PwC Österreich

E-CONTROL

Studie zur Analyse der Kosten-Nutzen einer österreichweiten Einführung von Smart Metering

Juni 2010

Inhalt

1 Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen

1.1 Einleitung und Motivation

In der vorliegenden Studie wird die österreichweite Einführung von Smart Meter für Strom und Gas analysiert und bewertet. Smart Meter sind neue, elektronische Messgeräte, die die bisherigen mechanischen Zähler ersetzen sollen. Die Zähler werden künftig nicht mehr manuell abgelesen sondern die Messwerte werden direkt zum Netzbetreiber übertragen. Das gesamte System von Smart Meter und elektronischer Datenübertragung wird als Smart Metering verstanden. Die Installation von Smart Meter bietet innovative Möglichkeiten, um den Energieverbrauch von Haushalten und Betrieben

- transparenter
- verständlicher und
- für den Kunden leichter kontrollierbar

zu machen. Dabei wird deutlich gemacht, welche Vorteile die neuen Zähl- und Messwesenlösungen im Sinne von Energieeinsparung, Energieeffizienz, vereinfachten Prozessen und damit auch geringe Kosten für die Konsumenten, Netzbetreiber und Energielieferanten bringen.

Der rechtliche Rahmen bei der Einführung von Smart Metering für Strom und Gas wird von
- dem 3. Energiebinnenmarktpaket (RL/2009/72/EG für Strom, bzw. RL/2009/73/EG für Gas) und
- der Energieeffizienzrichtlinie (RL/2006/32/EG)

gebildet.

Im Fall des 3. Energiebinnenmarktpakets wird, unter der Voraussetzung einer positiven wirtschaftlichen Bewertung, eine Einführung von Smart Metering gefordert. Im Fall von Strom wird dabei auch ein zeitlicher Rahmen bis 2020 definiert. Die Energieeffizienzrichtlinie setzt hingegen bei der Einführung, Evaluierung und Kommunikation von Energieeffizienzmaßnahmen (und deren Effekte) auf moderne Zählertechnologien.

Ziel dieser Studie ist es, eine objektive Kosten-Nutzen-Analyse der österreichweiten Einführung von Smart Meter für Strom und Gas durchzuführen und dabei die Vorteile und Nachteile (Nutzen/Kosten) für alle Betroffene, die Effekte für den Wettbewerb und die gesamte Volkswirtschaft darzustellen.

1.2 Kurzbeschreibung der Methodik

Die Berechung der Effekte auf einzelne Bereiche (Stakeholder) wurde mit einer volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse (KNA) durchgeführt. Zusätzlich wurden noch makroökonomische Analysen hinsichtlich der gesamtwirtschaftlichen Effekte (Beschäftigungseffekte, BIP usw.) erstellt.

Bei der Kosten-Nutzen-Analyse wurden insgesamt vier verschiedene Szenarien für die Einführung von Smart Metering (Strom und Gas) definiert. Diese sind gekennzeichnet durch
- unterschiedliche Einführungsperioden
- unterschiedlichem Einführungsgrad, d.h. Anteil der installierten, neuen Zähler an der Gesamtzähleranzahl

Die untersuchten Szenarien sind:

- Szenario I: Einführungsgrad von Strom Smart Meter und Gas Smart Meter bis 95% aller Zähler, der Einführungszeitraum wird von 2011 bis 2017 festgelegt.

- Szenario II: Einführungsgrad von Strom Smart Meter und Gas Smart Meter bis 95% aller Zähler, wobei Strom Smart Meter von 2011 bis 2015 und Gas Smart Meter von 2011 bis 2017 eingeführt werden.

- Szenario III: Einführungsgrad von Strom Smart Meter und Gas Smart Meter bis 95% aller Zähler, wobei Strom Smart Meter von 2011 bis 2017 und Gas Smart Meter von 2011 bis 2019 eingeführt werden.

- Szenario IV: Einführungsgrad von Strom Smart Meter und Gas Smart Meter bis 80% aller Zähler, der Einführungszeitraum wird von 2011 bis 2020 festgelegt.

Somit ist das Szenario II das Szenario mit der schnellsten Zählereinführung sowie den höchsten Durchdringungsgrad von 95% und Szenario IV das Szenario mit der längsten Periode und nur 80% aller Zähler werden ausgetauscht.

Alle Berechnungen wurden nach folgenden Akteuren gegliedert:
- Konsumenten (Haushalte, Gewerbe, Landwirtschaft)
- Netzbetreiber
- Energielieferanten

Weiters wurden die Auswirkungen auf das Marktmodell und den Wettbewerb untersucht.

Alle Einflussfaktoren wurden monetär bewertet, sodass auch ein entsprechender Vergleich der Kosten und Nutzen möglich ist.

Die volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen Analyse wurde sowohl für direkte als auch indirekte Effekte durchgeführt. Direkte Effekte sind alle Investitionen bzw. laufenden Betriebskosten. Indirekte Effekte sind z.B. geringerer Energieverbrauch, der durch regelmäßige Kundeninformation entsteht. Dieser geringere Energieverbrauch wurde in weiterer Folge auch entsprechend monetär bewertet, sodass den Kosten auch ein vergleichbarer Nutzen gegenübersteht.

Die wesentlichen, untersuchten Parameter waren
- Einsparpotenziale für den Kunden und auch den anderen Marktteilnehmer
- Alternative Tarifmodelