Energieversorger verpflichtet „... ab dem 1. Januar 2010 .... jeweils Messeinrichtungen einzubauen, die dem jeweiligen Anschlussnutzer den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegeln“.

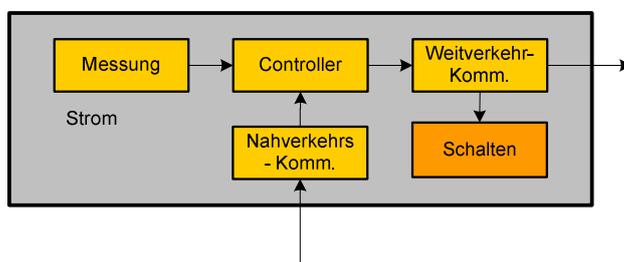
Über eine KS0-Schnittstelle kann der EDL-Zähler an ein Gateway, wie z.B. ein Multi-Utility-Controller MUC, angeschlossen werden und damit auch zeitvariable Tarife messen und zählen. In dieser Kombination sollen die Vorgaben nach zeit- oder lastvariablen Tarifen des § 40 Abs. 3 EnWG erfüllt werden. Dementsprechend wird das Konzept als EDL40 bezeichnet.

Offen ist allerdings, ob dieses Konzept die Vorgaben des Datenschutzes erfüllt. Bedenklich ist, dass die Verbrauchsdaten nicht geschützt werden können, sondern durch alle

Personen ablesbar sind, die Zugang zu dem Zähler haben. Ein Blick auf den Verbrauch der letzten 24 Stunden würde z.B. relativ einfach erkennen lassen, ob die Bewohner eines Haushalts gerade zu Hause oder verreist sind.

### **Integrierter Zähler**

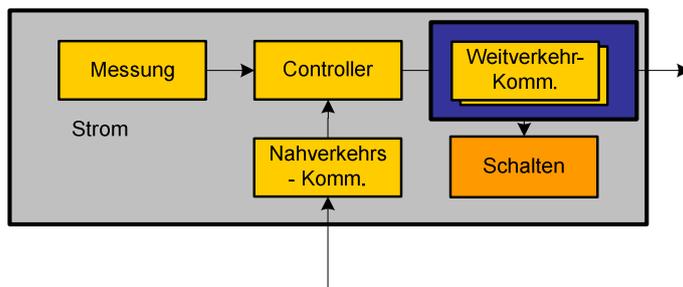
Bei einem integrierten Zähler sind die Baugruppen für die Funktionen Messung, Steuerung (Controller), Kommunikation und optional Schalten fest in einem Gerät eingebaut. Ein Austausch der Baugruppen ist nachträglich nicht möglich. Marktverfügbare Beispiele für dieses Konzept sind Zähler z.B. von Itron, Echelon und EMH. Figur 8 zeigt ein Schema eines integrierten AMM-Zählers.



Figur 8: Schema eines integrierten AMM-Zählers (Quelle: EnCT).

### **Teilmodularer Zähler**

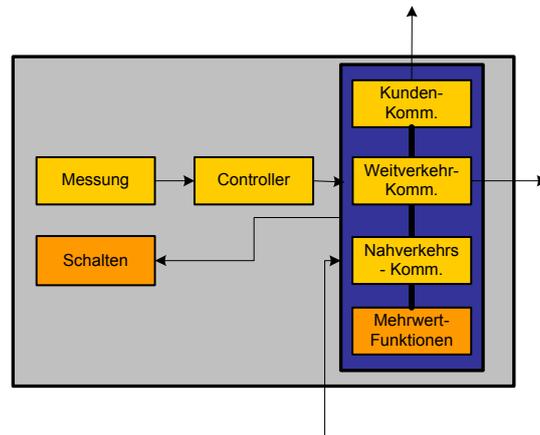
Bei dem teilmodularen AMR-Zähler ist die Baugruppe für die Weitverkehrskommunikation modular ausgelegt. Das heißt, dass unterschiedliche Kommunikationsmodule, z.B. für PLC oder für GPRS in einem Kommunikationsschacht eingesetzt werden können. Weiterhin ist es möglich, den Zähler zunächst auch ohne Kommunikationsmodul einzubauen und erst später die Module nachzurüsten (vgl. Figur 9). Beispiele für dieses Konzept sind AMM-Zähler von Landis+Gyr und Kamstrup.



Figur 9: Schema eines teilmodularen AMM-Zählers (Quelle: EnCT).

### Modularer Zähler

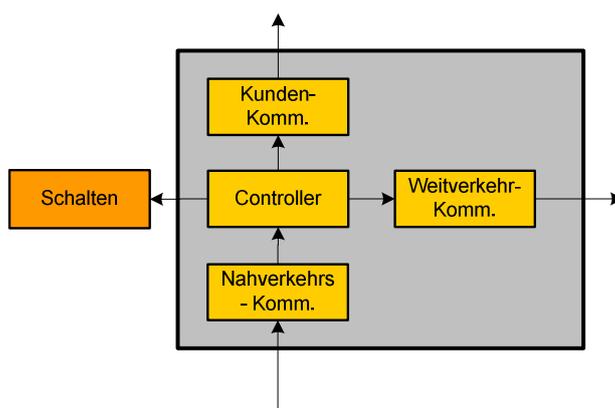
Werden neben der Weitverkehrskommunikation auch die Module für die Nahverkehrskommunikation und die Mehrwertfunktionen modular ausgeführt, dann handelt es sich um einen modularen Zähler. Das Schema eines modularen AMI-Zählers zeigt Figur 10.



Figur 10: Modularer AMI-Zähler (Quelle: EnCT).

### Integriertes Gateway

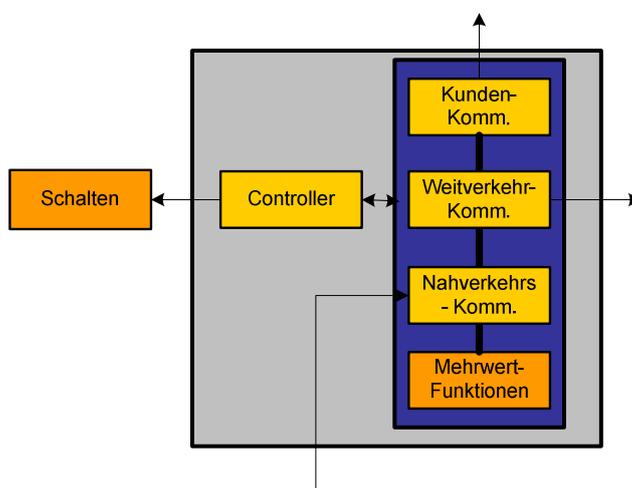
Bei einem integrierten Gateway werden die Baugruppen für die Funktionen Kommunikation, Speichern und Steuerung als separates Gerät konzipiert. Der Stromzähler wird wie andere Spartenzähler über die primäre Kommunikationsschnittstelle ausgelesen. Hierdurch können die Marktrollen Messstellenbetreiber und Messdienstleister auch gerätetechnisch voneinander getrennt werden. Die Zählerinstallation, -wartung und -eichung kann von einem Messstellenbetreiber übernommen werden, ein davon unabhängiger Messdienstleister kann die Kommunikationsdienste über das Gateway anbieten (vgl. Figur 11). Beispiele für dieses Konzept sind der Multi-Utility-Controller (MUC) und das Smart Metering-Gateway der Firma Energy ICT.



Figur 11: Schema eines integrierten AMI-Gateways mit optionaler Schalteinrichtung (Quelle: EnCT).

### Modulares Gateway

Wie beim modularen Zähler können die Baugruppen für die Kommunikation auch beim Smart Metering-Gateway modular aufgebaut werden. Hierfür werden standardisierte Steckplätze vorgesehen, in denen dann je nach Kunde und Messdienstleister unterschiedliche Module für die primäre, sekundäre und tertiäre Kommunikation eingebaut werden können. Weiterhin sind auch Module für Mehrwertfunktionen, wie z.B. Energiecontrolling oder Energiemanagement, möglich (vgl. Figur 12). Dieses Gerätekonzept ist eine Option in der MUC-Spezifikation, ist aber derzeit noch nicht am Markt verfügbar.



Figur 12: Schema eines modularen AMI-Gateways mit optionaler Schalteinrichtung (Quelle: EnCT)

### 3.4 Systemkonzepte

Ein weiteres Unterscheidungsmerkmal von Smart Metering-Systemen sind die sogenannten Systemkonzepte. Die Systemkonzepte beschreiben, wie offen oder integriert die drei zentralen Subsysteme

- Zähler
- Kommunikationssystem (KS3)
- Zentrale

zusammenwirken. Auf dem Markt werden gegenwärtig verschiedene Systemkonzepte angeboten, die im Folgenden dargestellt werden.

#### ***Offene Zentrale***

Bei diesem Konzept kann das MDM-System Daten aus Kommunikationssystemen verschiedener Hersteller integrieren. Hierfür ist erforderlich, dass die Hersteller der Zähler- und Datenkonzentratoren die entsprechenden Protokolle zur Verfügung stellen.

#### ***Zentrale + Kommunikationssystem***

Bei diesem Konzept besteht das Smart Metering-System aus einer Zentrale und Datenkonzentratoren bzw. je nach Kommunikationstechnologie auch aus Gateways, an die elektronische Zähler verschiedener Sparten über die jeweilige lokale oder primärer Kommunikationsschnittstelle eingebunden werden können. Die Fernkommunikation ist hierbei z.T. proprietär, das heisst, andere Konzentratoren können nicht integriert werden.

#### ***Kommunikationssystem + Zähler***

In Umkehrung zu dem vorigen Systemkonzept bieten manche Hersteller Zähler und Datenkonzentratoren an, die in eine Zentrale integriert werden können. Die erste Strecke (KS 3.1) ist hierbei in der Regel proprietär, die Strecke KS3.2 offen für die Systemintegratoren.

#### ***Vollintegriertes Smart Metering-System***

Das zur Zeit noch marktgängigste Konzept ist das vollintegrierte Smart Metering-System. Hierbei werden alle Komponenten vom Zähler bis zur Zentrale in einem in der Regel proprietären, geschlossenen System betrieben. Datenkonzentratoren Dritter können nicht integriert werden. Manche Systeme, wie z.B. das System AMIS von SIEMENS, erlauben die Integration von Fremdzählern über spezielle Fremdgeräte-Gateways.

#### ***Komponenten (Zähler, Gateways)***

Hersteller bieten auch Strom- und Gaszähler an, wie z.B. der elektronische Basiszähler, die über eine standardisierte elektronische Schnittstelle an Smart Metering-Gateways

angeschlossen werden können. Weiterhin könne alle Gas-, Wasser- und Wärmemengenzähler mit offen spezifizierten Kommunikationsschnittstellen, wie z.B. M-Bus, hierzu gerechnet werden, ebenso optische Auslesesysteme, die auf konventionellen Zählern aufgesetzt werden.

### 3.5 Systemtrends und Standardisierung

In Europa sind derzeit im Bereich des Messwesens verschiedene Systemtrends zu erkennen. Einerseits initiieren große, europäisch und international orientierte Energieversorgungsunternehmen eigene Entwicklung von Zähler- und Systemtechnologien, die auf ihre jeweiligen Rahmenbedingungen und Zielsetzungen hin optimiert sind. Hierzu zählen beispielsweise Enel in Italien, Endesa und Iberdrola in Spanien sowie ERDF in Frankreich. Dabei werden vorwiegend integrierte Zählerkonzepte mit meist PLC-basierter Kommunikationstechnologie verfolgt. Diese Technologien sind heute größtenteils proprietär. Da jedoch insbesondere die französische ERDF offene, standardisierte Protokolle und Interoperabilität der Systemkomponenten zur Grundlagen ihrer Vergabeentscheidung gemacht hat, beginnen sich internationale Standards zu entwickeln. Die bisher proprietär entwickelten Protokolle sind in der Regel nicht standardisiert. Beispiele für bereits bestehende allerdings noch nicht interoperable Standards sind:

- DLMS/COSEM (ISO/IEC 62056), welcher beispielsweise von den Herstellern Landis+Gyr, Itron und Iskraemeco unterstützt wird und
- LON-Work (ISO/IEC-Standards 14908-1, -2, -3 und -4) insbesondere des Systemherstellers Echelon.

Im Gegensatz hierzu haben z.B. in den Niederlanden Hersteller, Verteilnetzbetreiber und Energielieferanten eine Spezifikationen (Mindestanforderungen) für ein Smart-Metering-System definiert (NTA 8130 - Niederländische Technische Vereinbarung) sowie Anforderungen für einen flächendeckenden Rollout. In den übrigen Ländern werden noch meist proprietäre Lösungen eingesetzt (bspw. Schweden, Italien). Teilweise wurden auch lediglich bestimmte Dienste vorgeschrieben, wie z.B. die monatliche Rechnung in Schweden.

In Deutschland wurde ein explizit vertriebsorientierter Ansatz für die Einführung von Intelligenten Zählern gewählt und die Definition von technischen Standards den Marktteilnehmern überlassen. Die einzigen Festlegungen der Regulierungsbehörde (Bundesnetzagentur) betreffen bisher die Geschäftsprozesse und vertragliche Grundlagen zwischen den Marktteilnehmern. Aus diesem Grund wurden in Deutschland von den Lieferanten, Energieversorgern und den Technologieherstellern verschiedene Arbeitsgruppen eingerichtet, die technische Standards festlegen wollen. Ergebnisse sind beispielsweise das *MUC-Lastenheft* des VDE-FNN und die *Open-Meter-System Specification* (OMS-S) von ZVEI/figawa/KNX, sowie der SML-Protokoll-Standard.

Die vielfältigen und z.T. gegenläufigen Entwicklungstendenzen auf europäischer Ebene haben dazu geführt, dass die EU-Kommission einen Normungsauftrag (M/441) an die

Normungsorganisationen CEN, CENELEC und ETSI gerichtet hat. Der Auftrag lautet: In einem ersten Schritt eine offene Architektur für Strom- und Gas-Zähler zu entwickeln, welche Geräte und Software beinhaltet. Diese Architektur soll eine sichere bidirektionale Kommunikation sicherstellen und den Konsumenten und Diensteanbietern fortgeschrittene Informations- und Steuersysteme ermöglichen. In einem zweiten Schritt sollen in einem interoperablen Rahmen harmonisierte Lösungen für Zusatzfunktionen entwickelt werden. Diese harmonisierten Lösungen sollen für die Kommunikationsprotokolle bei Bedarf die in Schritt 1 entwickelte offene Architektur verwenden. Soweit relevant, sollen WELMEC und das OPEN Meter Project eingeladen werden, an der Normungsarbeit teilzunehmen. Abschluss des ersten Normungsschrittes soll in 2010 sein. Somit werden bei zeitnaher Anwendung der Standards 2011 erste entsprechende Produkte marktverfügbar sein. Die OMS-Spezifikation wird eine Basis für den Beitrag von CEN zur Erfüllung des Europäischen Normungsmandats M/441 sein. Eine anderer Ansatz ist die Schnittstellenspezifikation IDIS<sup>4</sup>. Die Umsetzung und Anwendung der europäischen Norm wird Aufgabe der Systemhersteller und ausschreibenden Messstellenbetreiber sein. Vorgaben der EU-Kommission existieren zum jetzigen Zeitpunkt nicht.

Bei allen Standardisierungsdiskussionen auf europäischer und nationaler Ebene ist zu berücksichtigen, dass die Diskussion vor allem abhängig ist vom national gewählten Marktmodell. Bei einem Verteilnetzbetreiber der als Messstellenbetreiber im Monopol agiert wird der Standard wesentlich bestimmt durch die im konkreten Rahmen aus Kosten-Nutzen-Gesichtspunkten ausgewählte Technik. Bei Wettbewerb im Messwesen gewinnt die Interoperabilität der Geräte stark an Bedeutung.

Ziel der Diskussionsteilnehmer in Europa sollte sein, die Anzahl der vor diesem Hintergrund geltenden Standards zu beschränken und idealer Weise einen resultierenden Standard für die wichtigsten Übertragungswege DSL, GPRS und PLC durchgängig festzulegen. Als gelungenes Beispiel einer Standardisierung ist die Norm IEC850 für die Verteilnetz-Automatisierung zu nennen, im Gegensatz zur Feldbus-Norm IEC 61158 in der sich 18 Standards wiederfinden.

### **3.6 Bewertung**

Die in obigen Abschnitten beschriebenen Geräte- und Systemkonzepte haben jeweils verschiedene Vor- und Nachteile. In Tabelle 1 sind einige Vor- und Nachteile dargestellt. Demnach hat der integrierte AMM/AMI-Zähler mit Zentrale gegenüber anderen Konzepten den klaren Vorteil von günstigen Herstellungs-, Montage- und Betriebskosten. Daher ist dieses Gerätekonzept international auch am weitesten verbreitet. Erkauft wird dieser Vorteile allerdings durch eine geringe Interoperabilität und eine hohe Abhängigkeit von einem Lieferanten bzw. wenigen Lieferanten. Ein weiterer Nachteil ist die geringe Flexibilität in der Wahl des Installationszeitpunkts des Zählers und des Kommunikationsmoduls.

---

<sup>4</sup> IDIS (Interoperable Device Interface Standards) – Schnittstellenstandard für interoperable Geräte

Die teilmodularen Zähler bieten in diesem Punkt mehr Flexibilität. Bei einer entsprechenden Standardisierung könnten dem gleichen Zählertyp verschiedene Kommunikationsmodule zur Auswahl stehen, die auch nachträglich eingebaut und wieder ausgetauscht werden können, z.B. wenn fortschrittlichere Kommunikationstechnologien zur Verfügung stehen. Hierdurch wird funktionell der „langlebige“ Stromzähler von der „kurzlebigen“ Kommunikationstechnik getrennt. Nachteile im Vergleich zu den integrierten Zählern sind höhere Herstellungskosten.

Der modulare Zähler ist noch flexibler als der teilmodulare Zähler, und bietet, insbesondere wenn die Module herstellerübergreifend und offen standardisiert werden, die Vorteile der Interoperabilität und der geringen Abhängigkeit von einem Hersteller. Nachteile sind voraussichtlich wesentlich höhere Herstellungskosten und Wartungskosten.

Gateway-Konzepte bieten die Vorteile, dass hier Zählerinfrastruktur, Fernkommunikation und Zentrale getrennt voneinander aufgestellt und betrieben werden können. Bei Bedarf können die Marktrollen Messstellenbetreiber und Messdienstleister sowie unterschiedliche Abschreibungs- und Nutzungszeiten berücksichtigt werden. Die langlebige Zählerinfrastruktur kann von der kurzlebigeren Kommunikationsinfrastruktur getrennt werden.

Von Vorteil ist dieses Konzept allerdings auch für den Dienstleistungsbereich. Durch die funktionale Trennung kann z.B. ein Telekommunikationsunternehmen, das ein Kommunikationsnetz betreibt, über ein Gateway die Zählerdaten erfassen und auslesen. Die Verantwortung für den Zählerbetrieb kann beim Verteilnetzbetreiber verbleiben. Ebenso können Dienstleister Plattformen für die Zentralen (multiclient-fähige Meter-Data-Management-Systeme) entwickeln und betreiben, und so Kostenvorteile durch die Hochskalierung der Systeme erzielen. Dies ermöglicht neue Geschäftsmodelle und mögliche Kostenvorteile bei einem Rollout.

Das Gateway-Konzept bietet weiterhin den Vorteil, dass eine herstellerübergreifende Standardisierung der Schnittstellen und der Kommunikationsprotokolle einfacher zu realisieren ist, als bei integrierten Zählern, und dass kommunikationsfähige Zähler anderer Sparten integriert werden können. Den Vorteilen der Interoperabilität, der geringen Abhängigkeit von einem Hersteller sowie der Flexibilität in der Wahl der Kommunikationstechnologien stehen die Nachteile der wesentlich höheren Herstell-, Montage- und Service-Kosten gegenüber sowie ein leicht erhöhter Platzbedarf.

Welches Konzept für einen Energieversorger vorteilhafter ist, hängt wesentlich von den jeweils spezifischen Rahmenbedingungen des Unternehmens und des Versorgungsgebiets ab.

Konzept	Vorteile	Nachteile
Integrierter Zähler mit geschlossenen AMM-System	Kostengünstige Herstellung Kostengünstige Montage Kostengünstiger Betrieb	i.d.R. nicht interoperabel hohe Abhängigkeit von Hersteller keine stufenweise Migration kein Flexibilität
Teilmodularer Zähler	Kostengünstige Herstellung Kostengünstige Montage stufenweise Migration Flexibilität Trennung von MSB / MDL bedingt möglich	Höhere Kosten für Schacht und Steckverbindung der Kommunikationsmodule i.d.R. nicht interoperabel Geschlossene AMM-Systeme hohe Abhängigkeit von Hersteller
Modularer Zähler	Kostengünstige Montage stufenweise Migration hohe Flexibilität wenn herstellerübergreifend standardisiert : Interoperabel, Offene AMM-Systeme Geringe Abhängigkeit von Hersteller Trennung von MSB / MDL (bedingt) möglich	Höhere Kosten für Schacht und Steckverbindung für Module Höherer Wartungs- und Service-Aufwand
Gateway	stufenweise Migration Trennung von MSB / MDL/MDM möglich wenn herstellerübergreifend standardisiert: Interoperabel Offene AMM-Systeme Geringe Abhängigkeit von Hersteller	Höhere Kosten für Montage von zwei Geräten Höhere Kosten für Wartung und Service Höhere Platzbedarf, wenn getrennte Montageplätze erforderlich

Tabelle 1: Bewertung der verschiedenen Gerätekonzepte

### 3.7 Nutzen von Smart Metering

#### 3.7.1 Funktionen

Im Vergleich zu konventionellen Zähl- und Messsystemen bieten Smart Metering-Systeme eine Vielzahl von Funktionen, die für die Optimierung und Rationalisierung von Prozessen, für die Steigerung der Energieeffizienz sowie für die Entwicklung und Markteinführung von neuen Produkten und Diensten genutzt werden können. Tabelle 3 zeigt eine Übersicht über die Funktionen von Smart Metering-Systemen im Vergleich zu konventionellen Systemen, gegliedert nach Messtechnik, Kommunikation, Ablesung, Mehrwertfunktionen und nachgelagerten Diensten.

	Elektro-Mechanische Zähler	Smart Meter
Messtechnik	Elektro-mechanisches Zählwerk	Digitales Zählwerk
Messgrößen	Wirkenergie Pro Zählwerk ein Tarif – nur Jahressummenwert Üblich Zähler mit 1 und 2 Zählwerken, seltener mit 3 Zählwerken	Wirkleistung Wirkenergie Blindleistung Blindenergie effektive Spannung effektiver Strom Leistungsfaktor Überspannung, Unterspannung, max. & min. Frequenz Zeit Lastgänge (15 min. Werte und kleiner) Tarifregister (1 bis 6) Künftig: signierte Zählerwerte mit zentraler Tarifierung
Kommunikation	KS0 – lokale Schnittstelle (Impuls, S0)	KS0 Lokale Schnittstelle (S0, D0, ..) KS1: M-Bus KS2: PLC, Funk, LAN KS3: PLC; Funk, LAN OBIS-Kennzahl
Ablesung	Manuelle Ablesung (Kundenselbablesung oder durch Service-Unternehmen) Turnus: 1 x pro Jahr	Fernablesung Turnus: Echtzeit, ¼-std.lich, täglich, monatlich Adhoc-Ablesung
Mehrwertfunktionen des Zählers	-	Fernabschaltung, Fernzuschaltung Lastbegrenzung Schaltrelais für externe Geräte Ereignisdokumentation Manipulationserkennung
Nachgelagerte Dienste	Dienste z.B. möglich, wenn Zähler mit separaten optischen Auslesesystemen oder Impulsauslese-Systeme und Fernkommunikation ausgestattet werden.	- Monatliche Rechnung mit Lastgangdaten, Monatswerten - Internet-Visualisierung - Inhaus Display-Visualisierung - Monitoring und Alarmmeldungen
Kosten	ca. 30 Euro	Kosten ca. 70 - 150 Euro (je nach Kommunikation)

Tabelle 2: Vergleich der Funktionen von konventionellen und intelligenten Zählern

### 3.7.2 Effizienzpotentiale

Smart Metering-Systeme allein führen – abgesehen von einem geringeren Eigenenergieverbrauch – noch zu keiner Energieeffizienzsteigerung. Erst die darauf aufbauenden Dienste wie Feedback-Systeme und monatliche Verbrauchsinformation, zeit- und lastvariable Tarife sowie Lastmanagement führen zu einer sparsameren und effizienteren Verwendung von Energie. Weiter bieten die neuen Technologien zur Weitverkehrs- und zur Nahverkehrskommunikation im Vergleich zu den Möglichkeiten einer Rundsteuerungsanlage wesentlich flexiblere Möglichkeiten, Verbraucher und einzelne Lasten in die Netzbetriebsführung einzubeziehen. Unter diesem Gesichtspunkt sind auch die Smart Metering-Konzepte zu bewerten. Im Folgenden werden die Dienste kurz erläutert.

## **Feedback-Systeme**

Feedback-Systeme liefern den Endkunden beispielsweise detaillierte Informationen über ihren Energieverbrauch, über die Kosten sowie über die damit verbundenen Umweltbelastungen. Welche Stromeinsparungen durch den Einsatz von Feedback und damit einhergehender Verhaltensänderungen bei den Endkunden erreicht werden kann, wird in Kapitel 5.2 detailliert untersucht.

## **Variable Tarife**

Ein weiteres Effizienzpotential, das mit Hilfe von Smart Metering erschlossen werden kann, sind variable Tarife. Hierzu zählen z.B. zeitvariable Tarife (Time of Use, ToU), zeitvariable Tarife mit Events (Critical Peak Pricing, CPP), dynamische Tarife (Real Time Pricing, RTP) sowie last- und verbrauchsvariable Tarife (Kundenlastabhängig). Bei diesen Tarifen werden die Preisstufen ja nach Marktsituation oder Netzlast angepasst, um die Kunden über die variierenden Preishöhen zu motivieren, Lasten aus den teuren Zeitzonen in die günstigeren, lastschwachen Zeitzonen zu verlagern.

Zeitvariable Tarife sind bereits seit Jahrzehnten marktgängig, besonders in der Schweiz sind die ToU-Tarife bei den Haushalten flächendeckend verbreitet (Kapitel 4.2). Mit Smart Metering können die Tarife allerdings einerseits kundenspezifischer gestaltet und andererseits flexibler und dynamischer geführt werden. So erlauben z.B. die Zentralen von Smart Metering-Systemen die Bildung von verschiedenen Kundengruppen, die jeweils ein spezifisches Tarifmodell bzw. spezifische Preisstufen erhalten. So kann besser auf die individuellen Möglichkeiten zur Lastverlagerung der Kunden Rücksicht genommen werden.

Mit Smart Metering-Systemen können darüber hinaus zeitvariable Tarife leichter als bisher an die spezifischen jahreszeitlichen, wochentäglichen und kalendertäglichen Bedingungen angepasst werden. Tarife mit saisonal oder wochentagsabhängig unterschiedlichen Zeitzonen und Preisstufen sind möglich. Ebenso können Tarif-Ereignisse generiert und übermittelt werden. Sogenannte Tarifmodelle mit „Critical-Peak-Pricing“ ermöglichen, an wenigen Tagen im Jahr sehr hohe Preisstufen zu bestimmen und diese mit Tagesfrist den Kunden anzukündigen. Hiermit können auf kurzfristig eintretende Versorgungsengpässe oder Notfall-Situationen im Versorgungssystem reagiert werden. Welche Stromeinsparungen bei den Endkunden durch den Einsatz variabler Tarife erreicht werden kann, wird in Kapitel 5.35.2 detailliert untersucht.

## **Lastmanagement**

Neben Tarifen, die den gesamten Energieverbrauch variabel bepreisen, gibt es andere sogenannte bonusbasierte Demand-Response-Modelle, die die Teilnahme an bestimmten Last-Management-Programmen oder die Reduzierung von Lasten zu angekündigten Zeiten belohnen. Zur Zeit sind Smart Meter in der Entwicklung, die Tarif-, Preis- und

Steuerungssignale an (beliebige) Geräte weiterleiten können<sup>5</sup>. Hierdurch stehen vielfältige Möglichkeiten für die direkte Laststeuerung (Direct Load Control) von Geräten und Anlagen zur Verfügung, wie sie heute bei manchen EVU mittels Rundsteuerung vorgenommen wird. Der Einsatz von Smart Metern für die Rundsteuerung bietet die Möglichkeit zur bidirektionalen Kommunikation (klassische Rundsteueranlagen: unidirektional), hat aber meist längere Reaktionszeiten bei den Schaltvorgängen zur Folge. Mit Smart Metering wird es künftig möglich sein, dezentrale Erzeugungsanlagen mit in ein integriertes Last- und Erzeugungsmanagement einzubeziehen.

### **Smart Grid**

Smart Metering ist die Voraussetzung für Smart Grid. Diese Meinung wird von vielen europäischen Studien und Technologieprogrammen vertreten<sup>6</sup>. Dynamisches Lastmanagement, Notfallszenarien, gestufte Wiedereinschaltung, Micro-Grids, Virtuelle Kraftwerke, Integration von dezentralen Erzeugern – zahlreiche Funktionen und Services, die im Zusammenhang mit Smart Grids diskutiert werden, setzen Smart Metering-Systeme voraus.

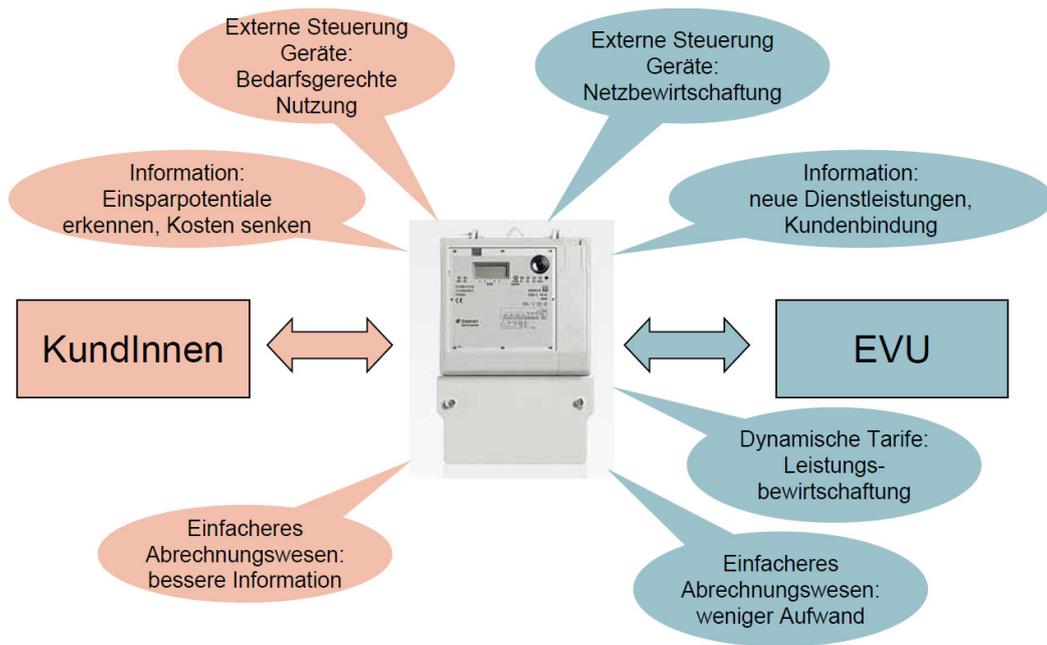
## **3.8 Zusammenfassung**

Die Übersicht in diesem Kapitel verdeutlicht, dass auf dem Markt eine grosse Vielfalt von heterogenen Zähler- und Kommunikationstechnologien sowie Geräte- und Systemkonzepten angeboten wird. Weiterhin ist die derzeitige Technologieentwicklung international sehr dynamisch. Voraussichtlich wird es künftig weitaus mehr offene und interoperable Systeme geben. Wesentlich ist, dass nur die offen spezifizierte Gateway-Konzepte, wie z.B. der MUC, erlauben, Komponenten von verschiedenen Herstellern in einem Smart Metering-System zu integrieren sowie Messstellenbetrieb, Messdienstleistung und Datenmanagement funktional zu trennen. Ansonsten muss das Zähler- und Kommunikationssystem von einem Hersteller bezogen werden, der in der Regel hierfür auch die entsprechende Zentrale liefert. Eine Trennung von Zentrale und Kommunikationssystem ist bei manchen Herstellern möglich. Diese Situation wird sich allerdings voraussichtlich in den kommenden Jahren ändern. Figur 12 fasst den wesentlichen Nutzen für die Akteure KundenInnen und EVU zusammen.

---

<sup>5</sup> Vergleiche das Projekt Smart Watts ([www.smartwatts.de](http://www.smartwatts.de)), ein Leuchtturm-Projekt innerhalb des deutschen Förderprogramms E-Energy

<sup>6</sup> Vgl. z.B. die EU-Technologieplattform Smart Grids.



Figur 13: Vorteile durch Smart Metering und Feedback bei KundInnen und EVU.



## 4 Wichtige Rahmenbedingungen für die Einführung der Smart Metering-Technologie in der Schweiz

### 4.1 Politische Rahmenbedingungen

#### 4.1.1 Rechtliche Grundlagen

Die Bundesverfassung regelt mit den Artikeln 89 und 91 die Zuständigkeiten des Bundes und der Kantone im Elektrizitätsbereich.

Mit Art. 89 BV werden die Grundsätze der Energiepolitik festgehalten. So setzen sich der Bund und die Kantone für einen sparsamen und rationellen Energieverbrauch ein. Der Bund legt hierfür die Grundsätze fest, wobei für Massnahmen im Gebäudebereich v.a. die Kantone zuständig sind. Der Bund trägt in seiner Energiepolitik den Anstrengungen der Kantone, der Gemeinden und der Wirtschaft Rechnung und berücksichtigt die wirtschaftliche Tragbarkeit.

Art. 91 BV weist dem Bund die Kompetenz zu, Vorschriften über den Transport und die Lieferung von elektrischer Energie zu erlassen.

Die Aussagen der Bundesverfassung werden mit dem Bundesgesetz über die Stromversorgung und dem Energiegesetz sowie den dazugehörigen Verordnungen vom Bund konkretisiert:

#### ***Bundesgesetz über die Stromversorgung (StromVG)<sup>7</sup> und Stromversorgungsverordnung (StromVV)<sup>8</sup>***

Das StromVG hat zum Zweck, in der Schweiz die Voraussetzungen für eine sichere Elektrizitätsversorgung und für einen wettbewerbsorientierten Elektrizitätsmarkt zu schaffen.

Für das Messwesen und für Stromtarife relevante Bestimmungen aus dem StromVG sind:

- Die Kantone können im Zuge der Netzzuteilung an die Netzbetreiber auf ihrem Gebiet **Leistungsaufträge** vergeben. (Art. 5, Abs. 1, StromVG)
- Für die Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch unter 100 MWh und gleichartiger Verbrauchscharakteristik und gleicher Spannungsebene muss je Verteilnetzbetreiber ein **einheitlicher Elektrizitätstarif** gelten, welcher für mindestens ein Jahr festgelegt werden muss. (Art. 6, Abs. 3, StromVG)
- Wirtschaftlich **sensible Informationen** aus dem Betrieb der Elektrizitätsnetze müssen **vertraulich** behandelt werden und dürfen nicht für andere Tätigkeitsbereiche verwendet werden. (Art. 10, Abs. 2, StromVG)

<sup>7</sup> StromVG vom 23.3.2007 (Stand am 1.1.2009)

<sup>8</sup> StromVV vom 14.3.2008 (Stand am 1.1.2009)

- Der **Verteilnetzbereich** muss mindestens buchhalterisch von den übrigen Tätigkeiten eines EVU **entflochten** sein. (Art. 10, Abs. 3, StromVG)

Zentraler Artikel in der StromVV, mit welchem das Messwesen und die Informationsprozesse geregelt werden, ist Artikel 8. Der Artikel enthält folgende Bestimmungen:

- Der Netzbetreiber ist für das Messwesen und die Informationsprozesse **verantwortlich**. (Art. 8, Abs. 1, StromVV)
- Betreffend zeitlichem Ablauf und Form der zu **übermittelnden Daten** müssen **transparente Richtlinien** festgelegt werden. Dienstleistungen im Rahmen des Mess- und Informationswesens müssen auch von Dritten erbracht werden können (Möglichkeit muss in den Richtlinien enthalten sein). (Art. 8, Abs. 2, StromVV)
- Das Weitergeben der für die **Abrechnungen** notwendigen **Messdaten** zwischen den beteiligten EVU darf nicht zusätzlich zum Netznutzungsentgelt in Rechnung gestellt werden. Werden entsprechende Leistungen von Dritten erbracht, müssen diese von den Netzbetreibern angemessen entschädigt werden. (Art. 8, Abs. 3, StromVV)
- Die Netzbetreiber liefern Bilanzgruppen und anderen Beteiligten auf Nachfrage kostenpflichtige **zusätzliche Daten und Informationen**. Die betroffenen Endverbraucher oder Erzeuger müssen ihr Einverständnis hierzu geben. (Art. 8, Abs. 4, StromVV)
- Alle Endverbraucher, welche von ihrem Netzzugang Gebrauch machen – d.h. nach der Strommarktliberalisierung ihren Stromanbieter auf dem freien Markt wählen – sowie Erzeuger mit einer Anschlussleistung über 30 kW müssen mit einer **Lastgangmessung mit automatischer Datenübermittlung** ausgestattet sein. Die dadurch verursachten Anschaffungskosten und wiederkehrenden Kosten müssen von ihnen getragen werden. (Art. 8, Abs. 5, StromVV)

Weitere relevante Bestimmungen in der StromVV sind:

- Art. 5, Abs. 6: Möglichkeit für das BFE, technische und administrative Mindestanforderungen an ein sicheres, leistungsfähiges und effizientes Netz festzulegen.
- Art. 7, Abs. 3f: Die EVU müssen die Kosten für das Mess- und Informationswesen in den Rechnungen separat ausweisen.
- Art. 18, Netznutzungstarife: Die Netznutzungstarife werden von den Netzbetreibern festgelegt. Für Endverbraucher ohne Leistungsmessung muss der Netznutzungstarif bei Spannungsebenen unter 1 kV zu mindestens 70 Prozent ein nicht-degressiver Arbeitstarif (Rp./kWh) sein.
- Art. 19, Abs. 2: Werden ungerechtfertigte Gewinne aus überhöhten Netznutzungs- bzw. Elektrizitätstarifen erwirtschaftet, verfügt die EICom die Kompensation durch Senkung der Netznutzungs- bzw. Elektrizitätstarife.
- Art. 9: Auf Verlangen des Endverbrauchers stellt der Netzbetreiber die Rechnung für die Netznutzung dem Energielieferanten zu. Schuldner bleibt der Endverbraucher.

Das StromVV wird voraussichtlich vor 2014 geändert werden (vor der geplanten Öffnung des Strommarkts für Endkunden mit einem Jahresverbrauch unter 100 MWh). Gegenstand einer Änderung sind eventuell die in der heutigen Fassung des StromVV enthaltenen Hemmnisse bei den Haushalten (Art. 8 Abs. 5 StromVV) und das Bilanzgruppenmanagement.

### ***Energiegesetz (EnG)<sup>9</sup> und Energieverordnung (EnV)<sup>10</sup>***

Das Energiegesetz des Bundes gibt Grundlagen für die Energieversorgung mit verschiedenen Energieträgern vor. In Bezug auf Stromzähler legt das Gesetz fest, dass Massnahmen, mit denen eine sparsame und rationelle Energienutzung ermöglicht werden sollen, «nur soweit angeordnet werden können, als sie technisch und betrieblich möglich und wirtschaftlich tragbar sind» (Art. 3, Abs. 4, EnG).

Mit der Energieverordnung legt der Bundesrat fest, dass Endverbraucher, welche von einem Unternehmen mit Strom versorgt werden, von diesem mindestens einmal pro Jahr u.a. informiert werden müssen über:

- die Anteile der für die Stromlieferung eingesetzten Energieträger (Lieferantenmix) und
- die Herkunft der Elektrizität (In- oder Ausland)

Weiter muss das Energieversorgungsunternehmen die pro Endverbraucher erhobenen Daten in einer Elektrizitätsbuchhaltung erfassen (Art. 1a, EnV).

#### **4.1.2 Stand der Strommarktliberalisierung**

Der Schweizer Strommarkt befindet sich derzeit im Übergang in eine Liberalisierung, wie sie in den letzten Jahren in vielen Ländern weltweit umgesetzt wurde. Die rechtlichen Grundlagen für die Liberalisierung sind mit dem StromVG geschaffen worden. Im Zuge der Liberalisierung können Grosskunden mit einem jährlichen Strombezug über 100 MWh seit 2007 ihren Stromanbieter frei wählen. Für die Bezüger geringerer Mengen an Strom, wie Haushalte und KMU, erfolgt dieser freie Marktzugang voraussichtlich im Jahr 2012.

Bisher haben sich relativ wenig Grossverbraucher dazu entschlossen, ihren Stromanbieter zu wechseln. Es ist anzunehmen, dass die Gründe hierfür im Erlöschen der Versorgungspflicht durch die EVU bei einem Anbieterwechsel und in den fehlenden preislichen Anreizen liegen.

Endkunden, welche vom freien Marktzugang Gebrauch machen, sowie Stromerzeuger mit einer Anschlussleistung über 30 kW müssen gemäss StromVV (Art. 8, Abs. 5) mit einer Lastgangmessung mit automatischer Datenübermittlung ausgestattet sein.

---

<sup>9</sup> EnG vom 26.6.1998 (Stand am 1.1.2009)

<sup>10</sup> EnV vom 7.12.1998 (Stand am 1.1.2009)

## 4.2 Tarifstrukturen, Strom- und Zählerpreise

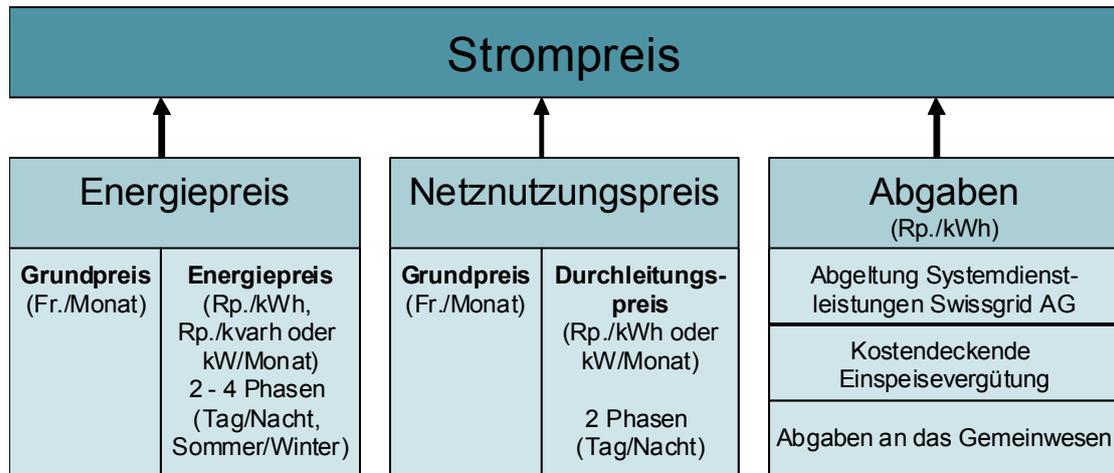
### *Tarifstrukturen*

Im Zuge der Strommarktliberalisierung wurden die gesetzlichen Vorgaben zu den Tarifstrukturen angepasst. Die EVU müssen in der Stromrechnung der Endkunden die Kosten aufteilen in Kosten für den bezogenen Strom (via Energiepreise), in Kosten für die Netznutzung und in Kosten für Systemdienstleistungen und öffentliche Abgaben (siehe auch Figur 14):

- Die **Energiepreise** werden für Kleinbezüger meist mittels Arbeitspreis in Rp./kWh angegeben. Bei grösseren Strombezügern werden teilweise auch Leistungspreise angegeben (verrechnet wird das während 15 aufeinanderfolgenden Minuten auftretende Monatsmaximum in kW). Manche EVU rechnen den Energiepreisen einen monatlichen Grundpreis hinzu, welcher unabhängig vom bezogenen Strom erhoben wird.
- Zusätzlich zu den Energiepreisen werden **Netznutzungspreise** bei den Endkunden erhoben. Die Netznutzungspreise gliedern sich in einen Grundpreis, welcher monatlich erhoben wird, und in einen Durchleitungspreis pro kWh für Kleinbezüger. Der Grundpreis ist von der benötigten Leistung und der gelieferten Spannung abhängig und **enthält die Kosten für den Stromzähler**. Bei grösseren Bezüchern mit Leistungsmessung wird neben der durchgeleiteten Energie pro kWh auch monatlich ein Leistungspreis in Fr. pro kW in Rechnung gestellt.
- Daneben werden Kosten für das Hochspannungsnetz (**Systemdienstleistungen** der Swissgrid AG) und **öffentliche Abgaben** bei allen Endkunden erhoben. Die Abgeltung der Systemdienstleistungen der nationalen Netzbetreiberin Swissgrid AG erfolgt mit schweizweit einheitlichem Netznutzungspreis – im Jahr 2009 mit 0,4 Rp./kWh (ohne MwSt.). Öffentliche Abgaben enthalten die Mehrkostenfinanzierung für die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) für erneuerbare Energien (0,45 Rp./kWh, ohne MwSt.) und allfällige Konzessionsabgaben, welche von den EVU an die Endkunden weitergegeben werden.

Sowohl bei den Energiepreisen als auch bei den Netznutzungspreisen werden von den meisten EVU **Hoch- und Niedertarifzeiten** unterschieden. Mehrheitlich wird von den EVU der Bezug des Niedertarifs den Verbrauchern nicht zur Wahl gestellt, d.h. alle Verbraucher werden auch mit Niedertarif abgerechnet. Einige EVU variieren die Energiepreise tageszeitlich; einige sowohl tages- als auch jahreszeitlich. Die tageszeitlichen Hochtarifphasen beginnen werktags meist gegen 6 Uhr und dauern bis gegen 22 Uhr. Samstags sind die Niedertarifphasen ausgedehnter; sonntags gilt meist ganztags der Niedertarif. Die Hochtarife liegen bei den meisten EVU zwischen 50 bis 100% über den Niedertarifen.

«Struktur der Stromtarife in der Schweiz»



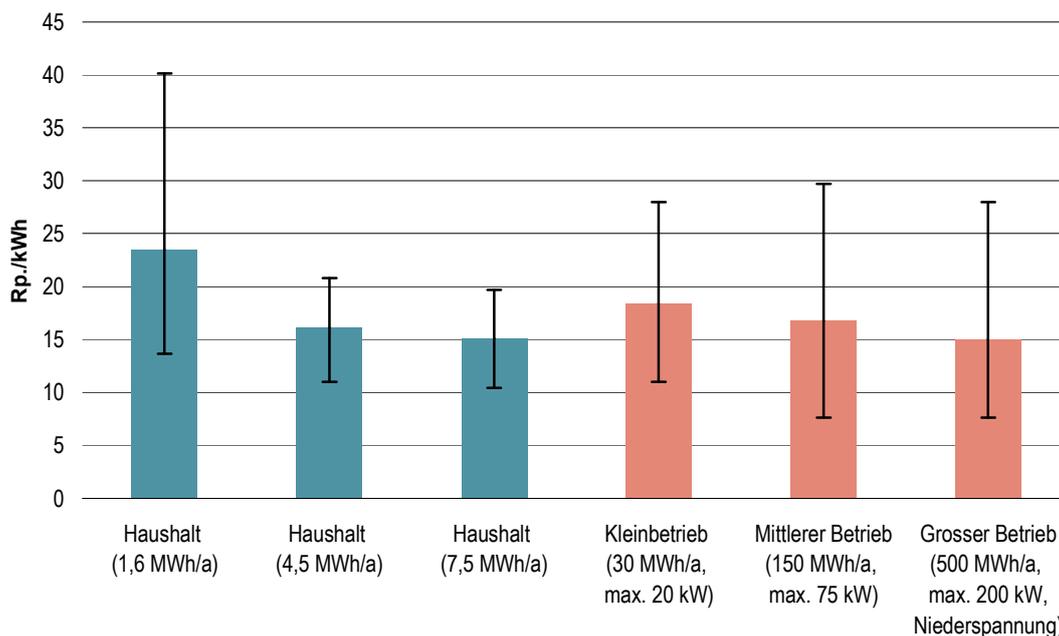
Figur 14: Bestandteile der Strompreise in der Schweiz. Das Schema zeigt beim Energie- und beim Netznutzungspreis die üblicherweise maximale Differenzierung, welche bei den EVU anzutreffen ist. Nicht alle EVU haben neben den Wirk- resp. Durchleitungspreisen Grundpreise. Die meisten EVU haben 2 Phasentarife. Haushalte werden pro kWh abgerechnet; grössere Verbraucher können per kW/Monat abgerechnet werden (Lastgangmessung).

Beispiele für die Tarifierung des Strombezugs befinden sich im Anhang auf Seite 81.

**Strompreise**

Die folgende Darstellung gibt einen Überblick über die ungefähren Strompreise in der Schweiz für verschiedene Verbrauchergruppen gegeben (Figur 15). Die Strompreise enthalten sowohl die Energiekosten als auch die Netznutzungskosten und die öffentlichen Abgaben.

### «Elektrizitätstarife in der Schweiz im Jahr 2009»



Figur 15: Überblick über die Elektrizitätstarife in Rappen pro kWh Wirkenergie für Haushalte und Unternehmen mit unterschiedlichem Elektrizitätsbezug pro Jahr. Dargestellt sind jeweils der Schweizer Durchschnitt (farbige Säulen) und die niedrigsten und höchsten Tarife in der Schweiz (Enden der schwarzen Linien) im Jahr 2009. Tarife ohne Mehrwertsteuer inkl. Netznutzungsgebühren und Abgaben. (Quelle: EVD 2009)

Bei den Stromtarifen bestehen zwischen den EVU grössere Variationen (schwarze Linien in obiger Figur mit Streuung der Tarife). Die Tarife sinken bei grösserem jährlichem Strombezug und liegen für Haushalte und Unternehmen auf ähnlichen Niveaus zwischen 15 und ca. 20 Rp./kWh.

Mit dem in Figur 15 abgebildeten beispielhaften Jahresverbrauch für die verschiedenen Verbrauchertypen und den Durchschnittspreisen für die Elektrizität können die Jahreskosten für den Strombezug abgeschätzt werden (Tabelle 3).

	Haushalt (1,6 MWh/a)	Haushalt (4,5 MWh/a)	Haushalt (7,5 MWh/a)	Kleinbetrieb (30 MWh/a, max. 20 kW)	Mittlerer Betrieb (150 MWh/a, max. 75 kW)	Grosser Betrieb (500 MWh/a, max. 200 kW, Niederspannung)
Jährliche Stromkosten	400	700	1'100	5'500	25'000	75'000

Tabelle 3: Jährliche Stromkosten bei verschiedenen Verbrauchertypen. Kosten abgeschätzt mit Schweizer Durchschnittspreisen im Jahr 2009 gemäss Figur 15 und dem jeweiligen in der Kopfzeile angegebenen Energieverbrauch.

Mit 400 bis 1'100 Franken pro Jahr tragen die Stromkosten für Haushalte in der Schweiz nur einem kleinen Teil zu den Lebenshaltungskosten bei.

## Stromzählerpreise

Verschiedene EVU installieren bei ihren Kunden auf Wunsch Stromzähler mit erweiterten Funktionen und Kommunikationsgeräte. Die Installation ist kostenpflichtig und die Zähler bleiben im Eigentum der EVU. Teilweise wird nach der Installation eine monatliche Gebühr erhoben.

In den folgenden Tabellen sind für Haushalte und für Unternehmen einige Preisbeispiele für solche Zähler und Kommunikationsgeräte aufgeführt. Dabei wird nach den Zusatzfunktionen der Zähler unterschieden. Alle Preise sind ohne Mehrwertsteuer und Kosten für die Eichung angegeben und gelten für einzelne Zähler. Falls eine grössere Anzahl von Zählern installiert wird, müssen entsprechende Kostenreduktionen durch Skaleneffekte berücksichtigt werden.

Gerätetyp	Variante 1: einmalige Kosten bei Neuanschluss	Variante 2: Monatliche Gebühr
Einfacher Zähler mit Messung der Wirkenergie	100 Fr. (Enermet, E420nts)	8 Fr./Monat zuzüglich Installationskosten nach Aufwand
Zähler mit Lastgangmessung	300 Fr. (Landis + Gyr, ZMD120AR41.4C4)	85 Fr./Monat zuzüglich Installationskosten nach Aufwand
Kommunikationseinheit	60 Fr. (Landis + Gyr, CU-A4) 180 Fr. (Landis + Gyr, CU-B2) 630 Fr. (Landis + Gyr, CU-G22)	-

Tabelle 4: Preisbeispiele für Stromzähler in Haushalten. Preise ohne Mehrwertsteuer, Einzelstückpreise, ohne Eichung. (Quelle: BKW, CKW)

Gerätetyp	Variante 1: einmalige Kosten bei Neuanschluss	Variante 2: Monatliche Gebühr
Einfacher Zähler mit Messung der Wirkenergie	380 Fr. (Landis + Gyr, ZMD310AT21.0)	-
Zähler mit Speicherung Energieverbrauch und Leistungsmaximum pro Monat	500 Fr. (Landis + Gyr, ZMD310AT41.42)	-
Zähler mit Messung des Lastprofils	540 Fr. (Enermet, E600-1DNZ)	-
Kommunikationseinheit	60 Fr. (Landis + Gyr, CU-A4) 180 Fr. (Landis + Gyr, CU-B2) 630 Fr. (Landis + Gyr, CU-G22)	-

Tabelle 5: Preisbeispiele für Stromzähler in Unternehmen. Preise ohne Mehrwertsteuer, Einzelstückpreise, ohne Eichung. (Quelle: BKW, CKW)

### 4.3 Aktuelle Abrechnungsarten und Feedbacks zum Stromverbrauch

#### **Kunden mit geringem Strombezug**

**(Niederspannung, ca. < 20 MWh/a; z.B. Haushalte, Gewerbe, KMU):**

Die Abrechnung des von einem Kleinbezüger bezogenen Stroms erfolgt in der Regel mit vierteljährlichen Akontozahlungen, mit denen der ungefähre Verbrauch pauschal abgegolten wird. Einmal jährlich erhalten die Kleinbezüger eine auf die Kilowattstunde genaue Abrechnung mit der die Differenz der Akontozahlungen zum tatsächlichen Verbrauch beglichen wird. Verfügt der Kunde über eine Doppeltariffmessung (Tag- und Nachtstrom), wird der Strombezug aufgegliedert nach den beiden Tarifarten angegeben. Einige EVU führen den Stromverbrauch des Vorjahres als Vergleich für den Kunden auf, damit dieser feststellen kann, ob sich sein Verbrauch insgesamt und je Tarifart geändert hat.

Nach 2012 sollen auch Kunden mit geringem Strombezug den Netzzugang beantragen können und müssten dann gemäss heutigem StromVV eine Lastgangmessung mit Fernauslesung installieren lassen.

#### **Kunden mit grossem Strombezug**

**(Nieder- bis Hochspannung, > ca. 20 MWh/a; z.B. Industrie, Gewerbe, KMU):**

In der Regel werden in Abhängigkeit der Strommenge, welche von einem Unternehmen jährlich bezogen wird, und auch von der Spannungsebene, auf der das Unternehmen den Strom bezieht, unterschiedliche Daten den EVU erhoben und Feedbacks angeboten.

Unternehmen mit kleinen Strombezügen erhalten Kontoabrechnungen mit jährlicher Information über den genauen Stromverbrauch.

Erhöht sich der Stromverbrauch wird je nach Stromprodukt eines EVU eine ¼-h-Leistungsmessung vorgenommen oder auch eine ¼-h-Lastgangmessung (Bsp. BKW: Grenze 100 MWh/a resp. 50 kW). Kunden mit grossem Stromverbrauch (Bsp. BKW: > 50 kW) werden mit einer ¼-h-Lastgangmessung mit Fernauslesung ausgerüstet.

Für Grossverbraucher werden monatliche grafische Auswertungen zum bezogenen Strom angeboten. Die BKW liefert beispielsweise Grosskunden mit Bezug >10 GWh/a ¼-stündige Verbrauchswerte.

Bei Kunden, welche den Netzzugang beantragen, muss gemäss StromVG eine Lastgangmessung mit Fernauslesung installiert werden.

#### **Freiwillige Installation von Stromzählern mit erweiterten Funktionen**

Verschiedene EVU bieten an, bei ihren Kunden auf Wunsch und gegen ein Entgelt moderne Stromzähler mit erweiterten Funktionen zu installieren. So bieten beispielsweise die BKW Haushaltszähler (3x230 V-Anschluss) einen Stromzähler mit Leistungsmessung und Gewerbe- und Industriezähler zusätzlich mit Blindenergiemessung und Lastprofil-Darstellung an. Zusätzlich bieten die BKW Kommunikationseinheiten an.

### **Stromkennzeichnung**

Seit 2006 müssen alle EVU ihre Endkunden über den von ihnen bezogenen Strommix informieren. Dabei müssen die Anteile der für die Produktion des gelieferten Stroms eingesetzten Energieträger sowie ihre Herkunft (in- oder ausländische Produktion) ausgewiesen werden. Die Information muss mindestens einmal jährlich verschickt werden – meist wird dies mit dem Versand der Jahresabrechnung an die Endkunden gemacht.

Die Stromkennzeichnung ist kein Instrument mit dem bei den Endkunden die Energieeffizienz verbessert werden soll. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass eine Erhöhung der Aufmerksamkeit der Kunden bezüglich ihres Stromverbrauchs erreicht und ein Bezug zu den ökologischen Auswirkungen ihres Stromverbrauchs geschaffen werden kann. Dies kann auch eine erhöhte Bereitschaft zu vermehrter Energieeffizienz hervorbringen.

## **4.4 Lastmanagement**

### **Verbraucher mit Netzzugang und Erzeuger >30 kW**

Die Stromversorgungsverordnung des Bundes regelt, dass eine Lastgangmessung mit automatischer Datenübermittlung für alle Endverbraucher, welche von ihrem Netzzugang gebrauch machen, sowie für Erzeuger mit einer Anschlussleistung über 30 kW eingerichtet werden muss (Art. 8, Abs. 5, StromVV). Die dadurch verursachten Anschaffungskosten und wiederkehrenden Kosten müssen von den KundInnen getragen werden.

### **Rundsteuerung**

Rundsteuerungen sind in der Schweiz weit verbreitet und werden von den EVU seit Jahrzehnten eingesetzt. Von den Rundsteuerzentralen der EVU werden über das Stromnetz Signale versendet, mit denen bei Verbrauchern mit entsprechenden Empfängern Schaltbefehle ausgelöst werden. Auf diese Weise können diese Verbraucher ab- oder angeschaltet werden, um die Netzauslastung zu optimieren. Die Rundsteuersendeanlagen werden vor allem für die Änderung der Tarifphasen der Stromzähler und für die Schaltung von Strassenbeleuchtung, Elektroboilern und Nachspeicheröfen verwendet. Sie arbeiten unidirektional, d.h. es findet keine Kommunikation vom Verbraucher in Richtung EVU statt.

Gemäss Aussage des ewz<sup>11</sup> setzen vor allem EVU, welche nicht über Produktionsanlagen verfügen, die Rundsteuerung für die kurzfristige Vermeidung von Leistungsspitzen in ihrem Versorgungsgebiet ein. Auf diese Weise kann zu Zeiten teuren Stroms ein Zukauf von Strom verhindert werden. Die im Versorgungsgebiet des ewz mit der Rundsteuerung

---

<sup>11</sup> telefonische Auskunft eines Mitarbeiters der Abteilung Rundsteuerung vom 10.6.2009

geschalteten Elektroboiler haben gesamthaft eine Leistung von 3,5 MW. Das ewz investiert zur Zeit in seine Rundsteuerungsanlage (Änderung der Sendefrequenz).

### ***Blindstromkompensation***

Zur Eindämmung von Blindstrom erheben die EVU bei den Endkunden Abgaben, falls diese einen hohen Blindstrom verursachen. Meist wird ein Cosinus  $\phi$  von 0,9 akzeptiert. Bei einem Mehrbezug werden je nach EVU um 4 Rp. pro kvarh (entspricht kWh) verrechnet. Um zusätzliche Abgaben an die EVU zu vermeiden, können die Unternehmen mit hohen Blindströmen eine Blindstromkompensation installieren.

## 5 Übersichtsstudien und exemplarische Feldversuche zur Steigerung der Energieeffizienz mittels Smart Metering

### 5.1 Einleitung

In Kapitel 5 werden die Ergebnisse einer Literaturrecherche wiedergegeben, mit der untersucht wurde, welche Energieeinsparungen indirekt mit Smart Metering-Systemen erreicht werden können. Es wird dabei auf Energieeinsparungen fokussiert, welche – aufbauend auf Smart Meter-Systemen – mit Feedback an die Endverbraucher (Kapitel 5.2) oder mit variablen Tarifen (Kapitel 5.3) in Feldversuchen erreicht werden konnten.

Aufgrund der fehlenden Erfahrungen mit Smart Meter-Systemen in Kombination mit Feedback in der Schweiz werden Ergebnisse und Erfahrungen aus anderen Ländern untersucht. Auch bei variablen Tarifen werden auf Erkenntnisse aus dem Ausland untersucht, da in der Schweiz zwar variable Tarife mit statischen Preisstufen weit verbreitet sind, aber keine Erfahrungen zu weitergehenden tariflichen Flexibilisierungen insbesondere bei den Haushalten bestehen.

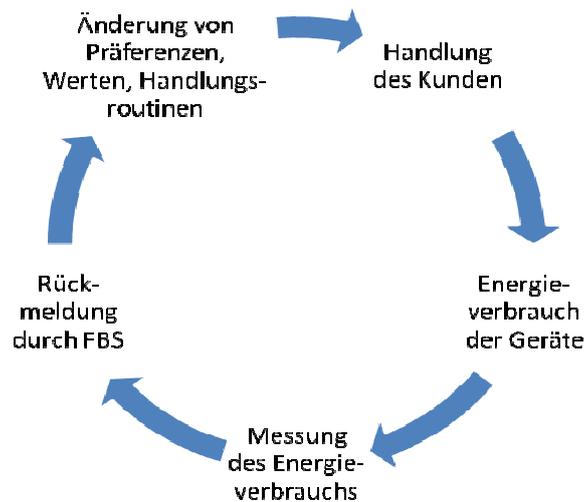
Sowohl zu Feedback als auch zu variablen Tarifen besteht umfangreiche wissenschaftliche Literatur. Der Schwerpunkt bei der Auswahl von Literatur wird auf sekundäre Evaluationsstudien gelegt, welche Forschungsergebnisse diverser Feldversuche systematisch untersucht und ausgewertet haben. Bei den variablen Tarifen werden zusätzlich primäre Evaluationsstudien ausgewertet, welche die Ergebnisse einzelner Feldstudien wiedergeben und einen detaillierten Einblick in die Tarifierung geben.

### 5.2 Feedback

#### 5.2.1 Definition von Feedback

Das englische Wort „**Feedback**“ bezeichnet die **Rückmeldung** von Informationen über die Auswirkung einer Handlung an den Akteur der Handlung. Werden die Ausgangsgrößen unmittelbar wieder als Eingangsgrößen des Regelungssystems verwendet, spricht man bei technischen Systemen von einer **Rückkopplung**. Bei positiver Rückkopplung verstärken sich die Effekte gegenseitig (z.B. Mikrofon-Lautsprecher-Rückkopplung), bei negativer Rückkopplung kommt das Regelungssystem in einen Gleichgewichtszustand. Auch bei komplexen sozioökonomischen Systemen wie z.B. Volkswirtschaften und Unternehmen können vielfältige Rückkopplungsmechanismen beobachtet werden.

Im soziotechnischen Systemmodell „EndverbraucherIn“ wird durch Feedback-Systeme (FBS) der in Figur 16 dargestellte Kreislauf aufgebaut.



Figur 16: Einfaches Systemmodell, wie der Stromverbrauch der EndverbraucherInnen durch ein Feedbacksystem (FBS) beeinflusst werden kann (Quelle EnCT).

Betrachtet man den Haushalt als geographische Bezugseinheit, so lassen sich Feedback-Systeme in interne- und externe FBS gliedern.

- **Interne FBS** sind ausschliesslich für die Verwendung innerhalb des Haushalts konzipiert. Hierzu zählen z.B. das Wohnungsdisplay, das Zählerdisplay und das Fernsehgerät (ohne mobile Fernsehgeräte), da diese Geräte an den Haushalt gebunden sind.
- **Externe FBS** können auch ausserhalb des Haushalts und z.T. von jedem beliebigen Ort aus genutzt werden. Hierzu zählen z.B. Internet-Portale und Services für mobile Endgeräte (Handy, SmartPhones, ...).

Weiterhin können FBS in direkte und indirekte FBS differenziert werden:

- **Direkte FBS** basieren ausschliesslich auf sozialen und technischen Elementen des soziotechnischen Systems „EndverbraucherIn“.
- Bei **indirekten FBS** werden die Zählerinformationen an Dritte übermittelt, wie z.B. Verteilnetzbetreiber, Vertriebe oder Dienstleister, und von diesen aufbereitet und den Kunden über ein Kommunikationssystem zur Verfügung gestellt.

Im Folgenden werden Beispiele für direktes bzw. indirektes Feedback gegeben.

**Direktes Feedback** kann gerätebasiert über ein Zählerdisplay, ein Gerätedisplay, ein Wohnungsdisplay oder ein Energiemessgerät gegeben werden. Weiterhin können die Daten lokal im Weg oder auf dem Fernseher visualisiert werden.

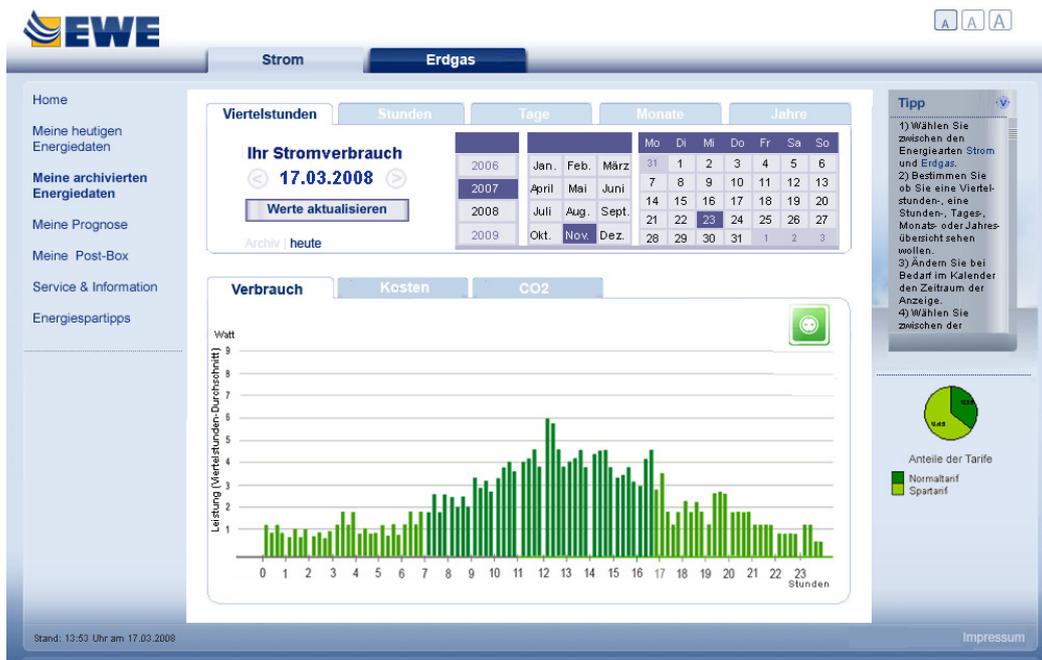
Ein Wohnungsdisplay (vgl. Figur 17) kommuniziert über Wireless LAN mit einem entsprechend installierten Smart Gateway, das die angefragten Informationen zur Verfügung stellt. Das Display ermöglicht es den Kunden ihre Verbrauchsdaten zu visualisieren und ihre momentane Last in Echtzeit abzufragen. Hinzu kommen optional die Darstellung der Kosten, der CO<sub>2</sub> Emission und die Anzeige der Aussentemperatur.



Figur 17: Wohnungdisplay (Quelle: EWE)

**Indirektes Feedback** kann über ein Internetportal, mobile Endgeräte, TV, als informative Rechnung, Verbrauchsinformation, per SMS oder per E-Mail gegeben werden.

Ein Internetportal (vgl. Figur 18) stellt den Kunden im Vergleich zum Display zusätzliche Funktionalitäten zur Verfügung, auf die die Kunden jederzeit mit ihren Benutzernamen und ihren Passwort, unabhängig vom jeweils genutzten Endgerät, zugreifen können. So können beispielsweise aktuelle Zeitreihen zu den Verbräuchen, CO<sub>2</sub> Emissionen und Kosten abgefragt werden sowie archivierte Daten aufgerufen und verglichen werden. Der Kunde kann direkt mit dem Betreuer kommunizieren oder Hilfestellungen zum Energiesparen abfragen.



Figur 18: Internetportal (Quelle: EWE).

Bei einem mobilen Endgerät handelt es sich um ein Mobilfunkgerät oder um sonstige mobile Geräte (vgl. Figur 19), die ausserhalb des Haushalts genutzt werden können. Im Allgemeinen handelt es sich um Endgeräte die mittels GPRS, UMTS oder HSDPA auf Inhalte des Online-Portals oder sonstige gesondert aufbereitete Informationen zugreifen können. Die Darstellung auf dem mobilen Endgerät erfolgt in Form von WEB/WAP Seiten oder Textnachrichten, die von einem zentralen System zur Verfügung gestellt werden.



Figur 19: Feedback auf mobilem Endgerät (Quelle: Hager)

Feedback auf einem Fernseher stellt eine besondere Lösung dar, bei der der Kunde seine Energiedaten über einen gesonderten TV Kanal ansehen kann. Die Daten werden an einem zentralen Punkt aufbereitet, angepasst, codiert und in das Fernsehnetz eingespeist, um dann beim Kunden mit Hilfe eines Decoders angezeigt zu werden. Zu unterscheiden sind bei diesem Feedback-System Lösungen mit und ohne Rückkanal, die jeweils unterschiedliche Funktionalitäten zur Verfügung stellen können.

In manchen Studien werden auch **Vorkassen-Zählersysteme** (Prepayment) als FBS bezeichnet, bei denen die Energiekosten von einem elektronischen Guthabenkonto abgebucht werden, das nicht überzogen werden kann. Hierdurch hat der Kunde (und der Versorger) eine strikte Verbrauchs- und Ausgabenkontrolle. Dieses System wird in dieser Studie jedoch nicht in die Betrachtung einbezogen, weil es sich bei Vorkassensystemen nicht primär um ein Informationssystem sondern um ein Zahlungssystem handelt und daher im Kontext von Inkasso-Managementsystemen zu behandeln ist.

## 5.2.2 Sekundäre Evaluationsstudien zu Feedback

In verschiedenen Ländern wurden schon seit den 1970er-Jahren Feldversuche zur Beeinflussung des Endverbraucherhaltens durchgeführt. Die Auswertung der Verbrauchsdaten und die Bereitstellung von Feedback wurde in älteren Versuchen entsprechend ohne Smart Meters vorgenommen. Da auf der Ebene des Feedback aber oft gleiche oder ähnliche Informationen an die Endkunden weitergegeben wurden, wie sie auch heute untersucht werden, sind die Ergebnisse aus diesen älteren Studien – unter Vorbehalt der Übertragbarkeit auf die Schweiz – aussagekräftig. (Zur Übertragbarkeit ausländischer Erfahrungen auf die Schweiz siehe auch Kapitel 6.1).

### ***A review of intervention studies aimed at household energy conservation (Abrahamse et al. 2005)***

In der Review-Studie von Abrahamse et al. wurden die untersuchten Studien nach der Art des Feedbacks gegliedert und ausgewertet, was einen guten Einblick in Wirksamkeit der verschiedenen Feedbackarten bezüglich Energieeffizienz gibt:

#### ***Kontinuierliches Feedback: → zwischen 0% und 12% Einsparungen***

In vier Studien zum Gas- und Elektrizitätsverbrauch in Privathaushalten wurden Einsparungen von 0% bis 12.3% identifiziert. Kontinuierliches Feedback via Monitordisplay resultierte dabei gemäss einer Studie von 1979-80 in einer Reduktion des Elektrizitätsverbrauchs von 12%<sup>12</sup>. Der Vergleich zwischen kontinuierlichem und monatlichem Feedback erzielte 1989 die oben genannten 12.3% resp. 7.7% Energieeinsparung<sup>13</sup>. Die Kombination von Information und Feedback führte bei einem Versuch in Kanada und in den USA 1986 bei kanadischen Teilnehmern zu einer Energiereduktion von 4-5%, während bei US-amerikanischen Probanden keine quantitative Wirkung festzustellen war<sup>14</sup>. Ein Feedback über die Elektrizitätskosten im Hoch- und Niedertarif führte zu keiner totalen Reduktion, nur zu einem Wechsel zum Niedertarif<sup>15</sup>.

#### ***Tägliches Feedback: → zwischen 0% und 13% Einsparungen***

Fünf weitere Studien untersuchten den Einfluss von täglichem Feedback. Inhaltlich variierten die Feedbacks dabei: in einigen Studien wurde der Verbrauch in kWh und der entsprechende monetäre Wert angegeben; in anderen Angaben im Vergleich zu anderen bzw. zum eigenen, früheren Verbrauch gemacht. Die höchsten Einsparungen lagen bei 13%<sup>16</sup> sowie 11%<sup>17</sup> im Vergleich zu den Kontrollgruppen; andere Studien hingegen fanden keinen Einspareffekt<sup>18</sup> aufgrund des täglichen Feedbacks. Selbstmonitoring resultier-

<sup>12</sup> McClelland and Cook (1979-80)

<sup>13</sup> Van Houwelingen und van Raaij. (1989)

<sup>14</sup> Hutton et al. (1986)

<sup>15</sup> Sexton et al. (1987)

<sup>16</sup> Winett et al. (1979)

<sup>17</sup> Seligman und Darley (1977)

<sup>18</sup> Katzev et al. (1980-81)

te in 7% weniger Energieverbrauch<sup>19</sup>. Mit 4% liegt das Potenzial bei einer der Studien aus dem Jahr 1979<sup>20</sup> etwas tiefer; eine andere Untersuchung<sup>21</sup> gab an, dass bei Vielverbrauchern durch das Feedback die Verbrauchszunahme geringer war während der Studie, bei Wenig- und Mittelverbrauchern jedoch erhöhte sich die Verbrauchszunahme durch das Feedback.

#### **Wöchentliches und monatliches Feedback: → bis 7% Einsparung**

In zwei Studien wurde der Effekt von wöchentlichem und monatlichem Feedback untersucht. Die Kombination von wöchentlichem Feedback, Einsparungszielen (5, 10 oder 15%) und Einspartipps via Teletext resultierte in einem reduzierten Energieverbrauch der Experimentalgruppe im Vergleich zur Kontrollgruppe<sup>22</sup>. In einer weiteren Studie von 1981<sup>23</sup> wurde den Teilnehmenden ein monatliches Feedback bezüglich des Verbrauchs in kWh und monetärem Wert gegeben. Die Experimentalgruppe verbrauchte während der Studie 4.7% weniger Elektrizität als vor der Studie, die Kontrollgruppe 2.3% mehr. Bei einer Weiterführung der Messungen ohne Feedback lagen die Zahlen bei +11.3% für die Experimentalgruppe und -0.3% für die Kontrollgruppe, was einen Hinweis auf die Notwendigkeit von fix installiertem / permanentem Feedback gibt (keine zeitlich begrenzten Energiesparinformationen).

#### **Vergleichendes Feedback: → Mehrverbrauch bis 11% / Einsparungen bis 8%**

In drei Studien wurde bei der Untersuchung von komparativem Feedback Elektrizitätseinsparungen zwischen -11% und 8% beobachtet. Einsparungen von 8% resultierten aus der Evaluation des EcoTeam Programms 2004<sup>24</sup>, wo Kleingruppen sich über ihren Energieverbrauch austauschen und zudem ein Feedback zu ihrem Verbrauch im Vergleich mit den anderen Teams erhalten<sup>25</sup>. Interessanterweise lag die Reduktion des Elektrizitätsverbrauchs während der Untersuchung nur bei 5%, die 8% wurden zwei Jahre nach Programmabschluss gemessen. In zwei weiteren Studien<sup>26</sup> wurde komparatives Feedback mit anderen Feedbackarten verglichen, jedoch nur marginal signifikante Ergebnisse erzielt. Unabhängig vom der Art des Feedbacks sparten Viel- und Mittelverbraucher Energie (4% resp. 3%), während die Wenigverbraucher ihn um 11% erhöhten<sup>27</sup>.

#### **Finanzielle Anreize: → zwischen 2% und 12% Einsparungen**

Dank finanziellen Belohnungen konnten in drei Studien<sup>28</sup> Energieeinsparungen zwischen 2% und 12% beobachtet werden. Die Studien kombinierten jedoch Belohnungen mit an-

---

<sup>19</sup> Winett et al. (1979)

<sup>20</sup> Bittle et al. (1979)

<sup>21</sup> Bittle et al. (1979-80)

<sup>22</sup> Völlink und Meertens (1999)

<sup>23</sup> Hayers und Cone (1981)

<sup>24</sup> Staats et al. (2004). In der hier vorgestellten Studie wurde das EcoTeam Programm in den Niederlanden evaluiert. EcoTeams sind Kleingruppen (z. B. Nachbarn, Freunde, Familie), die sich monatlich über ihren Energieverbrauch und mögliche Einsparungen austauschen.

<sup>25</sup> In der gleichen Untersuchung wurden auch Einsparungen von 20.5% bei Gas, 2.8% bei Wasser und 28.5% beim Abfall beobachtet.

<sup>26</sup> Midden et al. (1983), Brandon und Lewis (1999)

<sup>27</sup> Brandon und Lewis (1999)

<sup>28</sup> Winett et al. (1978), McClelland and Cook (1980), Slavin et al. (1981).

deren Feedbackarten und Information. Das Einsparungspotenzial von Belohnungen liegt bei ca. 7%.

**Fazit:**

In den von Abrahamse et al. (2005) untersuchten Studien lagen die maximalen Stromeinsparungen in den Haushalten bei 13%. Die grössten Einsparungen wurden mit täglichem oder auch noch häufigerem Feedback erreicht, welches auch Informationen zum vergangenen, eigenen Verbrauch enthielt.

Bei vergleichendem Feedback können negative Effekte entstehen: bei Haushalten mit geringem Verbrauch wurde eine Verbrauchssteigerung wegen des Feedbacks von bis zu 11% festgestellt.

Tabelle 6 fasst die Bandbreite der Einspareffekte der verschiedenen Feedback-Arten zusammen.

Feedback	Minimale Einsparung	Maximale Einsparung
Kontinuierlich	Keine quantitative Wirkung des Feedbacks	Reduktion des Energieverbrauchs um 12%
Täglich	Keinen Effekt	Reduktion des Energieverbrauchs um 13%
Wöchentlich/monatlich	Reduktion des Energieverbrauchs (unspezifisch)	Reduktion des Energieverbrauchs um 5%
Vergleichend	Erhöhung des Energieverbrauchs um +11%	Reduktion des Energieverbrauchs um 8%

Tabelle 6 Einsparpotenziale durch Feedback. (Quelle: Abrahamse et al. 2005).

***The Effectiveness of Feedback on Energy Consumption (Darby 2006)***

Ausgewertet wurden von Darby 38 Studien aus dem Zeitraum von 1978 bis 2006, darunter zehn Studien über indirektes Feedback.

***Erkenntnisse***

Die untersuchten wissenschaftlichen Studien zeigen nach Ansicht der Autorin, dass anschauliches Feedback notwendig ist, um den Kunden zu befähigen seinen Energieverbrauch über eine längere Zeitspanne zu kontrollieren. Um den Verbrauch nachhaltig zu reduzieren, ist unmittelbares direktes Feedback im Verbund mit einer häufigen und exakten Abrechnung notwendig. Zur Darstellung der Auswirkung von verändertem Verbrauchsverhalten, stromfressenden Elektrogeräten oder Energieeinsparmassnahmen ist allerdings indirektes Feedback geeigneter als direktes Feedback.

Für indirektes Feedback, wie auf Rechnungen, müssen Primärdaten vom Anbieter verarbeitet und an den Kunden gesendet werden, der wiederum die Information lesen und reflektieren muss, um etwas daraus zu lernen. Das Gelernte muss verstanden werden und schliesslich muss eine Entscheidung fallen, danach zu handeln. Um das Verständnis von indirektem Feedback zu verbessern schlägt die Autorin folgende Richtlinien vor:

- Die Abrechnung sollte häufiger erfolgen, so dass der Abrechnungszeitraum kürzer ist und das Feedback dem entsprechenden Verbrauchsverhalten zeitnah folgt.
- Rechnungen sollten auf tatsächlichen Messwerten und nicht auf Schätzungen basieren.
- Der Abrechnungszeitraum sollte mit demselben Abrechnungszeitraum im Vorjahr verglichen werden (wobei der Vergleich klima-/wetterbereinigt durchgeführt werden sollte).
- Der Energieverbrauch eines Haushalts sollte mit ähnlichen Haushalten verglichen werden.
- Es sollte eine allgemeine Übersicht gegeben werden, wie sich der Energieverbrauch in einem durchschnittlichen Haushalt verteilt (Elektrogeräte, Licht etc.).
- Dem Kunden sollten jährliche oder vierteljährliche Energieberichte zur Verfügung gestellt werden.

Folgende Prinzipien sollten beachtet werden, um die Effektivität zu verbessern:

- Unmittelbarkeit des Feedbacks
- Zugänglichkeit des Feedbacks
- Anschaulichkeit der Information
- Individuell auf den Haushalt ausgerichtete Informationen

Weiterhin bemerkt die Autorin, dass Online-Rechnungen nützliches interaktives Feedback geben können, da weitere Analysen und Ratschläge aufgeführt werden können.

Feedbacksysteme, welche per Display den Verbrauch nach Endgeräten aufgeschlüsselt darstellen, sind relativ teuer und kompliziert in der Breitstellung. Diese Verbrauchsaufteilung kann aber auch anhand von Durchschnittsbetrachtungen auf der Rechnung geschehen. Diese Aufschlüsselung kann für den Haushalt sehr informativ sein und sich entsprechend in dem Konsumverhalten niederschlagen.

Ein andauernder Effekt wird nur dann erzielt, wenn die Haushalte neue Handlungsrouinen entwickeln. Feedback kann einen möglichen monetären Anreiz unterstützen und auch wenn der Anreiz nicht mehr existent ist dazu führen, dass das veränderte Verhalten der Haushalte auch beibehalten wird.

Darby hat mehrere Faktoren herausgearbeitet, welche die Effektivität von Feedbacksystemen beeinflussen. Darunter fallen allgemeine Umweltbedingungen, Synergien mit anderen Informationsformen und die Zeitintervalle des Feedbacks. Zusammenfassend legen direkte Displays in Kombination mit einer verbesserten Rechnung die Grundlagen für schnelle Energieeinsparungen bei geringen Kosten.

### **Energieeinsparung**

Darby (2006) kommt analog Abrahamse et al. (2005) in ihrer Metastudie zu 0 - 12% Energieeinsparungen, welche in den untersuchten Studien durch informative Rechnungen erreichbar sind.<sup>29</sup> Historisches Feedback scheint hierbei effektiver zu sein als Feedback mit einem sozialen Vergleich.

Ein direktes Feedback durch den Zähler oder einem angeschlossenen Display kann Einsparungen von 5 bis 15 % generieren. Dabei wird dem Haushalt der Verbrauch besonders von Kleingeräten bewusst. Dies setzt aber voraus, dass das Display oder der Zähler gut sichtbar in der Wohnung aufgestellt ist. Es gibt Anzeichen dafür, dass Grossverbraucher eher auf direktes Feedback reagieren als Kleinverbraucher.

### **Nachhaltigkeit der Effekte**

Nachhaltige Einsparungen werden sich gemäss Darby einstellen, wenn das Feedback zur Entwicklung von neuen Gewohnheiten führt und es als Ansporn zu Investitionen in Effizienzmassnahmen fungierte. Verbraucher mögen zusätzliche Energieberatung benötigen, um ihre Gewohnheiten zu ändern.

Wenn Feedback in Kombination mit Anreizen angewandt wird, mag sich das Verbraucherverhalten ändern, aber die Änderungen werden voraussichtlich schwinden, sobald der Anreiz genommen wird. Als Faustregel wird geändertes Verbraucherverhalten, dass sich über einen Zeitraum von drei Monaten oder mehr gebildet hat, mit höherer Wahrscheinlichkeit fortbestehen. Jedoch ist kontinuierliches Feedback notwendig, um die Veränderung aufrechtzuerhalten und weitere Veränderungen anzuregen.

### ***Influencing Electricity Consumption via Consumer Feedback (Fischer 2007)***

Im Jahr 2007 veröffentlichte die Forschungsstelle für Umweltpolitik im Rahmen des Projekts „Transformation and Innovation in Power Systems“ (TIPS) eine Studie über den Effekt von Verbraucher-Feedback auf den Stromverbrauch mit dem Titel „Influencing Electricity Consumption via Consumer Feedback“<sup>30</sup>. Ausgewertet wurden fünf Sekundär- und neunzehn Primärstudien aus dem Zeitraum von 1987 bis 2006.

### **Erkenntnisse**

Mit Hilfe eines psychologischen Modells wird dargestellt wie und warum Feedback funktioniert. Dabei wurden folgende Feedback-Merkmale, welche die Effektivität möglicherweise beeinflussen, identifiziert:

- Frequenz
- Dauer

<sup>29</sup> Hierbei ist zu beachten, dass Darby (2006) und Abrahamse et al. (2005) teilweise die gleichen Feldstudien in ihren Metastudien auswerteten.

<sup>30</sup> Fischer 2007

- Inhalt
- Aufteilung / Disaggregation
- Medium und Übertragungsweg
- Vergleiche
- Kombination mit anderen Instrumenten

Anhand dieses Modells wurden die einzelnen Studien analysiert. Erschwert wird die Vergleichsanalyse laut der Autorin durch Unterschiede bei der Art des Feedbacks, der Häufigkeit, der Methodik und der Samplegrößen. Unter Hinweis auf beträchtliche Datenmängel und Forschungslücken schliesst die Studie, dass erfolgreiches Feedback auf dem tatsächlichen Verbrauch basiert, häufig und über einen langen Zeitraum gegeben wird, auf anschauliche und ansprechende Weise dargestellt wird, computergestützte, interaktive Anwendungen nutzt und historische oder soziale Vergleiche beinhalten kann.

Insbesondere die ersten drei Merkmale wiesen auf die Vorteile von elektronischen Zählern hin. Dennoch sollte geprüft werden, ob die Empfehlungen auf alle Zielgruppen zuträfen, da die Reaktionen unterschiedlicher sozioökonomischer Gruppen unterschiedlich ausfielen. So wäre ein sehr komplexes Gerät, welches viel Verständnis und Initiative des Nutzers erfordert, möglicherweise nicht das richtige Gerät für Haushalte mit niedrigem Bildungsstand, geringem technischen Interesse (z.B. Ältere) oder mit wenig Freizeit.

Die Implementierung von hilfreichen Feedback hinkt den wissenschaftlichen Erkenntnissen weit hinterher. Technische Hemmnisse werden häufig als Gründe genannt. So erfordert kontinuierliches elektronisches Feedback und disaggregierte Verbrauchsinformation Smart Metering Technologie. Allerdings könnte man sich auch mit Selbstablesung behelfen.

Vergleiche mit ähnlichen Haushalten erfordern eine adäquate Datenbasis. Andere Feedback-Formen sind weniger anspruchsvoll. Historische Vergleiche, die beispielsweise mit einer Graphik dargestellt werden, sollten ebenso umzusetzen sein, wie die Abbildung von Umweltauswirkungen oder Energiespartipps.

Im Allgemeinen könnte es angebracht sein, zunächst auf weniger effektive Feedback-Arten, welche einfacher implementiert werden können, zu bauen. Verbesserte Stromrechnungen haben in dieser Hinsicht ein grosses Potential.

### **Energieeinsparung**

Die Studie folgert, dass mit Feedback eine Energieeinsparung von 5 bis 12 % erzielt werden kann, wobei die Autorin anmerkt, dass die Spannweite der erzielten Einsparungen in den Fallstudien von 0 bis 20 % reicht.

### ***How much energy are we using? Potential of residential energy demand feedback devices (Parker et al. 2006)***

Das Florida Solar Energy Center hat gemeinsam mit dem Lawrence Berkeley National Laboratory eine Studie zum Potential von Feedbacksystemen in Haushalten erstellt. Dazu wurden vergangene Studien analysiert. Mit einem Feldversuch mit zwei Haushalten wurden die technischen Möglichkeiten von Monitoring-Systemen des Niedrigpreissegments evaluiert.

#### ***Erkenntnisse***

Die Analyse der sich auf dem Markt befindlichen Studien kommt zu dem Ergebnis das eine Energieeinsparung von 10 bis 15% realistisch erscheint. Diese Ergebnisse kommen vor allem zu Stande, wenn die Displays Echtzeitwerte anzeigen. Einige Studien konnten auch zeigen, dass der Energieverbrauch auch nach dem Abbau der Feedback-Systeme in den Testhaushalten nicht wieder anstieg.

Technisch gesehen werden Feedback-Systeme für die Darstellung des Energieverbrauchs durch den technischen Fortschritt immer günstiger. Das Design der Geräte ist jedoch stark von dem Kompromiss zwischen einer sinnvollen Information und einem möglichen Überfluss an Information geprägt. Zusätzlich sind die Geräte sehr unterschiedlich ausgestattet bezüglich der Genauigkeit, der Speicherfunktion und weiteren Merkmalen. All diese Faktoren können zu der Höhe der erzielten Effekte beitragen.

Nach Ansicht der Autoren sind viele Wechselwirkungen zwischen dem Feedback-System und beispielsweise dem Konsumentenverhalten, weiteren Informationen auf dem Display (z.B. Preisstufen) und der Nachhaltigkeit der Effekte nicht ausreichend untersucht.

#### ***Energieeinsparung***

Die Studie folgert, dass mit Echtzeit-Feedback eine Energieeinsparung von 10 bis 15 % erzielt werden kann. Dabei reicht die Spannweite von keinen Energieeinsparungen bis zu 31% Einsparung bei spezifischen Geräten. Dies verdeutlicht das Gewicht der Rahmenbedingungen.

### ***Überblicksreferat: Smart Meters, Visual Displays and Customer Reaction (Parsons 2008)***

In einem Konferenzbeitrag des Projektkoordinators der European Smart Meter Alliance (ESMA) John Parsons aus dem Jahr 2008 werden von diesem bisherige Erkenntnisse der ESMA zu visuellem Feedback mit Displays und Benutzerverhalten dargelegt. Danach werden grundsätzlich grosse Unterschiede in verschiedenen Ländern zur Wirkung von Feedback festgestellt, abhängig von Kontext in welchem der Smart Meter verwendet wird und vor allem von den Informationen, die an den Kunden gegeben werden. Generell kann gesagt werden, dass Kunden mehr Information über ihren Energieverbrauch erhalten sollten und dass sie mit zusätzlichen Informationen animiert werden sollten, ihren Energieverbrauch zu reflektieren und zu senken. In Punkto Feedback kann konstatiert wer-

den, dass eine Vereinbarung, um wie viel der Energieverbrauch gesenkt werden soll, einen positiven Einfluss auf die Einsparungen hat. Auch der soziale Druck hat diesen positiven Effekt und führt zu mehr Einsparungen. Negatives Feedback hingegen hat eher einen gegenteiligen Effekt auf Einsparbemühungen. Zudem ist historisches Feedback, mit dem der Verbrauch des Kunden mit dem aus eigenen, vorangehenden Rechnungsperioden verglichen wird, effektiver als vergleichendes und normatives Feedback und die Informationen über verschwendete Energie beeindruckt mehr als solche über erforderlichen Energieverbrauch. In Grossbritannien hat sich gezeigt, dass die Motivation für Einsparungen bei den Kunden die Umwelt, das Geld, die spezielle Situation in Feldversuchen, das Sparen allgemein und die Lebensqualität sind.

### 5.2.3 Bisherige Erfahrungen in der Schweiz

In der Schweiz wurden bisher keine Feldversuche durchgeführt, bei denen Smart Metering-Systeme zusammen mit Feedback zum Stromverbrauch bei Endkunden (insbesondere Haushalte) untersucht wurden (Stand September 2009). Der Fokus schweizerischer Aktivitäten im Bereich Smart Metering beschränkt sich bisher auf die Auswahl geeigneter Smart Meter-Technologien und deren versuchsweise Einbindung in die betrieblichen Abläufe der EVU. Unter anderem sind folgende Versuche bisher in der Schweiz initiiert worden<sup>31</sup>:

- AGE, Chiasso: Fernauslesung von Strom-, Gas- und Wasserzählern mittels Funkfixnetz.
- EWB, Buchs: Fernauslesung von Strom- und Wasserzählern.
- ewz, Zürich: Pilotprojekte PLC (Powerline Communication) und FTTH (Fiber to the Home).
- Inergie, Ittigen: Pilotprojekte zu einer nachhaltigen Energienutzung; Träger sind BKW, IBM, Post und Gemeinde.
- IWB, Basel: Pilotprojekt mit PLC.
- SIG, Genf: Projekt «Telemarc».
- EKT, Uttwil: flächendeckende Installation von Smart Metern für Fernauslesung, detailliertes Feedback an Endkunden ist vorgesehen.
- Energie Opfikon: Messung Überbauung Glattpark mit PLC (1'500 Smart Meter)
- AEM Massagno: Vollrollout mit PLC (1'500 Smart Meter)
- La Goule/St. Imier: Vollrollout mit PLC
- EKZ: Feldversuch PLC mit SAP-Systemintegration
- Biberist: PLC

---

<sup>31</sup> Quelle: MEGA (2009) ergänzt mit eigenen Informationen (Stand September 2009))

## 5.2.4 Fazit: Möglichkeiten zur Erhöhung der Energieeffizienz mit Feedback

### *Häufigkeit und Art des Feedbacks und Wege zu seiner Kommunikation*

#### *Häufigkeit des Feedbacks:*

Die Auswertung der Feldversuche zeigt, dass die Häufigkeit des Feedbacks einen Einfluss auf die Höhe der Effizienzsteigerung hat. Kontinuierliches Feedback mit Anzeige der Verbrauchsdaten auf einem Wohnungs-Display im Minutentakt oder tägliches Feedback über den vergangenen 24h-Verbrauch zeigen dabei die grösste Wirkung mit 0 bis 13 % Stromeinsparungen (Abrahamse et al. 2005). Von verschiedenen Forschenden, welche sich mit Feedback-Arten befassen, wird gefordert, dass das Feedback unmittelbar erfolgen sollte, d.h., dass momentane Verbrauchswerte / Tarife auf Displays in den Wohnungen angezeigt werden sollten. Dadurch könnten die Bewohner die Auswirkungen ihres Verhaltens (Ein-/Ausschalten von Geräten) direkt erfahren und einfacher bewerten. Bei integrierten 5- oder 15-minütigen Verbrauchswerten ist dies schwieriger was das Interesse der Bewohner am Display senken könnte (Darby 2006, Fischer 2007).

#### *Art des Feedbacks:*

Soll den Endverbrauchern, wie vorangehend nahe gelegt, alle 24 Stunden oder auch häufiger ein Einblick in ihren Stromverbrauch ermöglicht werden, geschieht dies sinnvoller Weise auf elektronischem Wege. Sowohl mit direktem Feedback (Daten im Haus generiert und bearbeitet) als auch mit indirektem Feedback (Daten ausserhalb des Hauses bearbeitet) kann dieser Einblick gegeben werden. Die elektronische Kommunikation kann beispielsweise mit Displays in der Wohnung, via Internet oder via Mobiltelefon oder mit einer Kombination erfolgen. Zur Erhöhung der Sensibilisierung bei den Verbrauchern und dem Anbieten von Handlungsanleitungen wird das indirekte Feedback mit Vorteil mit weitergehenden Auswertungen zum individuellen Verbrauch, für Hintergrundinformationen zu Einsparmöglichkeiten im Haushalt, Umweltauswirkungen des Energiekonsums oder Versorgungsfragen ("Stromlücke") ergänzt. Verbrauchsangaben und Rechnungen sollten auf tatsächlichen Messwerten und nicht auf Schätzungen basieren damit diese Informationen glaubhaft sind. Historische Vergleiche mit dem Stromverbrauch vergangener Perioden (Wochen bis hin zu Jahren) waren für Endverbraucher meist von grossem Interesse, hingegen stiessen Vergleiche mit anderen Haushalten teils auf Ablehnung (und hatten bei geringem Verbrauch teilweise einen Mehrverbrauch zur Folge)<sup>32</sup>.

#### *Akzeptanz von Feedback:*

Unterschiedliche sozioökonomische Gruppen haben unterschiedliche Präferenzen hinsichtlich der Wege, auf denen ihnen das Feedback kommuniziert werden kann und bezüglich der Detaillierung des Inhalts (Fischer 2007). Dies legt nahe, dass den Endverbrauchern eine Auswahlmöglichkeit gegeben werden sollte, damit sie Häufigkeit, Kommunikationswege und Detaillierung/Komplexität des Feedbacks – welches unabhängig von der Rechnungsstellung zur Verfügung gestellt wird – beeinflussen können. Zu

---

<sup>32</sup> Darby (2009)

häufiges Feedback kann zu Ablehnung bei den Endverbrauchern führen, da ihnen dieses als Informationsüberflutung erscheint.

### **Wirkungen**

Die in den untersuchten Überblicksstudien aufgeführten Feldversuche zu Feedback erreichen Stromeinsparungen zwischen 0% und rund 15% (Abrahamse et al. 2005, Darby 2006, Fischer 2007). Die höchsten Einsparungen wurden mit Feedback erreicht, das mindestens einmal täglich zur Verfügung gestellt wurde. Für dieses häufige Feedback wird in den Übersichtsstudien ein leicht höherer Bereich der Einsparungen angegeben zwischen 5 - 15%. Mit monatlichem Feedback wurden in den Feldversuchen Einsparungen von bis zu 7% erreicht.

Je nach Ausgestaltung des Feedbacks können auch Verbrauchssteigerungen hervorgerufen werden. Dies ist bei Versuchen aufgetreten, bei denen vergleichendes Feedback eingesetzt wurde: Teilnehmer mit geringem Stromverbrauch, der im Feedback dem durchschnittlichen, höheren Stromverbrauch vergleichbarer Haushalte gegenübergestellt wurde, steigerten teilweise ihren eigenen Stromverbrauch in der Folge.

Die Wirkungen von Feedback streuen demnach stark. In den Überblicksstudien konnten keine einfachen Wirkungszusammenhänge gefunden werden, mit denen die Einspareffekte optimiert werden können. Vielmehr haben neben den nicht beeinflussbaren Rahmenbedingungen vielfältige Variablen einen Einfluss auf die Höhe der Einsparungen (Fischer 2007).

Die Übertragbarkeit der Erfahrungen aus dem Ausland und die quantitative Abschätzung des Effizienzpotenzials, mit welchem bei einer Einführung von Smart Meter-Systemen mit Feedback in der Schweiz voraussichtlich zu rechnen ist, werden in Kapitel 6 behandelt.

## **5.3 Variable Tarife**

### **5.3.1 Definition variabler Tarife**

Variable Tarife werden international insbesondere im Rahmen von „Demand Response“ (DR) Programmen angeboten. Unter Demand Response werden im englischen Sprachraum allgemein Massnahmen zur Beeinflussung des Lastgangs verstanden. Im Gegensatz zu allgemeinen Energiespar- und Effizienzmassnahmen, die den Energieverbrauch insgesamt unabhängig vom Zeitpunkt des Verbrauchs reduzieren, zielen DR-Massnahmen auf eine langfristige oder kurzfristige Beeinflussung des prognostizierten Lastgangs. Folgende Definition des amerikanischen Energieministeriums<sup>33</sup> gibt dieses Verständnis wider:

---

<sup>33</sup> U.S. Department of Energy 2006

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

Eine ähnliche Definition beschreibt das Demand Response Research Center<sup>34</sup>:

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

Allen DR-Programmen ist somit gemein, dass ihre Absicht ist, den Lastgang des Kunden indirekt oder direkt zu verändern. Der Endkunde reagiert dabei aktiv, freiwillig oder unfreiwillig. Im Gegensatz zu Energiespar- und Effizienzprogrammen muss der Endkunde bei DR-Programmen daher durchaus zeitweise auch Komfort-Einschränkungen akzeptieren und auf einzelne Energieservices verzichten.

### **Klassifikation von Demand-Response-Programmen**

Unter dem Begriff „Demand Response Program“ (DR-Programm) werden eine Vielzahl unterschiedlicher Tarifmodelle zusammengefasst. Tabelle 5 zeigt eine Übersicht über die englischen und der hier verwendeten deutschen Begriffen gemäss einem analytischen Modell von EnCT.

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

Tabelle 7: Übersicht über englische und deutsche Bezeichnung von DR-Programmen bzw. Tarifmodellen

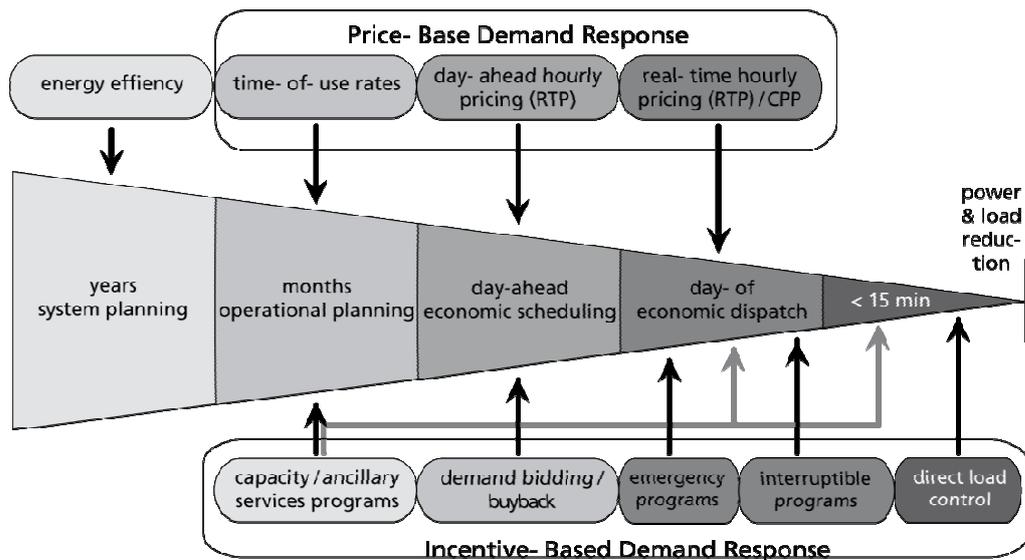
Bei DR-Programmen können grundsätzlich zwei Formen von Anreizen und zwei Arten von Anlässen unterschieden werden. Mit Bezug auf die Anreize gibt es:

- preisbasierte Programme und
- bonusbasierte bzw. prämienbasierte Programme.

<sup>34</sup> DRRR PIER DEMAND RESPONSE RESEARCH CENTER 20.07.2005

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

Weiterhin können Demand-Response Programme nach ihrem Wirkungszeitraum unterschieden werden. Figur 20 zeigt eine Übersicht über die in den USA gebräuchlichen DR-Programme mit Bezug auf ihren Einsatzzeitpunkt.



Figur 20: Übersicht zu DR-Programmen<sup>35</sup>

### 5.3.2 Ziele von variablen Tarifen

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

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

Tabelle 8 zeigt einen Überblick über die Bezugsgrößen und die Funktion der Preisvariation für die vier Zielkategorien. Im Folgenden werden die Zielkategorien erläutert.

Ziel	Bezug für Tarifgestaltung und -führung	Funktion der Preisvariation
Energieeinsparung	Soziale Aspekte, ökologische Aspekte, Kundengruppen, Marktpreise	indirekt; Anreiz für Energieeinsparung
Lastgangmodifikation	Lastgangänderung	indirekt; Anreiz für Lastgangänderung
Marktbeteiligung	Beschaffungssituation Marktpreise	direkt; Weitergabe von Beschaffungsrisiken
Individualisierung	Kundenbedürfnisse	Keine; individuell empfundener Kundenvorteil

Tabelle 8: Merkmale der Zielkategorien

### **Zielkategorie 1 - Energieeinsparung**

Energieeinsparungseffekte können durch variable Tarife direkt und indirekt erreicht werden. Unmittelbare Einspareffekte erzielen Tarife mit Lastmanagementfunktion (Direct-Load-Control), wenn ein Dienstleister oder Lieferant spezifische Anlagen zeitweise ausschalten kann. Starke Anreize bieten verbrauchsvariable Tarife und bonusbasierte Tarifmodelle, die einen geringeren Energieverbrauch mit niedrigeren Arbeitspreisen belohnen statt wie üblich umgekehrt, also bei steigenden Preisen einen Mengenrabatt. Dynamische Tarife mit starken Lastverlagerungen können als Nebeneffekt auch Einsparungseffekte bewirken, wenn z.B. nicht 100 % des zu Spitzenlastzeiten reduzierten Verbrauchs in die Niedriglastzeiten verlagert werden.

### **Zielkategorie 2 - Lastgangmodifikation**

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

Die Modifizierung der Lastgänge kann für unterschiedliche Zwecke eingesetzt werden:

- Ökonomische Optimierung des Kraftwerkparks und der Netzinfrastruktur
- Reaktion auf aussergewöhnliche Marktereignisse
- Integration fluktuierender Erzeugung
- Netzschutz

### **Zielkategorie 3 - Marktbeteiligung**

Die Variierung der Preis dient bei der Zielkategorie Marktbeteiligung primär nicht der Modifikation des Lastgangs, sondern der Beteiligung der Endkunden an den Chancen und Risiken der Entwicklungen des Energiemarkts. Auch aus volkswirtschaftlicher Sicht kann das Ziel einer stärkeren Einbindung des Endkundenverbrauchs an die kurzfristige Marktentwicklung sinnvoll sein. Wenn die Endkunden kurzfristig schwankende Preise bezahlen

müssen, ändert sich in der Folge meistens auch der Lastgang. Aus Sicht des Lieferanten ist aber eine spezifische Lastgangmodifikation kein primärer, sondern ein sekundärer Effekt, mit dem nicht gerechnet wird.

#### **Zielkategorie 4 - Individualisierung**

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

#### **Zusammenfassung der Ziele von variablen Tarifen**

Mit zeitvariablen Tarifen mit dynamischen Preisstufen und Events werden primär die Ziele einer mittel- bis kurzfristigen Lastgangmodifikation verfolgt. Damit können insbesondere auf Seiten der Energieversorgungsunternehmen ökonomische (z.B. im Rahmen der Beschaffung) und ökonomisch-technische Prozesse (z.B. Kraftwerksauslastung, Integration fluktuierender Erzeugung, Netzauslastung) optimieren. Zeitvariable Tarife mit statischen Preisstufen erzielen dabei einen eher langfristigen Effekt. Tabelle 9 gibt einen Überblick über die Effekte und den jeweils spezifischen Nutzen zeitvariabler Tarifmodelle.

	Tarifmodell		Effekte		Nutzen
	Name		Energieeinsparung	Laststeuerung	
Zeitvariable Tarife	Zeitvariabler Tarif (Time of Use, ToU)	(+)	+ langfristig	+	Ökonomische Optimierung des Kraftwerksparks und der Netzinfrastruktur Optimierung der Beschaffung
	zeitvariabler Tarif mit Events (Critical Peak Pricing, CPP)	+	+ mittelfristig	++	Reaktion auf aussergewöhnliche Markt- und Netzereignisse
	Dynamischer Tarif (Real Time Pricing, RTP)	(+)	++ kurzfristig	+++	Integration fluktuierender Erzeugung, Netzschutz, kurzfristige Marktbeteiligung

Tabelle 9: Effekte und Nutzen zeitvariabler Tarifmodelle (Skala: +++ sehr hoch, ..., 0 neutral).

Mit last- und verbrauchvariablen Tarifen können neben Lastgangmodifikationen auch direkt Energieeinsparung bewirkt werden. Die Möglichkeit zur Marktbeteiligung der Endkunden ist aufgrund der im Vergleich zu einigen zeitvariablen Tarifen geringeren Flexibili-

tät in der Tarifgestaltung nur in reduziertem Mass gegeben. Tabelle 10 gibt einen Überblick über die Effekte und den Nutzen last- und verbrauchsvariabler Tarifmodelle.

Tarifmodell		Effekte			Nutzen
Name	Energieeinsparung	Laststeuerung	Marktbeteiligung		
Last-/verbrauchsvariable Tarife	Lastbegrenzter Tarif	+	+ langfristig	+	Energieeinsparung, Ökonomische Optimierung des Kraftwerkparks und der Netzinfrastruktur
	Lastvariabler Tarif	+	+ langfristig, mittelfristig	+	Energieeinsparung, Ökonomische Optimierung des Kraftwerkparks und der Netzinfrastruktur
	Verbrauchsvariabler Jahrestarif (progressive Arbeitspreise)	-	+ langfristig	+	Energieeinsparung
	Verbrauchsvariabler Monatstarif mit additiven Preisstufen (progressive Arbeitspreise)	++	+ langfristig	+	Energieeinsparung
	Direkte Laststeuerung	+	+++ kurzfristig	+	Integration fluktuierender Erzeugung, Netzschutz, kurzfristige Marktbeteiligung

Tabelle 10: Effekte und Nutzen last- und verbrauchsvariabler Tarife (Skala: +++ sehr hoch, ..., 0 neutral).

Bei der weiteren Betrachtung sollten zur Förderung der Integration Erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen auch kurzfristige **Lasterhöhungen** in Betracht gezogen werden. Zudem sollte eine Variation des Netzentgeltes mit betrachtet werden. So liessen sich die Kosten der Netznutzung als Führungsgrösse für variable Tarife mit abbilden und die finanziellen Anreize für die Laststeuerung vergrössern.

### 5.3.3 Primäre und sekundäre Evaluationsstudien zu Feldversuchen

Für dieses Gutachten wurden Feldversuche mit einem zeitvariablen Tarif mit Events (Critical-Peak-Pricing, CPP) in den Mittelpunkt der Betrachtung gestellt. Dies hat folgende Gründe. Die Critical-Peak-Tarife bieten eine höhere Flexibilität als reine zeitvariable Tarife (Time-of-Use-Tarife, ToU), welche in der Schweiz weit verbreitet sind. Ausserdem wurde bei vielen für diese Studie untersuchten Feldversuchen mit CPP-Tarifen ein ToU-Tarif integriert.

Ziel dieses Kapitels ist es einen Überblick über die Effekte von variablen Tarifen zu geben. Dazu wurden aus einer breit angelegten Evaluationsstudie fünf internationale Feldversuche zu variablen Tarifen ausgewählt und analysiert. Zusätzlich wurden die Erkenntnisse mit den Ergebnissen von drei weiteren Sekundärstudien abgeglichen. In Tabelle 11 werden die Primär und Sekundärstudien dargestellt und kurz skizziert.

Titel	Beschreibung
California Statewide Pricing Pilot (SPP) 21.01.2005	Bericht der Programmbetreiber (CSPP)
Crossley 2008	Im Rahmen des „Demand Side Management Programme“ der IEA erstellte Studie über interne und externe Erfolgsfaktoren für Demand-Side-Management“ Aktivitäten.
Faruqi, Sergici 2008	Analyse von 14 Tarifexperimenten. Untersucht wurden die Verlagerungswirkung und die Einflussfaktoren.
Hammerstrom 2007	Programmevaluation des Washington Olympic Peninsula Projects
Herter Dezember 2004, S. 26	Endbericht zur Kundenbefragung des CSPP-Projekts
Herter 26.07.2006, S. 21	Metastudie der Energy & Resources Group Berkeley zu Critical-Peak-Pricing des CSPP-Projekts
IBM Global Business Services; eMeter Strategic Consulting 2007	Ergebnisbericht der IBM für das Ontario Energy Board
Klobasa et al. 2006	Dissertation, analysiert die Erfahrungen aus 13 Demand-Side-Management Projekten mit Fokus auf Haushaltskunden.

Tabelle 11: Primär- und Sekundärstudien zur Analyse internationaler DR-Programme

### **Zielsetzung**

Jeder Anbieter verfolgt mit dem jeweiligen Feldtest bestimmte Ziele, die für die Tarifmodellierung und Tarifführung wesentlich sind. Die für diese Studie untersuchten CPP-Tarife hatten überwiegend das Ziel der Lastgangmodifikation.

### **Anreizfunktion**

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

Der Ontario Energy Board Smart Price Pilot (Kanada) hat, anstatt höhere Preise zu Spitzenlastzeiten anzuwenden, eine Bonus- bzw. Prämienzahlungen für Lastreduzierungen angeboten. Im Endeffekt also ein „Critical Peak Rebate (CPR)“ anstatt einem „Critical Peak Pricing“. Als Bezugsgrösse für den Bonus wird dazu eine individuelle Referenzlastkurve („Baseline“ oder „Fahrplan“) ermittelt. Liegt der Verbrauch des Kunden unter der

Baseline, erhält er den Minderverbrauch vergütet, liegt der Verbrauch über der Baseline wird entsprechend der Mehrverbrauch mit dem jeweils gültigen Stundenpreis abgerechnet. Bei dem in Ontario durchgeführten Feldtest wurde mit dem CPR-Tarif allerdings eine um ca. 30 % geringe Lastreduzierung zu Hoch- und Spitzenlastzeiten gegenüber dem CPP-Tarif erzielt. Die Energieeinsparung hingegen lag beim CPR-Tarif höher als beim CPP-Tarif. Überrascht hat, dass die Kundenakzeptanz des Bonussystems entgegen der Annahme „Belohnen“ sei attraktiver als „Strafen“, in diesem Fall vergleichsweise gering war.

### ***Reguläre Preisstufen***

Bei den untersuchten Tarifen variiert die Anzahl der regulären tageszeitabhängigen Preisstufen zwischen eins und drei. Während in der Schweiz zweistufige Tarifmodelle (HT/NT) üblich sind, werden in vielen Programmen drei reguläre Stufen verwendet. So zum Beispiel im New Jersey Residential Pilot Program. Die zusätzliche Preisstufe hat die Funktion, Kunden zur Lastminderung während Hochlastzeiten zu bewegen. Hierbei wurden in den Feldtests moderate bis gute Ergebnisse erzielt. Bei Privatkunden reicht die Spanne bei Lastminderungen in Hochlastzeiten von 4,5 % bis 11,9 %. In der Regel ist die Gültigkeit der höheren Preisstufen auf die Werkzeuge begrenzt. Am Wochenende und an Feiertagen gilt nur die unterste Preisstufe. Weiterhin haben die Tarifmodelle häufig auch eine saisonale Preiskomponente. Insbesondere die Hochlaststufe wird saisonal unterschiedlich gestaltet. Dies gilt sowohl für die Preishöhe als auch für die Gültigkeitszeiten. Tarifmodelle, bei denen die tageszeitabhängigen Preisstufen nur relativ geringe preisliche Unterschiede aufweisen, erzielten nur geringe oder gar keine Lastreduzierungen.

### ***Event-Preisstufen***

In allen analysierten Programmen hatten die CPP-Tarife eine hochpreisige Event-Preisstufe. Tarifmodelle mit zwei Event-Preisstufen oder mit einer niedrigpreisigen Event-Preisstufe sind nicht bekannt. Mit der Event-Preisstufe wurden in den Programmen durchgängig signifikante Lastreduzierungen erreicht. Privatkunden erzielten Reduzierungen zwischen 13 und 27 %. Die Dauer des Events war in den meisten Fällen auf vier bis sechs Stunden begrenzt. Die Preisspreizung zwischen Event-Preis und Normallastpreis variiert zwischen Faktor 3 bis 11. Extreme Preisspreizungen zeigen jedoch keine entsprechend höhere Wirksamkeit. Es konnte also kein linearer Zusammenhang nachgewiesen werden.

### ***Zeitvariable Tarife mit automatischer Steuerung***

Zeitvariable Tarife werden häufig in Kombination mit Technologien zur Fernsteuerung bzw. Fernparametrierung von Geräten angeboten. Zwei der analysierten DR-Programme in den USA untersuchten die Auswirkung von intelligenten Thermostaten. Zu erwähnen sind an dieser Stelle das New Jersey Residential Pilot Program und das Washington Olympic Peninsula Project. In beiden Feldversuchen wurden mit dem Einsatz solcher

Steuerungen hohe Lastreduzierungen erzielt. Die hohe Akzeptanz der sehr kurzen Ankündigungszeiten für die Events zeigen, dass ein technikgestütztes Lastmanagement sehr kurze Ankündigungszeiten erlaubt. Durch zeitvariable Tarife mit automatischer Steuerung wird zusätzlich die Bedeutung der Alarmierungsmethode reduziert, der der Kunden nicht mehr manuell reagieren muss. Die automatische Steuerung bietet sowohl für den Kunden als auch für den Energieversorger eine Reihe von Vorteilen. Für den Kunden gewährt die Integration von automatischer Steuerungstechnik erhöhte Sicherheit und den Komfort. Bei einer automatischen Steuerung mit intelligenten Thermostaten vermindert sich weiterhin das Gefühl der Fremdkontrolle beim Kunden, da er die Einstellungen selber vornehmen kann und gegebenenfalls ausser Kraft setzen kann. Für den Versorger bietet sich der Vorteil, dass Reduzierungseffekte besser kalkuliert und prognostiziert werden können. Auch Faruqui (2008) identifiziert die automatische Steuerung als ein Schlüsselfaktor für die Effizienz eines DR-Programms. Er kommt zu dem Schluss, dass unabhängig von dem Tarifmodell die Spitzenlastreduktion höher ist, wenn so genannte „enabling technologies“ eingesetzt wurden<sup>36</sup>.

### **Lastreduzierung**

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

*„Das Potential ist einerseits von der Art der Teilnehmer – Haushalte oder Industrie – und von den einbezogenen Lasten (z.B. Klimaanlage, el. Heizung usw.) abhängig und andererseits auch davon, ob moderne Technologien angewandt werden.“<sup>37</sup>*

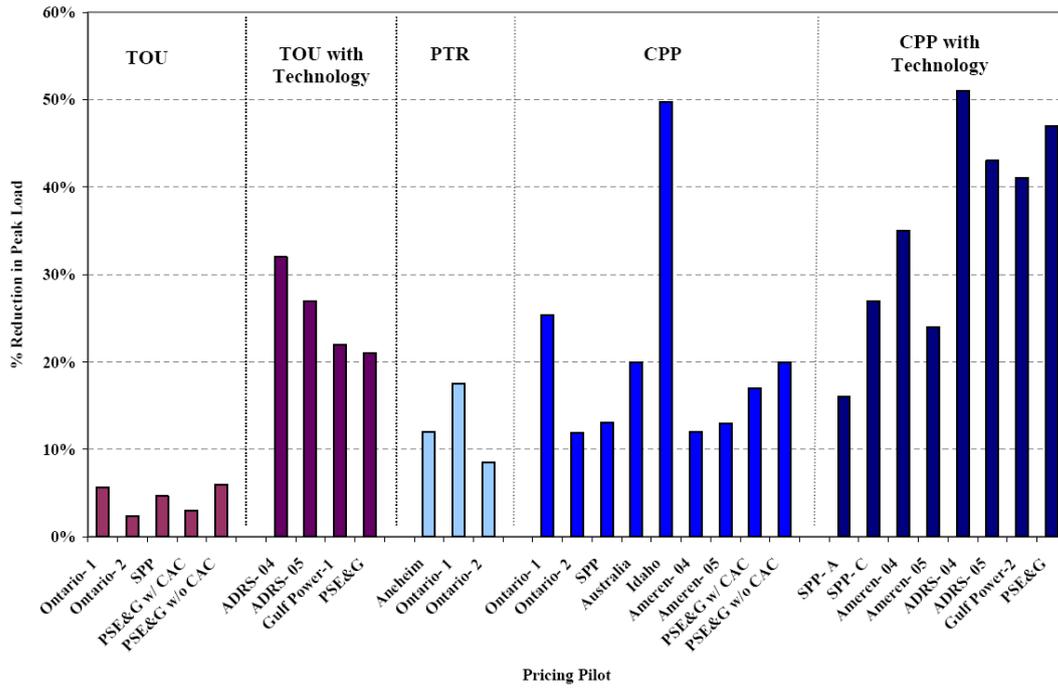
Weiter sei das Potential höher, wenn der Haushalt kleiner ist, Einfamilienhäuser betrachtet werden und es sich um Personen handelt, die ein vergleichbar hohes Einkommen haben<sup>38</sup>. Wie bereits oben dargestellt, erzielen die einzelnen zeitvariablen Tarifmodelle unterschiedliche durchschnittliche Lastreduzierungen. CPP-Tarife erzielen höhere Werte als ToU-Tarife und beide Tarifmodelle erzielen weitaus höhere Werte, wenn technische Ausrüstung eingesetzt wird. Der Vergleich von Lastreduzierungseffekten verschiedener Tarifmodelle aus der Studie von Faruqui (2008) bestätigt und veranschaulicht dieses Ergebnis (vgl. Figur 21).

---

<sup>36</sup> Faruqui, Sergici 2008, S. 33f

<sup>37</sup> Klobasa et al. 2006, S. 122

<sup>38</sup> Klobasa et al. 2006, S. 123



Figur 21: Lastreduzierungs- und weiteren Effekte verschiedener Tarifmodelle (Quelle: Faruqi)<sup>39</sup>.

Einen Überblick zu Lastreduzierungs- und weiteren Effekten, die bei den hier analysierten Programmen erzielt wurden, sind – soweit diese zur Verfügung standen – in Tabelle 12 dargestellt.

<sup>39</sup> Faruqi, Sergici 2008, S. 6

	New Jersey Residential Pilot Program			Ontario Energy Board Smart Price Pilot			California Statewide Pricing Pilot						Washington Olympic Peninsula Project				
Kundengruppe	Privatkunden			Privatkunden			Privatkunden			Gewerbekunden			Privatkunden				
	CPP	CPP	CPP	ToU	CPP	CPR	CPP	CPP	CPP	CPP	CPP	CPP	Standard	CPP	RTP		
Merkmal	Mit intelligentem Thermostat	mit Klimaanlage	ohne Klimaanlage												Autom. Steuerung		
Eventankündigung	Vortag	Vortag	Vortag	Vortag	Vortag	Vortag	Vortag	Eventtag	Eventtag	Eventtag	Eventtag	Eventtag	Vortag	Vortag	Vortag	Vortag	
Ø Lastreduktion pro Haushalt																19 % - 30 %	
Ø Lastreduktion pro Haushalt bei Events	1,33 kW (47 %)	0,43 kW (17 %)	0,32 kW (20 %)	5,7 %	25,4 %	17,5 %	13,1 %	15,8 %	27,2 %	7,6 %	14,1 %						
Ø Lastreduktion pro Haushalt zu Hochlastzeiten				2,4 %	11,9 %	8,5 %	4,7 %	6,7 %	4,5 %	2 %	0,1 %						
Ø Energieeinsparung pro HH				6 %	4,7 %	7,4 %										21 %	0 %
Ø Kosteneinsparung pro HH													2 %	30 %	30 %	27 %	

Tabelle 12: Übersicht Effekte der analysierten Feldversuche (CPP = Critical Peak Pricing, ToU = Time of Use, CPR = Critical Peak Rebate, RTP = Real Time Pricing, Ø = "durchschnittlich") (Quelle: EnCT).

### **Kundenakzeptanz**

Generell lässt sich für zeitvariable Tarifmodelle eine mittlere bis hohe Zufriedenheit bei Privatkunden feststellen. Bei dem California Statewide Pricing Pilot war die Zufriedenheitsquote jedoch eher niedrig mit 42 %. Meist wurde es als positiv erachtet, dass verschiedene variable Tarife zur Auswahl angeboten wurden. Viele Kunden wollten die Tarifmodelle auch nach der Testphase weaternutzen. Vereinzelt reduzierten sich die Teilnehmerzahlen im Verlauf des Feldtests geringfügig, daraus lässt sich aber nicht unbedingt auf die Zufriedenheit schliessen. Die Kundenakzeptanz hängt von verschiedenen Faktoren ab. Hierzu zählen u.a. die erzielte Kosteneinsparung, die Höhe des Kostenrisikos, der Grad der Komforteinschränkung, die Transparenz und das Verständnis des Tarifs, die Kundenansprache und die Kundenbetreuung. Diese Aspekte wurden in den Studien jedoch nicht im Einzelnen evaluiert, so dass hierzu keine quantitativen Aussagen gemacht werden können.

Diese Abhängigkeit von den oben aufgeführten Faktoren wird von Klobasa et al. (2006) bestätigt. Die Begründung der Massnahmen spiele eine herausragende Rolle. So könne je nach Zielgruppe eine Anpassung zur Integration der erneuerbaren Energien oder etwa zur Versorgungssicherheit zu hohen Motivationsgraden führen. Fehlt eine explizite Motivation könne die Teilnahme und Akzeptanz an DR-Programmen sehr niedrig ausfallen.<sup>40</sup>

Crossley et al. (2008) stimmt dem zu:

*“Clear and well-defined objectives are an important factor in determining whether or not a project is successful.”<sup>41</sup>*

#### **5.3.4 Bisherige Erfahrungen mit variablen Tarifen in der Schweiz**

In der Schweiz sind variable Tarife mit festen Hoch- und Niedertarifphasen (tages- und teilweise auch jahreszeitlich differenziert) bei Haushalten und Kleinbezügern in Gewerbe, Dienstleistung und Industrie bereits weitgehend flächendeckend eingeführt. Bei grösseren Strombezügern sind Lastgangmessungen mit Leistungspreisen üblich (siehe Kapitel 4.2 und Kapitel 4.3).

#### **5.3.5 Fazit: Möglichkeiten zur Erhöhung der Energieeffizienz mit variablen Tarifen**

Im Mittelpunkt der Betrachtung standen in diesem Kapitel **zeitvariable Tarife mit einem Event (Critical-Peak-Pricing)**. Dieses Tarifmodell ist den – in der Schweiz schon weit verbreiteten – reinen zeitvariablen Tarifen (Time-of-Use) sehr ähnlich. Die Grundstruktur eines zeitlich (z.B. stündlich, saisonal) variierenden Arbeitspreises entspricht dem Aufbau

---

<sup>40</sup> Klobasa 2006

<sup>41</sup> Crossley 2008

eines reinen zeitvariablen Tarifs. Im Unterschied dazu finden jedoch bei einem Critical-Peak-Pricing zu bestimmten Zeiten so genannte Events statt. Diese werden vorher angekündigt. Die Events werden meist als „Critical-Peak“ angewendet, sie können jedoch ebenfalls – im Zuge der Integration erneuerbarer Energiequellen – als „Critical-Low“ ausgestaltet sein, wenn zum Beispiel die Windenergieeinspeisung für einen Zeitraum höher ist als die Nachfrage. Grundsätzlich werden jedoch – so zeigt die Analyse der Feldversuche – CPP-Tarife mit dem Ziel der Lastgangmodifikation eingesetzt.

Ein CPP-Tarif hat im Vergleich zu einem einfachen zeitvariablen Tarif höhere eichrechtliche Anforderungen an den Zähler. Dies hat höhere Kosten für die Zähler zur Folge. Da in der Schweiz die Kosten für Smart Meter gemäss der StromVV von den Kunden getragen werden müssen, könnte dies ein Hemmnis für die Einführung von zeitvariablen Tarifen mit Events sein.

Der **monetäre Aspekt** ist für den Erfolg eines neuen Tarifmodells besonders zentral. Wird der neu eingeführte Tarif „aufkommensneutral“ gestaltet, so haben die Kunden keinen monetären Nachteil, wenn sie ihre Verhaltensroutinen nicht ändern. Verlagern sie jedoch ihre Lasten gemäss der Anreize des Tarifes, so können sie in der Summe ihre Energiekosten senken. Insgesamt muss das Potential variabler Tarife für die Schweiz gegebenenfalls relativiert werden, da die Endverbraucherpreise niedriger sind und die Kaufkraft grösser ist als zum Beispiel in den USA. Aus diesem Grund könnte der monetäre Anreiz variabler Tarife durchaus geringer ausfallen als in den analysierten Studien berechnet wurde.

Bei den analysierten CPP-Tarifen konnten durch eine hochpreisige Event-Preisstufe signifikante **Lastreduzierungen** erreicht werden. Privatkunden erzielten Lastreduzierungen zu Spitzenlastzeiten zwischen 13 und 27 %. Dabei betrug die Preisspreizung zwischen Normallaststufe und Hochlaststufe zwischen Faktor 3 und Faktor 11. Zwischen der Preisspreizung und der Spitzenlastreduzierung konnte jedoch kein linearer Zusammenhang gefunden werden.

Da bei den zum Grossteil amerikanischen Feldversuchen der Fokus auf dem Netzschutz und somit auf der Lastverlagerung liegt, ist die Datenlage zu **Energieeinsparungen** sehr dünn. Trotzdem hat die Analyse der Feldversuche gezeigt, dass manche CPP-Tarife Einspareffekte erzielen konnten. Dabei betrug die Energieeinsparung zwischen 4,7 und 21%. Generell sind für eine Energieeinsparung die Rahmenbedingungen (Energieberatung, Feedbacksystem etc.) sehr wichtig. Wiederum zeigt sich auch, dass sich eine automatische Steuerung positiv auf Energieeinsparungseffekte auswirkt. Grundsätzlich lässt sich feststellen, dass ein Event nicht mit einer Energieeinsparung verbunden sein muss. Ein CPP-Tarif kann sogar unter Umständen zu einem erhöhten Energieverbrauch führen. Gegebenenfalls kann auch ein reiner ToU-Tarif höhere Energieeinsparungen erzielen als ein Event-Tarif (vgl. Tabelle 12).

**Zeitvariable Tarife in Kombination mit einer automatischen Steuerung** von Geräten und Anlagen können im Vergleich zu CPP-Tarifen ohne Automatisierung höhere Effekte erzielen. Ein weiterer Vorteil ist die Möglichkeit kürzerer Ankündigungsfristen für Events,

da der Kunde nicht manuell auf die Ankündigung eines Events reagieren muss. Für den Versorger bietet sich der Vorteil, dass die Effekte besser prognostiziert werden können. Für die Schweiz bietet sich hier ein grosses Potential, da durch die vorhandenen Rundsteueranlagen ein Know-how über die automatische Steuerung von Geräten vorhanden ist. Man kann zusätzlich davon ausgehen, dass die Akzeptanz für eine automatische Reaktion bei den Kunden durch die Erfahrungen mit Fernabschaltungen und den damit verbundenen möglichen Komforteinschränkungen höher ist.

In Bezug auf die **Kundenakzeptanz** ist die notwendige Flexibilität für eine Reaktion auf ein angekündigten Event ein Nachteil gegenüber einem reinen zeitvariablen Tarif. Die Erfahrung der Schweizer Stromkunden mit reinen zeitvariablen Tarifen könnte jedoch im Vergleich mit Ländern, die noch keine zeitvariablen Tarife haben, eine relativ hohe Akzeptanz der CPP-Tarife fördern. Die Studie hat gezeigt, dass die Akzeptanz massgeblich von den Rahmenbedingungen abhängig ist. Eine explizite Motivation für ein neues Tarifmodell ist dabei massgeblich für den Erfolg.

Feldstudien mit Tarifen mit dynamischen Preisstufen (Real-Time-Prizing) wurden im Rahmen dieser Studie nicht eingehend analysiert. Ergebnisse von Sekundärstudien deuten aber darauf hin, dass diese Tarifmodelle keine höheren Lastverlagerungseffekte im Vergleich zu Tarifmodellen mit Events erzielen, allerdings können die Effekte kurzfristiger bewirkt werden.



## 6 Schlussfolgerungen aus den internationalen Erfahrungen und Konsequenzen für die Schweiz

### 6.1 Internationale Erfahrungen und ihre Übertragbarkeit auf die Schweiz

Die Übertragbarkeit und die Bedeutung von internationalen Erfahrungen mit Smart Metering, Feedback und variablen Tarifen, welche in Kapitel 5 behandelt wurden, und auch weitergehende Erfahrungen und Entwicklungen aus anderen Ländern, werden nachstehend behandelt.

#### **Finanzielle Anreize für Stromeinsparungen**

Das Verhältnis der Stromkosten zum Jahreseinkommen pro Person ist in einigen Ländern aus denen in Kapitel 5 Studien verwendet wurden gleich oder sehr ähnlich wie in der Schweiz. Dies zeigt die grobe Abschätzung dieser Verhältnisse in Tabelle 13 für die Länder Grossbritannien und die Niederlande. In Dänemark und Deutschland liegen die Werte etwas über denjenigen der Schweiz. In allen dargestellten Ländern ist der Anteil der Stromkosten an der Kaufkraft mit 1,3% bis 2,8% klein.

	Kaufkraft je Haushalt [€/a]	Stromverbrauch je Haushalt [kWh/a]	Durchschnittliche Strompreise für HH [€-Cent/kWh]	Jährliche Stromkosten pro HH [€/a]	Verhältnis Stromkosten zu Kaufkraft
Schweiz	60'546	5'682	13.84	786	1.3%
Dänemark	47'346	4'504	29.95	1'349	2.8%
Deutschland	39'721	3'611	24.14	872	2.2%
Niederlande	36'372	3'470	13.90	482	1.3%
Grossbritannien	47'671	4'417	15.94	704	1.5%
Datenquellen	Berechnungen nach GfK 2007	Berechnungen nach Eurostat 2006	BMWi 2008	-	-

Tabelle 13: Verhältnis der Stromkosten zur Kaufkraft der Haushalte in der Schweiz und in anderen Ländern und die Grössen die zur Herleitung der Verhältnisse verwendet wurden.

Gemessen an den anderen Ländern aus Tabelle 13 verfügen die Haushalte in der Schweiz über eine deutlich höhere Kaufkraft. Es dürfte daher tendenziell eine geringere Bedeutung von finanziellen Anreizen für Stromeinsparungen bei den Schweizer Haushalten resultieren. Aufgrund des geringen Verhältnisses der Stromkosten zur Kaufkraft dürfte allerdings generell nur ein mässiger finanzieller Antrieb bestehen, Stromeinsparungen zu realisieren.

Trotz gewisser Unterschiede in der Bedeutung der Stromkosten im Vergleich zur Kaufkraft in den Ländern, spricht das niedrige Niveau zwischen 1,3% und 2,8% dafür, dass die Ergebnisse der in den vorangehenden Kapiteln untersuchten Feldversuche von anderen Ländern auf die Schweiz betreffend der finanziellen Anreize übertragbar sind.

**Zielgruppen: nur Aussagen zu den Haushalten**

Evaluationsstudien zu Feedback und variablen Tarifen konnten in erster Linie für Haushalte gefunden werden. Diese Unterrepräsentation von Gewerbe, Dienstleistungsbetrieben und Industrie in der Forschung dürfte dadurch entstehen, dass der Stromverbrauch bei diesen Endverbrauchern sehr heterogen ist. Prozesse und Anwendungen, für welche Strom benötigt wird, sind deutlich vielfältiger als in Haushalten. Entsprechend sind Feldversuche schwieriger zu gestalten und generalisierbare Aussagen zu Energieeffizienzsteigerungen mittels Feedback und variablen Tarifen in Gewerbe, Dienstleistungsbetrieben und Industrie nur schwierig zu treffen.

Aus diesem Grund kann hier keine Abschätzung zum Energieeffizienzpotenzial durch Smart Metering oder variablen Tarifen in Gewerbe, Dienstleistung und Industrie vorgenommen werden. Die Ergebnisse für Haushalte dürften allerdings in den Grundaussagen auf kleine Verbraucher in Gewerbe und Dienstleistung übertragbar sein.

**Hohe Wirkungen durch motivierte Versuchsteilnehmer**

Bei vielen Feldstudien nahmen die Teilnehmenden freiwillig teil oder erhielten sogar finanzielle Anreize für die Teilnahme. Aufgrund der Teilnahmebedingungen gehen viele Autoren der Evaluationsstudien davon aus, dass die teilnehmenden Personen von vornherein motiviert waren, Verbrauchseinsparungen zu erreichen, und dass die aufgeführten Wirkungen folglich eher eine obere Grenze für das Energieeinsparungspotential darstellen. Bei einem flächendeckenden Einsatz bei den Endverbrauchern dürften – sowohl im Ausland als auch in der Schweiz – die Einsparpotentiale niedriger liegen.

**Höhe der Energieeinsparungen durch Feedback**

Die Wirkungen von Feedback streuen in Abhängigkeit von den eingesetzten Technologien und den Rahmenbedingungen. Tendenziell ist aber zu erkennen, dass direkte Feedback-Systeme, die Informationen in hoher zeitlicher Auflösung bis hin zu Echtzeit visualisieren, ein höheres Einsparpotential erschliessen, als indirekte Feedback-Systeme mit einem geringeren Turnus (z.B. monatliche Verbrauchsinformation). Für eine vorsichtige Schätzung des zu erwartenden Effizienzpotenzials in der Schweiz wird hier aus der Wirkungsbreite in den internationalen Feldversuchen von 0% - 15% eine mittlere Wirkung von ca. 7% angenommen. Diese 7% müssen weiter reduziert werden, da bei der Übertragung der Feldversuche auf eine breite Anwendung in der Bevölkerung mit einer geringeren Wirkung gerechnet werden muss und da in der Schweiz eine eher grössere Kaufkraft existiert als in den Ländern, in denen die Feldversuche durchgeführt wurden. Das Energieeffizienzpotenzial in Haushalten durch Feedback mit Smart Meter-Systemen kann in der Schweiz in der Grössenordnung von 5% erwartet werden.

Mit dem Energieeffizienzpotenzial in Haushalten von 5%, welches mit Feedback erschlossen werden kann, kann der Stromverbrauch der Schweizer Haushalte von 18 TWh (im Jahr 2008, BFE 2009) um rund 1'000 GWh reduziert werden. Bezogen auf den ge-

samten Stromverbrauch in der Schweiz von 59 TWh (Endenergie im Jahr 2008), liegt dieses Effizienzpotenzial in Schweizer Haushalten bei rund 1,5%.

### ***Dauerhaftigkeit der Stromeinsparungen***

Aufgrund der meist kurzen Dauer der Feldversuche von einigen Monaten und dem absehbaren Versuchsende entstehen die beobachteten Verbrauchsreduktionen in erster Linie durch Verhaltensänderung bei den Versuchsteilnehmenden. Der Ersatz von elektrischen Geräten und Anlagen im Haus durch energieeffizientere dürfte einen deutlich kleineren Einfluss auf die Reduktionen gehabt haben. Verhaltensänderungen können im Laufe der Zeit wiederum wegen Gewöhnungseffekten abschwächen, was zu einer Senkung der Einspareffekte führt. Andererseits werden bei einer unbefristeten Einführung oder einer längerfristigen Bereitstellung von Feedback oder Energieeffizienz-Tarifen in den Haushalten wohl vermehrt energieeffiziente Geräte angeschafft werden, was wiederum zu einer Erhöhung der Einspareffekte in den Haushalten führen wird. Aufgrund dieser beiden Effekte – Verhaltensänderungen und Anpassung der elektrischen Geräte und Anlagen – kann davon ausgegangen werden, dass die in den Studien dokumentierten Einspareffekte relativ stabil sind, falls die Energieeffizienz-Anreize durch Feedback oder variable Tarife konstant vorhanden sind.

### ***Tarifmodelle***

Da in der Schweiz zeitvariable Tarife mit statischen Preisstufen stark verbreitet sind (saisonale Differenzierung der Tarife in Hoch- und Niedertarifzeiten), kann davon ausgegangen werden, dass ein Teil des Potenzials zur Lastverlagerung und Energieeinsparung von diesen Tarifmodellen bereits erschlossen ist. Mit Tarifmodellen mit dynamischen Preiselementen, wie z.B. Critical-Peak-Prizing oder Real-Time-Prizing kann darüber hinaus ein wesentlich höheres und vor allem kurzfristiges Lastverlagerungspotential in Höhe von 10 bis 20 % je nach Geräteausstattung der Haushalte erschlossen werden. Je nach Gestaltung des Modells sowie des Grundtarifs können mit diesen Tarifmodellen auch höhere Lastverlagerungen erzielt werden. Allerdings scheinen Tarifmodelle mit dynamischen Preisstufen kein regelmässiges Einsparpotential zu erschliessen.

Ein hohes Energieeinsparpotential scheinen last- und verbrauchsvariable Tarife zu besitzen. Allerdings gibt es hierzu keine Evaluationsstudien, deren Ergebnisse auf die Schweiz übertragen werden können. Wesentlich ist bei diesen Modellen allerdings, dass eine Einsparung tatsächlich durch einen sinkenden Arbeitspreis belohnt wird und nicht der Mehrverbrauch belohnt wird, wie heute in der Regel üblich.

Tarifmodelle mit Lastmanagement (Direct-Load-Control) können beides – ein hohes kurzfristiges Lastverlagerungspotential und ein hohes Einsparpotential erschliessen. Die Höhe des Potentials hängt allerdings im Wesentlichen von den verfügbaren grossen Lasten in den Haushalten ab (z.B. Stromheizung, Klimaanlage, Warmwasserboilern). In der Schweiz wird mit den Rundsteuerungsanlagen dieses Potenzial noch nicht umfassend genutzt. Insbesondere im Zusammenhang mit neuen Elektrizitätsanwendungen im Be-

reich der Mobilität (z.B. batteriebetriebene oder Hybrid-Autos) können mit diesen Tarifmodellen zusätzliche Einspareffekte erreicht werden. Mit Smart Metering-Systemen kann die Steuerung der Lasten wesentlich flexibler gestaltet, leichter erweitert und einfacher nach Kundengruppen differenziert werden.

### ***Notwendigkeit der Flexibilisierung (Lastspitzen, fluktuierende Erzeuger)***

In der Schweiz treten Lastspitzen, welche das Stromnetz zu stark belasten oder welche zu Engpässen in der Stromversorgung führen, im Gegensatz zu manchen anderen Ländern nicht auf. Stromtarife, welche in Ländern mit solchen Versorgungsengpässen eingeführt werden um die Lastspitzen einzudämmen (z.B. Kanada und USA), haben folglich in der Schweiz nicht die gleiche aktuelle Relevanz. Ein Anreiz für die Einführung von variablen Tarifen liegt in der Schweiz eher darin, dass vollintegrierte EVU gewinnbringend Spitzenenergie auf dem Strommarkt verkaufen können, falls in ihrem Versorgungsgebiet die Nachfrage gezielt gesenkt werden kann.

Für eine Weichenstellung in Richtung Smart Grids könnte es sinnvoll sein, die technischen Voraussetzungen in der Smart Meter-Infrastruktur für neue Tarifierungsarten zu schaffen. Auf diese Weise könnte in Zukunft der Stromverbrauch dem fluktuierenden Stromangebot von erneuerbar erzeugtem Strom nachgeführt werden. Dabei ist nicht nur der im europäischen Vergleich eventuell geringe zukünftige Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion in der Schweiz zu berücksichtigen, sondern wegen dem europäischen Stromhandel auch der in den Nachbarländern erzeugte erneuerbare Strom.

Es bestehen folglich auch in der Schweiz Anreize, eine stärkere Flexibilisierung der Stromversorgung zu erreichen, wobei aus Sicht der Energieeffizienz – und auch der Stromproduktion mit erneuerbaren Energien – vor allem in Zukunft ein Nutzen durch die stärkere zeitliche Kopplung von Stromangebot und -nachfrage zu erwarten ist.

### ***Anreize für Multisparten-Zähler***

In verschiedenen Ländern wird diskutiert, ob die Smart Meter multispartenfähig sein sollen, damit neben dem Strom- auch der Erdgas- und der Wasserverbrauch automatisiert ausgelesen werden kann und für Feedback-Informationen zur Verfügung steht.

Ein Feedback zum Trinkwasserverbrauch ist unter dem Gesichtspunkt der Energieeffizienz in Haushalten nur beim Warmwasser interessant. Der mit dem Warmwasserkonsum verbundene Energieverbrauch kann wiederum – bei Warmwasseraufbereitung mit Strom oder Erdgas – indirekt mittels Strom- oder Gaszähler ermittelt werden, weswegen eine mit Smart Metering vorgenommene Trinkwassermessung aus Sicht der Energieeffizienz nicht notwendig ist. Aus Gründen einer generellen Ressourceneffizienz kann eine Verbrauchsmessung des Trinkwassers wiederum interessant sein.

In der Schweiz besteht eine räumlich begrenzte Verbreitung von Erdgasanschlüssen, teilweise werden in den erdgasversorgten Gebieten Strom und Erdgas von verschiedenen Unternehmen angeboten und in vielen Mehrfamilienwohnhäusern, welche über einen

Erdgasanschluss verfügen, ist nur ein Gaszähler für das gesamte Wohnhaus installiert. Die Vorteile der Multispartenfähigkeit von Smart Metern in der Schweiz sind deshalb nicht flächendeckend nutzbar respektive besteht auf Ebene der Zähler nicht genügend Detaillierung um pro Haushalt ein Feedback zu ermöglichen.

Allerdings kann die Multispartenfähigkeit vorteilhaft sein, um neben dem Strom- auch den Gas-, Fernwärme- oder Wasserverbrauch fernablesen zu können. Die Multispartenfähigkeit kann dazu für zukünftige Smart Home-Anwendungen interessant werden.

### ***Datenschutzproblematik beim Feedback***

Ein in anderen Ländern häufig diskutiertes Thema bei der Einführung von Smart Metern ist der Datenschutz<sup>42</sup>. In der Schweiz sind voraussichtlich ähnliche Probleme zu erwarten.

Eine Problematik mit dem Datenschutz entsteht einerseits durch die am Smart Meter meist vorhandenen Geräte-Displays, welche den aktuellen und den vergangenen Verbrauch anzeigen.

In Mehrfamilienhäusern kommt es häufig vor, dass Zähler mehrerer Wohnungen in einem gemeinsamen Zählerschrank beispielsweise im Keller montiert sind. Für diesen Fall bestehen Befürchtungen, dass Nachbarn oder sonstige Unberechtigte Zugang zu Verbrauchsinformationen erhalten können. Für diese Fälle soll eine Deaktivierung bestimmter Anzeigefunktionen vorgesehen werden, allerdings unter Inkaufnahme einer reduzierten Detaillierung der Anzeigedaten.

In der Regel wird dem Kunden für detaillierte, sekundliche oder minutenweise Verbrauchsdaten ein Vor-Ort-Zugriff angeboten. Bei manchen Systemvarianten erfolgt der Zugriff hierbei über den Zähler. Bei den anderen Systemvarianten wird der Kundenzugriff hingegen über das Gateway gelöst. Soweit dabei mehrere Anschlussnutzer auf das Gateway zugreifen können, ist wiederum aus Datenschutzgründen ein Berechtigungskonzept erforderlich.

In Einfamilienhäusern dagegen wird dies datenschutzrechtlich problemfrei sein, da nur Datenberechtigte Zugang zum Zähler haben.

Daneben entstehen andererseits rechtliche Fragen bezüglich dem Eigentum der elektronisch verfügbaren und gespeicherten Verbrauchsdaten. So muss geklärt werden, wem die teils sehr detaillierten Verbrauchsdaten der Endkunden gehören, welche Daten abrechnungsrelevant sind und den Energieversorgungsunternehmen vorliegen müssen und wie eine allfällige Weitergabe von Verbrauchsdaten an Messstellendienstleister von staten gehen kann. So befürchten etwa europäische Konsumentenschutzorganisationen, dass Netzbetreiber durch die Smart Meter-Technologie einen zu grossen Einblick in das Verhalten und Leben ihrer Kunden erhalten könnten und die informationelle Selbstbestimmung der Endkunden eingeschränkt werden könnten (BEUC 2009).

---

<sup>42</sup> Unter Datenschutz wird hier der Schutz personenbezogener Daten und die Wahrung des Rechtes auf informationelle Selbstbestimmung verstanden.

Bleiben diese datenschutzrechtlichen Fragen ungelöst oder werden sie zuungunsten der Endkunden gelöst, ist bei diesen ein Akzeptanzproblem gegenüber der Smart Meter-Technologie zu befürchten, welche auch zu einer Ablehnung von Feedback oder variablen Tarifen führen und somit das damit verbundene Einsparungspotenzial verringern könnte.

In der Schweiz wird der Datenschutz durch das Bundesgesetz über den Datenschutz geregelt<sup>43</sup>. Zusätzliche Festlegungen sind in Art. 10 des StromVG enthalten (Kapitel 4.1.1). Darauf aufbauend wurde von der Elektrizitätsbranche ein erster Lösungsansatz für die spezifischen Datenschutzfragen im Messwesen erarbeitet, welcher im Metering Code Schweiz (VSE 2009a) festgehalten wurde.

### ***Fazit zur Übertragbarkeit der ausländischen Erfahrungen***

Die Senkung des Stromverbrauchs bei den Haushalten wird bei einer flächendeckenden Einführung von Feedback voraussichtlich geringer ausfallen als bei den Feldstudien, welche die Wirkung von Feedback untersuchten. Grund dafür ist, dass in vielen Feldstudien von vornherein eher hoch motivierte Personen teilgenommen haben, und folglich mit geringeren Einspareffekte bei weniger motivierten Bevölkerungsteilen zu rechnen ist. Zusätzlich ist in der Schweiz mit einer geringeren Wirkung zu rechnen, da die finanzielle Bedeutung von Stromeinsparungen für die Schweizer Bevölkerung im Durchschnitt tendenziell geringer als in anderen Ländern ist.

Das Energieeinsparpotenzial durch Feedback in Haushalten streut in den bisherigen weltweit durchgeführten Feldversuchen stark, was Voraussagen für die Schweiz schwierig macht. Es wird hier davon ausgegangen, dass das energetische Einsparpotenzial der Schweizer Haushalte gemessen an ihrem Stromverbrauch in der Grössenordnung von 5% (oder rund 1'000 GWh/a) liegt. Gemessen am gesamtschweizerischen Stromverbrauch beläuft sich das Einsparpotenzial von Smart Metern im Haushaltbereich auf 1,5% des Gesamtstromverbrauchs. Damit verbunden sind zusätzliche Nutzen im Abrechnungswesen, bei der Netzbewirtschaftung und der Anwendung neuer Technologien.

Da nur wenige Studien zur Wirkung von Feedback in Gewerbe- und Dienstleistungsbetrieben oder in der Industrie existieren, ist nicht klar, wie hoch bei diesen Endverbrauchergruppen die entsprechenden Einsparpotenziale sind. Allerdings muss aufgrund der sehr diversen elektrischen Geräte und Anlagen und der zeitlich sehr variablen Lastprofile davon ausgegangen werden, dass für diese Verbraucherkategorien kaum verallgemeinerbare Aussagen zu Effizienzpotenzialen durch Smart Metering getroffen werden können.

In vielen Feldversuchen im Ausland, bei denen Effizienzsteigerungen durch Einsatz von Event-Tarifen in Haushalten festgestellt wurden, wurden die Events in Time of use-Tarife eingebunden (feste Differenzierung nach Tarifzeiten). Da in der Schweiz bereits weitgehend flächendeckend Time of use-Tarife für die Haushalte eingeführt sind, kann davon ausgegangen werden, dass nur die Effizienzsteigerungen der Event-Preisstufen zusätz-

---

<sup>43</sup> Bundesgesetz über den Datenschutz (DSG) vom 19. Juni 1992 (Stand am 1. Januar 2008)

lich erschlossen werden können. Diese können aber im Vergleich zu den statischen Time of use-Tarifen wesentlich höher und vor allem kurzfristig zu realisieren sein.

Für die Schweiz scheint es aus Sicht der Energieeffizienz daher sinnvoll zu sein, dass mit den Smart Meter-Systemen nicht nur die Implementierung statisch zeitvariabler Tarifmodelle, sondern auch eventbasierter und dynamischer Tarifmodelle inklusive Lastmanagement ermöglicht werden.

## 6.2 Abschätzung zur Wirtschaftlichkeit von Smart Metern in Kombination mit Feedback in Schweizer Haushalten

Vergleicht man die Kosteneinsparungen, welche mit der Reduktion des Stromverbrauchs in den Haushalten durch Feedback erreicht werden können, mit den Investitionskosten, welche mit der Installation von Smart Metern und Feedback in den Haushalten entstehen, kann eine erste Abschätzung zur Wirtschaftlichkeit gegeben werden. Nicht umfassend ist diese Abschätzung, da weitere Kosteneinsparungen zum Beispiel bei den Verteilnetzbetreibern durch die Automatisierung der Administration und durch den Ersatz von Rundsteueranlagen entstehen. Weiter wird in der Folge vereinfachend von einem konstanten Energiepreis über die Lebensdauer der Geräte ausgegangen.

Bei einem Energiepreis von rund 10 Rp./kWh<sup>44</sup> und einer Einsparung von jährlich rund 1'000 GWh in den Haushalten (Kapitel 6.1), werden durch die Einsparungen jährlich Energiekosten von 100 Mio. Franken eingespart. Mit einer Lebensdauer der Smart Meter-Geräte von 15 Jahren (ESNA 2009) ergibt sich nach der Barwertmethode (Zins 3,5%) eine Einsparung von 1,2 Mrd. Franken über die Lebensdauer der Geräte.

Diesen Einsparungen müssen die Kosten für die Smart Meter- und die Feedback-Geräte gegenübergestellt werden. Die Kosten bei einer breiten Einführung werden auf rund 400 Franken pro Anschluss geschätzt<sup>45</sup>. Diese enthalten die Kosten für die Geräte (Smart Meter- und Feedback-Gerät) und für die Installation. Mit Ersatz der rund 3,7 Mio. Haushalts-Stromzähler in der Schweiz (Pöyry 2007) entstehen so Investitionskosten von 1,5 Mrd. Franken. Nicht eingerechnet sind dabei die Betriebskosten für Kommunikation und Feedback.

Die voranstehenden Abschätzungen zeigen, dass mit Smart Metern und Feedback in den Haushalten innerhalb der Lebensdauer der Geräte finanzielle Einsparungen erreicht werden können, welche mit 1,2 Mrd. Franken in der Grössenordnung der Investitionen für Smart Meter- und Feedback-Geräte von 1,5 Mrd. Franken liegen. Verbessert wird die

<sup>44</sup> Energiepreis ohne Netzbenutzung, da die Gesamtkosten der Netzbenutzung unabhängig von der Menge der gelieferten Elektrizität ist. Der heutige durchschnittliche Energiepreis liegt bei ca. 8 Rp./kWh.

<sup>45</sup> Gemäss Tabelle 4 liegen heute die Kosten für günstige Smart Meter in der Grössenordnung von 400 Franken (exkl. Feedback-Gerät, inkl. Kommunikationseinheit und Installation). Aufgrund von Skaleneffekten wird hier davon ausgegangen, dass bei einer breiten Einführung der Technologie die Kosten für Geräte (Smart Meter und Feedback) und Installation ebenfalls in der Grössenordnung von 400 Franken liegen. Dies ist auch die Grössenordnung, welche in einer Kosten-Nutzen-Analyse in Pöyry (2007) angegeben wird. Die Kosten liegen in der Schweiz damit deutlich höher als z.B. in Deutschland, wo man perspektivisch – insbesondere aufgrund geringerer Installationskosten – von umgerechnet 150 bis 250 Fr. pro Zählpunkt ausgeht.

Wirtschaftlichkeit dadurch, dass weitere Kosteneinsparungen bei den Verteilnetzbetreibern durch die Automatisierung der Administration und durch zusätzlichen Nutzen wie z.B. Synergien zur Rundsteuerung entstehen. Bei der Installation einer kleineren Anzahl von Smart Metern in einem spezifischen Versorgungsgebiet, werden die Kosten für die Installation aufgrund negativer Skaleneffekte voraussichtlich höher ausfallen, was die Wirtschaftlichkeit verringert.

### **6.3 Erfolgversprechende Technologien für die Schweiz**

Unter dem Gesichtspunkt der Energieeffizienzsteigerung sollten Smart Metering-Systeme neben den primären Zähl- und Messaufgaben auch sekundäre Aufgaben bewältigen können, wie die Bereitstellung von Verbrauchsdaten für Feedback, die Einrichtung neuer Tarifprodukte und die Automatisierung von Energiemanagement und -controlling. Wie in Kapitel 5 aufgezeigt wurde, ermöglichen diese sekundären Aufgaben bei den Endverbrauchern relevante Energieeffizienzsteigerungen.

Neben indirektem Feedback durch das EVU oder Messdienstleister zur Verbrauchsentwicklung beim Endverbraucher und zu Energieeinsparmöglichkeiten sollten auch die Voraussetzungen geschaffen werden, dass die Verbraucher ein direktes Feedback in der Wohnung erhalten können. Dies setzt voraus, dass die Smart Meter entsprechende sekundäre Kommunikationsschnittstellen für den hausinternen Gebrauch der Messdaten enthalten (Kapitel 3.2), an die Informationssysteme (z.B. Displays oder Heim-Computer) angeschlossen werden können. Weiter zeigen die internationalen Erfahrungen zu Effizienzsteigerungen mit Feedback, dass aus häufigem bis hin zu permanent einsehbarem Feedback zum Stromverbrauch – gekoppelt mit periodischen Informationen zu Einsparmöglichkeiten – meist die grössten Stromeinsparungen bei den Endverbrauchern resultieren. Aus diesem Grund bietet sich ein Einsatz von Displays oder die Bereitstellung der Verbrauchsinformationen zum Beispiel via Heim-Computer an.

Damit Endverbraucher aus verschiedenen sozioökonomischen Gruppen gleichermaßen Feedback akzeptieren und zu Verhaltensänderungen animiert werden können, sollte eine gewisse Auswahlmöglichkeit beim Feedback bestehen (Kapitel 5.2.4). Unter anderem wäre es empfehlenswert, dass die Verbraucher die Anzeigegeräte, welche in ihrem Wohnbereich aufgestellt werden, prinzipiell aussuchen oder ändern können. Auf diese Weise kann die Möglichkeit zum Ersatz von in den Augen der Nutzer veralteten Feedbackgeräten gewährleistet werden und wahrscheinlich in Zukunft mit einem grösseren Wettbewerb und somit mit einer rascheren Entwicklung der Feedbackgeräte gerechnet werden. Vor diesem Hintergrund wäre es sinnvoll, dass die Smart Meter soweit modular aufgebaut sind, dass diese Feedback-Einheiten problemlos ausgetauscht werden können und interoperabel sind.

Diese Interoperabilität setzt auch einen gemeinsamen Datenstandard voraus, welcher für die Smart Meter-Geräte in der Schweiz geschaffen werden sollte. Im Sinne eines zukünftigen Wettbewerbs im Bereich Feedback-Geräte und -darstellungsarten, sollte dabei sicherlich ein mindestens europaweiter Standard definiert werden. Auf Ebene EU laufen gegenwärtig Arbeiten, um einen europäischen Standard zu entwickeln (OPEN-Standard, siehe Kapitel 3.5).

Für die Übermittlung von Tarifen sollten die Smart Meter zu bidirektionalen Kommunikation fähig sein und den Lastgang erfassen. Fernschaltbare Tarifregister sind für statische zeitvariable Tarife ausreichend, für Tarifmodelle mit dynamischeren Preisstufen sind sie hingegen zu unflexibel. Als Grundbedingung sollten die Zähler den Zählerstands-Lastgang erfassen und sollte die preisliche Bewertung in einer Zentrale stattfindet. Lokale Tarifregister in den Zählern hingegen sind zu unflexibel und bieten nicht die erforderlichen Spielräume für einen liberalisierten Endkundenmarkt. Ferner sollten die Smart Meter dezentral erzeugten Strom messen können, welcher über die Messstelle eingespeist wird.

Die Möglichkeit für Fernab- und -zuschaltung von Lasten, welche mit der Smart Meter-Technologie prinzipiell besteht, sollte genutzt werden und entsprechende technische Voraussetzungen durch die Integration von Steuerungen in den Zählern geschaffen werden. Damit können die Aufgaben der Rundsteueranlagen, welche in der Schweiz relativ stark verbreitet sind, bei Bedarf durch die Smart Meter-Technologie übernommen werden. Die Smart Meter sollten entsprechend Steuermodule mit einzeln schaltbaren Strängen enthalten.



## 7 Massnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz mit Smart Metering

Mit dem Einsatz von Smart Metering-Systemen können neue Energieeffizienzpotenziale bei den Endverbrauchern erschlossen werden, welche mit den heutigen elektro-mechanischen Zählern nicht zugänglich sind. Die Smart Metering-Technologie alleine hat keine Effekte auf die Verbrauchsreduktion von Strom, sie eröffnet jedoch neue Handlungsmöglichkeiten im Strommarkt.

Um diese mit Smart Metering verbundenen Effizienzpotenziale zu nutzen, müssen die eingesetzten Smart Meter von den Zählerherstellern mit entsprechenden Funktionalitäten ausgerüstet werden, welche den EVU neue Handlungsfelder für vermehrte Energieeffizienz bei ihren Kunden erschliessen.

Von Bund und Kantonen sollten förderliche Rahmenbedingungen geschaffen werden, damit bei einer Einführung von Smart Metering-Systemen Energieeffizienz-Anwendungen von den Akteuren des Strommarkts berücksichtigt werden.

In Kapitel 7 werden Massnahmen hergeleitet, mit welchen die vorhandenen Effizienzpotenziale im Zusammenhang mit Smart Metering genutzt werden können. Die Massnahmen werden für Zählerhersteller, Energielieferanten und Verteilnetzbetreiber einerseits und für Bund und Kantone andererseits formuliert. Massnahmen erster Priorität sollten möglichst rasch von den Akteuren umgesetzt werden; Massnahmen zweiter Priorität sind mehr auf zukünftige Anwendungen der Smart Metering-Technologie ausgelegt oder sind optional. Zuletzt werden offene Fragen und der Forschungsbedarf aufgeführt, wie sie sich aus Sicht der vorliegenden Studie für die Steigerung der Energieeffizienz durch Smart Metering in der Schweiz heute darstellen.

### 7.1 Massnahmen hoher Priorität

#### 7.1.1 Massnahmen bei Zählerherstellern, Energielieferanten und Verteilnetzbetreibern

##### ***Smart Metering-Systeme einsetzen, die zukünftige Effizianzenwendungen im liberalisierten Strommarkt ermöglichen:***

Die Zählerhersteller sollten die Smart Meter-Technologie derart weiterentwickeln, dass bei Einführung von Smart Metering-Systemen oder auch zu einem späteren Zeitpunkt den Endverbrauchern ein direktes Verbrauchs-Feedback gegeben werden kann, neue Effizienz-Tarife eingeführt werden können und eine Laststeuerung via Smart Meter-Infrastruktur möglich ist. Hierzu sind die folgenden Voraussetzungen zu schaffen:

*Massnahme 1: Fähigkeit der Smart Meter zu weitergehenden Aufgaben gewährleisten.*

Neben ihrer primären Aufgabe, den Stromverbrauch zu messen, sollten Smart Meter über weitergehenden Funktionen verfügen. So sollten Smart Meter für die Implementierung von direktem Feedback Verbrauchsdaten in Echtzeit über entsprechende standardisierte Kommunikationsschnittstellen bereitstellen. Eine Speicherung von Verbrauchsdaten in hoher Auflösung ist jedoch nicht notwendig. Ferner sollten die Smart Meter den Lastgang speichern können, um die Messung von flexiblen zeit- und lastvariablen Tarifen zu ermöglichen, und für die Messung/Verarbeitung anderer leitungsgebundener Energieverbrauchsdaten oder auch von Trinkwasser ausgelegt werden (Multispartenfähigkeit). Zusätzlich sollten Smart Meter zur Fernschaltung von Verbrauchern analog der heutigen Rundsteueranlagen in der Lage sein. Hierdurch könnten sie die Rundsteueranlagen ergänzen, um vermehrt Fernschaltung zu ermöglichen, und sie mittelfristig ersetzen.

*Massnahme 2: Interoperabilität der Smart Meter-Systeme sicherstellen.*

Um vermehrte Flexibilität bei der zukünftigen Entwicklung von Feedbackanwendungen (Displays, Verarbeitungs- und Anzeige-Software, Messdienstleister) zu gewährleisten, sollten Smart Meter entweder modular oder derart aufgebaut sein, dass die Kommunikationsschnittstellen bei Bedarf durch andere Akteure genutzt werden können. Ferner sollten Smart Meter mit gemeinsamen, erweiterbaren Datenstandards arbeiten.

**Feedback-Systeme entwickeln und an die Anforderungen der NutzerInnen anpassen:**

*Massnahme 3: Häufiges Feedback zum tatsächlichen Verbrauch und Zusatzinformationen bereitstellen.*

Um hohe Energieeinsparungen bei den Endverbrauchern mit Feedback zu erreichen, sollte dieses in Echtzeit zur Verfügung stehen, über den realen Verbrauch informieren und mit periodischen Verbrauchsinformationen und Informationen zu Relevanz von Energieeinsparungen und Handlungsmöglichkeiten gekoppelt werden.

*Massnahme 4: EndverbraucherInnen Wahlmöglichkeiten zur Art des Feedback-Systems geben und Weiterentwicklung kundengerechter Feedback-Systeme.*

Zur Erhöhung der Akzeptanz von Feedback bei den Endverbrauchern, welche auch die Handlungsbereitschaft für Einsparungen beeinflusst, sollten die Endverbraucher über gewisse Wahlmöglichkeiten bezüglich Häufigkeit und Detaillierung des Feedbacks verfügen. Daneben sollten sie auch beeinflussen können, über welche Wege (Medien) ihnen das Feedback kommuniziert wird. Erkenntnisse über dieses Auswahlverhalten können sowohl bei Zählerherstellern als auch bei weiteren Anbietern von Feedback in neue Ansätze bei der Produktentwicklung von Geräten und Anzeige-Software einfließen. Daher ist es erforderlich, dass die Smart Metering-Systeme über eine standardisierte Kunden-

schnittstelle verfügen, auf die verschiedene wettbewerbliche Produkte aufgesetzt werden können.

### 7.1.2 Massnahmen bei Bund und Kantonen

Bund und Kantone sollten im Rahmen ihrer Zuständigkeiten für die Berücksichtigung von Energieeffizienz-Anwendungen bei der Einführung der Smart Meter-Technologie in der Schweiz sorgen. Dies kann sowohl mit gesetzlicher Regulierung als auch mit Anreizen geschehen. Die gesetzliche Regulierung sollte prioritär angegangen werden (zu Anreizen siehe Kapitel 7.2.3).

Dass ohne staatliche Regulierung mit einer ungenügenden Berücksichtigung von Energieeffizianzenwendungen bei der Einführung von Smart Metern gerechnet werden müsste, zeigen die Erfahrungen im Ausland und auch Befragungen bei Schweizer Verteilnetzbetreibern<sup>46</sup>. Viele EVU wollen Smart Meter aus Gründen der Kostensenkung im Mess- und Abrechnungswesen bei ihren Kunden installieren, planen jedoch keine Massnahmen, um mit Hilfe der Smart Meter die Energieeffizienz bei ihren Kunden zu steigern, da dies mit zusätzlichen Kosten für Feedback verbunden ist. Dazu kommt, dass die EVU meist kein Interesse an Verbrauchsenkungen bei ihren Kunden haben, da Verbrauchssenkungen den Ertrag eines EVU reduzieren.

Im Bereich der gesetzlichen Regulierung kann der Bund förderliche Bestimmungen für Energieeffizienz mit einer Anpassung des StromVG und des StromVV festlegen. Den Kantonen wiederum bieten sich als Instrument hierfür Leistungsaufträge gemäss Art. 5, StromVG an, mit welchen den Verteilnetzbetreibern Vorgaben bezüglich der Förderung der Energieeffizienz bei ihren KundInnen gemacht werden können.

Die gesetzliche Regelung folgender Bereiche sollte von Bund und Kantonen vorgenommen werden, damit die mit Smart Metering bestehenden Energieeffizienzpotenziale in der Schweiz genutzt werden können.

*Massnahme 5: Gesetzliche Rahmenbedingungen schaffen, um die Steigerung der Energieeffizienz mit Einführung der Smart Meter-Technologie zu ermöglichen und um den Akteuren des Strommarkts Planungssicherheit zu geben.*

Der gesetzliche Rahmen sollte in nachstehenden Bereichen konkretisiert werden:

- Festlegung der Häufigkeit der Verbrauchsinformation: Endverbraucher sollten mindestens einmal im Monat eine schriftliche Information über ihren tatsächlichen Stromverbrauch erhalten.
- Verpflichtung zur Bereitstellung von Feedback: Bund und Kantone sollten festlegen, welches minimale Feedback den Endkunden bereitgestellt werden muss.

<sup>46</sup> siehe Pöyry 2007

- Zuordnung der Kosten für Smart Meter und Feedback: Die Kosten von Smart Meter und Feedback sollten entsprechend dem finanziellen Nutzen zwischen VNB, Energie-lieferanten und KundInnen aufgeteilt werden. Dabei ist zwischen Messinfrastruktur und Feedback zu unterscheiden.
- Regelung des Datenschutzes: Definition, welche Daten durch die Smart Meter-Infrastruktur übermittelt werden dürfen, wem diese Daten gehören resp. wer auf sie zugreifen darf und ob oder wie weit die übermittelten Daten für Vermarktung von Produkten der EVU oder der Messdienstleister verwendet werden dürfen.

*Massnahme 6: Bestehende gesetzliche Hemmnisse abbauen, welche die Einführung der Smart Meter-Technologie behindern.*

Der Bund sollte gesetzliche Hemmnisse abbauen, welche einen funktionierenden Wettbewerb nach der geplanten Strommarktliberalisierung bei den Endverbrauchern mit einem Jahresverbrauch unter 100 MWh (Haushalte und kleinere Betriebe und DL-Unternehmen) behindern könnten. Als potenzielles Hemmnis für einen Markteintritt der Endkunden ist insbesondere Artikel 8 Absatz 5 des StromVV<sup>47</sup> zu nennen, welcher festlegt, dass einerseits mit dem Markteintritt beim Endverbraucher eine Lastgangmessung installiert werden muss – welche voraussichtlich mit Smart Meter vorgenommen wird – und dass andererseits die dabei anfallenden Kosten von den Endverbrauchern getragen werden müssen. Diese Verteilung der Kosten ist zu hinterfragen, da bei einer breiten Einführung der Smart Metering-Technologie auch bei den Verteilnetzbetreibern oder weiteren EVU relevante Kosteneinsparungen zu erwarten sind. Daneben könnte diese Festlegung im StromVV den zukünftigen Wettbewerb im Strommarkt und die Einführung von Smart Metering und Feedback hemmen, da der Markteintritt der Endkunden möglicherweise aus Kostengründen verhindert wird. In der Folge könnten Einsparversprechen, welche durch Feedback oder Tarifierung erreichbar wären, von Stromanbietern an potenzielle neue Endkunden nicht greifen.

Ferner sollte die Messmittelverordnung des Bundes<sup>48</sup> überprüft und gegebenenfalls dahingehend angepasst werden, dass sie geeignete Rahmenbedingungen für neue, auf der Smart Metering-Technologie basierenden Anwendungen schafft.

Im Sinne einer kostengünstigen Einführung der Smart Meter-Technologie sollte gewährleistet werden, dass die EVU Kommunikationswege zur Übermittlung von Stromverbrauchsdaten mit geringem finanziellen Aufwand erstellen können. Hier ist insbesondere zu beachten, dass Konzessionsabgaben an das Bundesamt für Kommunikation bei Übertragung von Verbrauchsdaten via Stromnetz (PLC) ein Hemmnis bei der Einführung der Smart Meter-Technologie verursachen könnten.

---

<sup>47</sup> StromVV vom 14.3.2008 (Stand am 1.1.2009)

<sup>48</sup> Messmittelverordnung vom 15. Februar 2006 (Stand am 30. Oktober 2006)

## 7.2 Ergänzende Massnahmen

Neben den prioritären Massnahmen aus dem voranstehenden Kapitel resultieren weitere Massnahmen mit untergeordneter Priorität:

### 7.2.1 Generelle Massnahmen für alle Akteure

*Entwicklungen im Ausland beobachten und Ergebnisse auf die Schweiz übertragen*

Um die Standardisierung der Datenformate und der Interoperabilität für Smart Meter- und Feedback-Geräte in der Schweiz zu gewährleisten, sollten sowohl die Akteure aus der Zähler- und Elektrizitätswirtschaft als auch der Bund die entsprechenden Aktivitäten in der Schweiz, in der EU und auch weltweit beobachten und geeignete Standardisierungen für den Schweizer Markt übernehmen.

### 7.2.2 Massnahmen bei Zählerherstellern, Energielieferanten und Verteilnetzbetreibern

*Technische Voraussetzungen für zukünftige variable Tarifsysteme schaffen*

Gegenwärtig ist der Bedarf an zeitvariablen Tarifen mit dynamischen Preisstufen noch gering. Allerdings kann in Zukunft von einem zunehmenden Bedarf an vor allem kurzfristiger Nachfragebeeinflussung ausgegangen werden, da im europäischen Umfeld der Anteil fluktuierender Stromproduzenten (wie Windparks und Photovoltaik) an der Stromerzeugung steigt und das Stromnetz entsprechend kurzfristig auf grosse Produktionsschwankungen und Handelsströme reagieren können muss. Entsprechend ist zu empfehlen, dass die Zähler heute schon den Lastgang speichern können (Kapitel 7.1.1), damit auf zukünftige Entwicklungen mit neuen tariflichen Systemen reagiert werden kann. Auf schwankende inländische Stromproduktion könnte mit Smart Metering-Systemen in Zukunft auch vermehrt mit Lastschaltung reagiert werden (analog der Rundsteuerung).

### 7.2.3 Massnahmen bei Bund und Kantonen

*Ermöglichung von neuen Tarifmodellen durch entsprechende gesetzliche Anpassungen*

Damit den Stromanbietern sowohl Pilotversuche mit neuartigen variablen Tarifen als auch deren breite Einführungen gesetzlich erlaubt ist, müssen entsprechende Anpassungen vom Gesetzgeber vorgenommen werden. So schreibt Art. 6 Abs. 3 des StromVG<sup>49</sup> vor, dass der Stromverbrauch der Haushalte mit einem einheitlichen Elektrizitätstarif verrechnet werden muss und dass dieser für mindestens ein Jahr festgelegt werden muss. Diese Festlegung verhindert möglicherweise den Einsatz von Event- und dynamischen Tarifen.

*Einführung von Feedback-Geräten bei Bedarf mit finanziellen Anreizen beschleunigen*

Anreize finanzieller Art könnten im Rahmen der energiepolitischen Förderinstrumente von Bund und Kantonen geschaffen werden. So könnten z.B. Feedback-Geräte temporär

---

<sup>49</sup> StromVG vom 23.3.2007 (Stand am 1.1.2009)

finanziell gefördert werden, um deren Markteintritt zu erleichtern und die Energieeffizienz bei den Endkunden zu erhöhen.

### 7.3 Offene Fragen und Forschungsbedarf

Die in der vorliegenden Studie durchgeführten Untersuchungen haben gezeigt, dass viele Faktoren, welche die Höhe der Energieeinsparungen durch Feedback oder Tarifierung beeinflussen, von verschiedenen, teilweise länderspezifischen Rahmenbedingungen abhängig sind. So haben beispielsweise sozioökonomische Faktoren der Bevölkerung einen Einfluss oder auch die Charakteristik der bestehenden Tarifsysteme. Ferner konnten keine fundierten Informationen zu den Einsparpotenzialen bei Gewerbe- und Dienstleistungsbetrieben oder in der Industrie gefunden werden. Dies liegt mutmasslich an den sehr unterschiedlichen Anforderungen an die Stromverfügbarkeit und an die wirtschaftliche Bedeutung von Stromeinsparungen bei diesen Verbrauchern.

Zusammenfassend bestehen in folgenden Bereichen offene Fragen aus denen ein entsprechender Klärungs- und Forschungsbedarf in der Schweiz resultiert:

#### ***Institutionelle Fragen:***

- Wer ist für die Bereitstellung von Feedback an die Endkunden verantwortlich?  
Hier müssen Zuständigkeiten vom Gesetzgeber festgelegt werden, einerseits für die Bereitstellung eines minimalen Feedbacks und andererseits für den Fall, dass ein umfassenderes Feedback an einen Endkunden geliefert wird.
- Welche Anforderungen sollten an ein minimales Feedback gestellt werden bezüglich Inhalt, Form und Übermittlungswege an die Endkunden?
- Organisation des Lastmanagements im liberalisierten Strommarkt: Welche Rollen haben Produzenten, Verteilnetzbetreiber und Energielieferanten? Wer ist befugt, eine Lastschaltung vorzunehmen?

#### ***Feedback-Systeme:***

- Mit welcher Ausgestaltung des Feedbacks können in der Schweiz die Einsparwirkungen in den Haushalten maximiert werden?  
Untersuchung von Einfluss von Inhalt, Darstellung/Visualisierung, Kommunikationswegen und Handlungsratschlägen auf die Akzeptanz und die Energieeffizienzsteigerung bei den Schweizer Haushalten.
- Welche Einsparwirkungen oder aus Sicht der Energieeffizienz vorteilhafte Lastverschiebungen sind bei Gewerbe, Dienstleistungsbetrieben und Industrie zu erwarten? Welche Arten von Feedback sind bei diesen Verbraucherkategorien praktikabel und wirkungsvoll?

- Wie sind Smart Meter- und Feedback-Systeme zu gestalten, sodass die erreichbaren Stromeinsparungen nicht durch den Energiekonsum der neuen, elektronischen Geräte zum Messen und zur Kommunikation kompensiert werden?
- Welche Kosten und welche Nutzen fallen bei den Akteuren des Strommarkts mit Einführung von Feedback an? Wie sollen die Kosten bei Einführung von Smart Meter und Feedback auf Verteilnetzbetreiber, Produzenten, Stromanbieter und Endkunden verteilt werden?

**Variable Tarife:**

- Führen Event- und dynamische Tarife – aufbauend auf den weit verbreiteten zeitvariablen Tarifen – zu Energieeinsparungen in der Schweiz? Welchen Tarifarten und Kommunikationswege führen zu grossen Einsparwirkungen?
- Zu welchen Kosten und in welchem Umfang können Lastverschiebungen mit Event- und dynamischen Tarifen bei den verschiedenen Endkunden-Kategorien erreicht werden? Welcher Nutzen entsteht durch die Lastverschiebungen?

## Anhang

### A-1 Elektrizitätstarife in der Schweiz

Verbraucher	Schweizer Durchschnitt	Kleinster Preis	Höchster Preis
Haushalt (1,6 MWh/a)	23,5	13,7	40,1
Haushalt (4,5 MWh/a)	16,1	11,0	20,8
Haushalt (7,5 MWh/a)	15,1	10,4	19,7
Kleinbetrieb (30 MWh/a, max. 20 kW)	18,4	11,0	28,0
Mittlerer Betrieb (150 MWh/a, max. 75 kW)	16,8	7,6	29,7
Grosser Betrieb (500 MWh/a, max. 200 kW, Niederspannung)	15,0	7,6	28,0

Tabelle 14: Überblick über die Elektrizitätstarife in der Schweiz in Rappen pro kWh Wirkenergie für Haushalte und Unternehmen mit unterschiedlichem Elektrizitätsbezug pro Jahr. Dargestellt sind der Schweizer Durchschnitt und die niedrigsten und höchsten Tarife in der Schweiz. Die Tarife sind ohne Mehrwertsteuer angegeben. (Quelle: EVD 2009)

## A-2 Beispiele für Tarifstrukturen und Strompreise

### Elektrizitäts-Genossenschaft Siggenthal

Energie- und Netznutzungspreise gültig ab 1. Januar 2009  
Alle Preise ohne Mehrwertsteuer

Preisgruppen	Netznutzungspreise		Energiepreise Winter Oktober bis März Rp. / kWh		Energiepreise Sommer April bis September Rp. / kWh		Totalpreise inkl. Abgaben ohne Grundpreise Oktober bis März Rp. / kWh		Abgaben ohne Grundpreise April bis September Rp. / kWh			
	Grundpreis 1) CHF / Monat	Leistungspreis 2) CHF/kWh/Monat	Zone 1	Zone 2	Zone 1	Zone 2	Zone 1	Zone 2	Zone 1	Zone 2		
<b>Doppelmessung</b>												
Haushalt und Gemeinde 3)	12.00		9.7	4.5	8.7	5.5	7.3	4.4	19.7	11.3	18.3	10.2
Gewerbe ohne Leistungsmessung	12.00		9.7	4.5	8.7	5.5	7.3	4.4	19.7	11.3	18.3	10.2
Gewerbe mit Leistungsmessung 4)	12.00	11.40	3.9	3.4	8.0	4.9	6.8	4.4	13.2	9.6	12.0	9.1
Axpo Naturstrom blue	12.00		9.7	4.5	10.7	7.5	9.3	6.4	21.7	13.3	20.3	12.2
Axpo Naturstrom azur	12.00		9.7	4.5	16.7	13.5	15.3	12.4	27.7	19.3	26.3	18.2
Axpo Naturstrom sky	12.00		9.7	4.5	32.7	29.5	31.3	28.4	43.7	35.3	42.3	34.2
Industrie (Bezug in 16'000V)	12.00	9.40	2.9	1.8	8.0	4.9	6.8	4.4	12.2	8.0	11.0	7.5
<b>Einfachmessung</b>												
Baustrom	12.00			9.7		18.3		16.3		29.3		27.3

### Neue Abgaben für die Förderung von erneuerbaren Energien und Systemdienstleistungen:

(in obigen Totalpreisen enthalten)  
- Gesetzlich vorgeschriebene Mehrkostenfinanzierung für erneuerbare Energien ab 1.01.2009 0.45 Rp./kWh  
- Systemdienstleistungen des Übertragungsnetzbetreibers Swissgrid AG ab 1.01.2009 0.40 Rp./kWh

### Bisher in den Preisen der Vorjahre eingerechnete Konzessionsabgabe:

(in obigen Totalpreisen enthalten)  
- Konzessionsabgabe an die Gemeinden Ober- und Untersiggenthal 0.42 Rp./kWh

Obige Abgaben werden auf dem gesamten Energiekonsum erhoben und auf der Rechnung separat ausgewiesen.

### Mehrwertsteuer

Alle Leistungen der EGS unterliegen einer MWST von gegenwärtig 7.6%.  
Unsere MWST-Nr. lautet 310 700.

### Preise / Rabatt

**Auf den Netznutzungspreisen gewähren wir ab 1. Januar 2009 einen Rabatt von 5%.**  
1.6% Rabatt resultieren aus dem zusätzlichen Rabatt der AEW Energie AG auf den Netznutzungspreisen ab 1. Januar 2009.  
Aus dem Wachstum des elektrischen Energieverbrauchs ergibt sich eine höhere Bruttomarge,  
die durch den restlichen Rabatt von 3.4% an unsere Kunden weiter gegeben wird.

Die Preise und der Rabatt können jederzeit der aktuellen Marktpreissituation angepasst werden.

Legende und weitere Informationen siehe Rückseite



**Legende**

- 1) Für Kunden mit einem Energieverbrauch von grösser 100'000 kWh, welche nur die Netznutzung beanspruchen, wird ein Grundpreis von CHF 200.- pro Monat für unsere zusätzlichen Dienstleistungen verrechnet.
- 2) Verrechnet wird das während 15 aufeinanderfolgenden Minuten aufgetretene Monatsmaximum.
- 3) Bei nicht steuerbaren Verbrauchern von über 3 kW, welche für Heizzwecke verwendet werden, wird deren Anschlussleistung verrechnet.
- 4) Für Kunden mit einem Anschlussüberstromunterbrecher ab 80 A und einem Energieverbrauch >10'000 kWh / Semester.

**Messungen der Zonen**

In Untersiggenthal wird die Zone 1 vom Zählwerk I, die Zone 2 vom Zählwerk II des Zählers gemessen.  
 In Obersiggenthal wird die Zone 1 vom Zählwerk II, die Zone 2 vom Zählwerk I des Zählers gemessen.

**Preiszeiten**

Zone 1	Montag bis Freitag 07:00 bis 21:00 Uhr und Samstag 07:00 bis 13:00 Uhr bisherige Hoch- bzw. Normaltarifzeiten
Zone 2	Übrige Zeiten bisherige Nieder- bzw. Halbtarifzeiten

**Blindenergieverbrauch**

Dieser darf in der Preiszone 1 höchstens 39.5% des gleichzeitigen Wirkenergieverbrauchs, entsprechend  $\cos \phi = 0.93$ , betragen. Ein allfälliger Mehrbezug wird mit 3.8 Rp. / kWh verrechnet.

**Sperrzeiten**

Waschmaschinen, Tumbler und Geschirrwashmaschinen werden bis auf weiteres **nicht gesperrt**.

## Preisinformationen Strom- und Netzprodukt CKW Econo D

### Anwendungsbereich für die Grundversorgung

Voraussetzung ist der Bezug der gesamten elektrischen Energie bis 30'000 kWh pro Jahr sowie der Netzzugang von CKW. Der Energiebezug und die Messung erfolgt auf Niederspannung (Netzebene 7). Der Grundpreis wird auch in Rechnung gestellt, wenn kein Energiebezug stattfindet. Es gelten die «AGB Energie»

sowie die «AGB Netznutzung» von CKW. Zusätzlich wird eine Konzessionsabgabe an die Gemeinde von 6 Prozent auf die Preiskomponenten berechnet. Sämtliche Steuern, Abgaben und weitere Belastungen werden zusätzlich in Rechnung gestellt und separat ausgewiesen.

Stromprodukt	CKW Econo D		
	MWST	exkl.	inkl.
<b>Grundpreis</b>	CHF/Monat	3.10	3.34
<b>Wirkenergie</b>			
• Hochtarif (HT)*	Rp./kWh	11.60	12.48
• Niedertarif (NT)*	Rp./kWh	6.40	6.89

**Reduzierte Preise für 2009:**  
0.3 Rp./kWh auf die Wirkenergie  
des Stromproduktes.

Netzprodukt	CKW Netz D		
	MWST	exkl.	inkl.
<b>Grundpreis</b>	CHF/Mt.	8.70	9.36
<b>Wirkenergie</b>			
• Hochtarif (HT)*	Rp./kWh	9.90	10.65
• Niedertarif (NT)*	Rp./kWh	5.40	5.81
<b>Systemdienstleistungen</b> (nationale Netzgesellschaft)	Rp./kWh	0.40	0.43
<b>Öffentliche Abgaben</b>			
• Förderabgabe für erneuerbare Energien (KEV) (inkl. Mehrkostenfinanzierung nach Art. 28a EnG)	Rp./kWh	0.45	0.48

\* HT-Zeit von 07.00 bis 22.00 Uhr / NT-Zeit von 22.00 bis 07.00 Uhr.

Bei den Preisen inkl. 7.6% MWST handelt es sich um kaufmännisch gerundete Angaben.

### Leistungen

#### Jährliche Ablesung und Abrechnung

- 2 Ablesungen
- 2 Rechnungen + 2 Teilrechnungen

Kostenpflichtige Zusatzleistungen sind in den zusätzlichen Preisinformationen Netzprodukte enthalten.

## Abkürzungsverzeichnis

AGE	Acqua Gaz Elettricità Chiasso SA
AMI	Advanced Meter Infrastructure
AMM	Advanced Meter Management
AMR	Advanced Meter Reading
BFE	Bundesamt für Energie
BKW	Bernische Kraftwerke AG
BMWi	Deutsches Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
CEN	Comité Européen de Normalisation (Europäisches Komitee für Normung)
CENELEC	Comité Européen de Normalisation Électrotechnique
CKW	Centralschweizerische Kraftwerke AG
CPP	Critical Peak Pricing (Zeitvariabler Tarif mit Events)
CPR	Critical Peak Rebate
CSPP	California Statewide Pricing Pilot
DLC	Direct Load Control (Direkte Laststeuerung)
DR	Demand Response
DR-Programm	Demand Response Program
DRRC	Demand Response Research Center
DSL	Digital Subscriber Line
EDL	Energiedienstleistungen
eHz	elektronischer Haushaltszähler
EKT	Elektrizitätswerk des Kantons Thurgau
EICom	Eidgenössische Elektrizitätskommission
E-Netz	Elektrizitätsnetz
EnG	Energiegesetz
EnV	Energieverordnung
ERDF	Electricité Réseau Distribution France
ESMA	European Smart Meter Alliance
ETSI	European Telecommunications Standards Institute
EVD	Eidgenössisches Volkswirtschaftsdepartement
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EWB	Energie Wasser Bern
EWE	Energieversorgung Weser-Ems AG
EWZ	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich

FBS	Feedback-System
FTTH	Fiber to the Home
GK	GeschäftskundInnen
GPRS	General Packet Radio Service
GSM	Groupe Spécial Mobile / Global System for Mobile Communications
HH	Haushalt
HSDPA	High Speed Downlink Packet Access
HT	Hochtarif
IP	Internet Protocol
IWB	Industrielle Werke Basel
KEV	Kostendeckende Einspeisevergütung
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen
KS0	Lokale Kommunikationsschnittstelle
KS1	Primäre / Nahverkehrs-Kommunikationsschnittstelle
KS2	Sekundäre / Kunden-Kommunikationsschnittstelle
KS3	Tertiäre / Weitverkehrs-Kommunikationsschnittstelle
KS4	Quartäre / Applikations-Kommunikationsschnittstelle
LAN	Local Area Network
M-Bus	Meter-Bus
MDL	Messdienstleister
MDM	Meter Data Management
MSB	Messstellenbetreiber
MUC	Multi-Utility-Controller
NT	Niedertarif
NTA	Niederländische technische Vereinbarung
OBIS	Object Identification System
OMS-S	Open-Meter-System Specification
OPEN Meter	Open and Public Extended Network Meter
P2MP	Indirekte / Point-to-Multipoint-Übertragung
P2P	Direkte / Point-to-Point-Übertragung
PK	PrivatkundInnen
PLC	Powerline Communication
PTR	Planning, Tracking and Reporting system
RF	Radio Frequency
RTP	Real Time Pricing (Dynamischer Tarif)
SIG	Services Industriels de Genève

SMET	Smart Metering
SML	Smart Message Language
StromVG	Bundesgesetz über die Stromversorgung
StromVV	Stromversorgungsverordnung
TIPS	Transformation and Innovation in Power Systems
TK-Netz	Telekommunikationsnetz
ToU	Time of Use (Zeitvariabler Tarif)
UMTS	Universal Mobile Telecommunications System
VDE-FNN	Forum Netztechnik / Netzbetrieb des Verbands der Elektrotechnik und Elektronik
WAP	Wireless Application Protocol
WEB	World Wide Web
WELMEC	Western European Legal Metrology Cooperation
ZFA	Zählerfernauslesung

## Glossar

- Elektrizitätsnetz:** Anlage aus einer Vielzahl von Leitungen und den erforderlichen Nebenanlagen zur Übertragung und Verteilung von Elektrizität. Elektrizitätsleitungen mit kleiner räumlicher Ausdehnung zur Feinverteilung, wie auf Industriearealen oder innerhalb von Gebäuden, gelten nicht als Elektrizitätsnetze. (StromVG, Stand 1.1.2009)
- Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU):** Privat- oder öffentlich-rechtlich organisiertes Elektrizitätsunternehmen, welches nicht ausschliesslich in den Bereichen Erzeugung oder Übertragung tätig ist.
- Endverbraucher:** Kunden, welche Elektrizität für den eigenen Verbrauch kaufen. Ausgenommen hiervon ist der Elektrizitätsbezug für den Eigenbedarf eines Kraftwerkes sowie für den Antrieb von Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken. (StromVG, Stand 1.1.2009)
- Erzeuger:** Natürliche oder juristische Person, die Eigentümerin eines oder mehrerer Kraftwerke oder Kraftwerksanteile ist.
- Fernablesung:** Auslesung eines Messgerätes über technische Kommunikationswege.
- Händler:** Natürliche oder juristische Person, die Elektrizität zum Zwecke des Weiterverkaufs erwirbt. Ihm sind keine Messpunkte zugeordnet.
- Lastgang:** Energiezeitreihe, die über die Integration der Leistung je Abrechnungsperiode bestimmt wird.
- Lastmanagement:** Steuerung von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen durch den Netzbetreiber.
- Lieferant:** Versorger von elektrischer Energie an mindestens einen Endverbraucher. Dem Lieferanten sind zwingend die Messpunkte der von ihm belieferten Endverbraucher zugeordnet.
- Netzgebiet:** Geographisches Gebiet, in welchem ein Netzbetreiber verantwortlich ist, Endverbraucher und Elektrizitätserzeuger anzuschliessen.
- Systemdienstleistungserbringer (SDV):** Akteur, der Systemdienstleistungen im Auftrag eines Netzbetreibers erbringt.
- Übertragungsnetz:** Elektrizitätsnetz, das der Übertragung von Elektrizität über grössere Distanzen im Inland sowie dem Verbund mit den ausländischen Netzen dient und in der Regel auf der Spannungsebene 220/380 kV betrieben wird. (StromVG, Stand 1.1.2009)

**Verteilnetz:** Elektrizitätsnetz hoher, mittlerer oder niederer Spannung zum Zwecke der Belieferung von Endverbrauchern oder Elektrizitätsversorgungsunternehmen. (StromVG, Stand 1.1.2009)

**Verteilnetzbetreiber:** Natürliche oder juristische Person, die für die Gewährleistung des sicheren und zuverlässigen Betriebs eines Verteilnetzes sowie der technischen Qualität der Stromversorgung verantwortlich ist. Der VNB stellt u.a. sicher, dass alle notwendigen Verträge, Prozesse und Reglemente für Netzanschluss, Netzbetrieb und Netznutzung für alle Anschlusspunkte seines Verteilnetzes an das Übertragungsnetz vorliegen.

**Zähler:** Technische Einrichtung, die den Energiefluss (Wirkarbeit und ggf. die Blindarbeit) erfasst.

Wenn nicht anders vermerkt, stammen die Definitionen aus dem «Marktmodell für die elektrische Energie – Schweiz» (VSE 2009b).

## Literatur

- BEUC 2009: Konferenzbeitrag des Bureau Européen des Unions de Consommateurs, ESMA-Konferenz, Varese 2009
- BFE 2009: Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2008, Bundesamt für Energie, 2009.
- Bittle, R.G., Valesano, R. and Thaler, G., 1979: The effects of daily cost feedback on residential electricity consumption. *Behavior Modification* 3(2), 187-202.
- Bittle, R.G., Valesano R. and Thaler G., 1979-80: The effects of daily feedback on residential electricity usage as a function of usage level and type of feedback information. *Journal of Environmental Systems*, 9, 275-287.
- BMWi 2008: Deutsches Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie; Online verfügbar unter (10.9.2009):  
<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/Binaer/Energiedaten/energiepreise-und-energiekosten4-internationaler-energiepreisvergleich-haushalte,property=blob,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.xls>
- Brandon, G. and Lewis, A. 1999: Reducing household energy consumption: A qualitative and quantitative field study. *Journal of Environmental Psychology*, 19, 75-85.
- California Statewide Pricing Pilot (SPP) (21.01.2005): Overview and Results. 2003-2004. California Statewide Pricing Pilot (SPP).
- Crossley, D. 2008: Worldwide Survey of Network-driven Demand-side Management Projects. Research Report No 1 Task XV of the International Energy Agency Demand Side Management Programme. 2. Aufl. Herausgegeben von Energy Futures Australia Pty Ltd. leadsm.
- Darby, S. 2009: Findings from customer feedback trials. ESMA-Confernce, Ispra 2009
- DRRC PIER DEMAND RESPONSE RESEARCH CENTER (2005): Establish the Value of Demand Response Develop an Integrated Efficiency / Demand Response Framework. DRRC PIER DEMAND RESPONSE RESEARCH CENTER.
- ESNA 2009: Utility view of smart metering: How is smart metering seen by European utilities, how do they expect to deliver energy efficiency with it?, Frank Borchardt, President ESNA, ESMA-Konferenz, Varese 2009.
- EU 2006: 2006/32/EG RICHTLINIE 2006/32/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 5. April 2006 über Endenergie-

effizienz und Energiedienstleistungen und zur Aufhebung der Richtlinie 93/76/ EWG des Rates.

- Eurostat 2006: Statistiken zum Stromverbrauch der Privathaushalte und zur Anzahl Haushalte; Online verfügbar unter (10.9.2009): <http://epp.eurostat.ec.europa.eu>.
- EVD 2009: Website des Preisüberwachers zu den Strompreisen des eidgenössischen Volkswirtschaftsdepartement EVD. Online verfügbar unter (10.9.2009): <http://strompreise.preisueberwacher.ch/web/index.asp>.
- Faruqi, Ahmad; Sergici, Sanem 2008: The Power of Experimentation. New evidence on residential demand response. The Brattle Group, Inc., zuletzt aktualisiert am 16.05.2008.
- Fischer, C. 2007: Influencing electricity consumption via consumer feedback: a review of experience, Forschungsstelle für Umweltpolitik Freie Universität Berlin, 2007.
- GfK 2007: Pressemitteilung zur Studie „GfK Kaufkraft Europa 2007/2008“; GfK-Studie zur Kaufkraft in 40 europäischen Ländern. GfK AG, Nürnberg, 2007.
- Hayes, S.C. and Cone, J.D. 1981: Reduction of residential consumption of electricity through simple monthly feedback. *Journal of Applied Behavior Analysis*, 14, 81-88.
- Hammerstrom, D. J. 2007: Pacific Northwest GridWise™ Testbed Demonstration Projects. Part I. Olympic Peninsula Project. Pacific Northwest National Laboratory. Online verfügbar unter (17.03.2009): [www.ntis.gov/ordering.htm](http://www.ntis.gov/ordering.htm).
- Henry de Diesbach, J.-B. 2009: Strompreisbildung: wie weit kann man gehen?, Präsentation an der Fachtagung «Marktliberalisierung: Dynamische Tarifierung in der Zukunft» der Energietechnischen Gesellschaft ETG von Electro-suisse vom 27. August 2009.
- Herter, Karen 2004: Statewide Pricing Pilot: End-of-Pilot Customer Assessment. Veranstaltung vom Dezember 2004. Veranstalter: Monumentum Market Intelligence.
- Herter, Karen 2006: Residential implementation of critical-peak pricing of electricity. University of California at Berkeley; Lawrence Berkeley National Laboratory.
- Hutton, R.B., Mauser, G.A., Filiatrault, P. and Athola, O.T. (1986): Effects of cost-related feedback on consumer knowledge and consumption behavior: A field experimental approach. *Journal of Consumer Research*, 13, 327-336.

- IBM Global Business Services; eMeter Strategic Consulting (2007): Ontario Energy Board Smart Price Pilot. Final Report. IBM Global Business Services; eMeter Strategic Consulting.
- Kaiser, Ernst 2008: IT gestützte Energiedienstleistungen zur Optimierung der Energienutzung und Netzsteuerung (Einsatzmöglichkeiten Smart Metering). Konferenzbeitrag zur GAT 2008, 12. November 2008, Dortmund.
- Katzev, R., Cooper, L. and Fisher, P. 1980-1981: The effect of feedback and social reinforcement on residential electricity consumption. *Journal of Environmental Systems*, 10(3), 215-227.
- Klobasa, Marian; Erge, Thomas; Bukvic-Schäfer, Aleksandra Sasa; Hollmann, Maik 2006: Demand side management in dezentral geführten Verteilnetzen (Erfahrungen und Perspektiven). In: ISET (Hg.): Elftes Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik. Informations- und Kommunikationstechnologien für die Energieversorgung von morgen, S. 115–134.
- McClelland, L. and Cook, S.W. 1979-80: Energy conservation effects of continuous in-home feedback in all-electric homes. *Journal of Environmental Systems*, 9, 169-173.
- McClelland, L. and Cook, S.W. 1980: Promoting energy conservation in master-metered apartments through group financial incentives. *Journal of Applied Psychology*, 10(1), 20-31.
- Midden, C.J.H., Meter, J.E., Weenig, M.H. and Zieverink, H.J.A. 1983: Using feedback, reinforcement and information to reduce energy consumption in households: A field-experiment. *Journal of Economic Psychology*, 3(1), 65-86.
- OFFIS, SCC Schwarz Communication Consult, mpc management project coaching (2009): Untersuchung des Normungsumfeldes zum BMWi-Förderschwerpunkt „e-Energy - IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft. Studie für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi)
- Parker et al. 2006: How much energy are we using? Potential of residential energy demand feedback devices, Florida Solar Energy Center, 2006.
- Parson 2008: Konferenzbeitrag der ESMA, ESMA-Konferenz, Varese 2009.
- Pöyry 2007: 2<sup>nd</sup> Opinion für den VSE, Lastgangmessung versus Standardlastprofile, Abschlussbericht; Version 1.0, Pöyry, Dezember 2007.
- Seligman, C. and Darley, J.M. 1977: Feedback as a means of decreasing residential energy consumption. *Journal of Applied Psychology*, 62(4), 363-368.

- Sexton, R.J., Brown Johnson, N. and Konakayama, A., 1987: Consumer response to continuous-display electricity-use in a time-of-use pricing experiment. *Journal of Consumer Research*, 14, 55-62.
- Slavin, R.E., Wodanski, J.S. and Blackburn, B.L., 1981: A group contingency for electricity conservation in master-metered apartments. *Journal of Applied Behavior Analysis*, 14(3), 357-363.
- Staats, H., Harland, P. and Wilke H.A.M., 2004: Effecting durable change. A team approach to improve environmental behavior in the household. *Environment and Behavior*, 36(3), 341-367.
- TNS Infratest 2009: Energiekunden-Befragung, in: Commit Kundenmagazin der D+S europe AG, Ausgabe 02 2009.
- U.S. Department of Energy, 2006: Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving them. A Report to the United States Congress Pursuant to Section 1252 of the Energy Policy Act of 2005. U.S. Department of Energy.
- Van Houwelingen, J.H and Van Raaij, F.W., 1989: The effect of goal-setting and daily electronic feedback on in-home energy use. *Journal of Consumer Research*, 16, 98-105.
- VDE 2008: Smart Distribution 2020 Virtuelle Kraftwerke in Verteilungsnetzen. Technische, regulatorische und kommerzielle Rahmenbedingungen. Unter Mitarbeit von Bernd Buchholz, Volker Bühner und Hellmuth Frey et al. VDE.
- VDE 2009: Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger. Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf. Unter Mitarbeit von Ulrich Bünger, Fritz Crotofino und Sabine Donadei et al. VDE.
- Völlink, T. and Meertens, R.M., 1999: De effectiviteit van elektronische feedback over het energie- en waterverbruik door middle van teletekst bij huishoudens. (The effectiveness of electronic feedback on household energy use and water use by means of text TV). In R.M. Meertens, R. Vermunt, J.B.F. De Wit and J.F. Ybema (Eds.), *Sociale psychologie en haar toepassingen* (pp. 79-91. ASPO. Delft: Eburon.
- VSE 2009a Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz: Metering Code Schweiz, Technische Bestimmungen zu Messung und Messdatenbereitstellung, Ausgabe 2009; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen.
- VSE 2009b Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz: Marktmodell für die elektrische Energie – Schweiz, Grundsatzdokument zur Regelung der zent-

ralen Aspekte der Organisation des Strommarktes Schweiz, Ausgabe 2009; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen.

wik-Consult, Fraunhofer-Verbund-Energie, 2006: Potenziale der Informations- und Kommunikations-Technologien zur Optimierung der Energieversorgung und des Energieverbrauchs (eEnergy). Studie für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi).

Winett, R.A., Kagel, J.H, Battalio, R.C. and Winkler R.C., 1978: Effects of monetary rebates, feedback, and information on residential electricity conservation. *Journal of Applied Psychology*, 63(1), 73-80.

Winett, R.A., Neale, M.S. and Grier, H.C., 1979: Effects of self-monitoring and feedback on residential electricity consumption. *Journal of Applied Behavior Analysis*, 12(2), 173-184.

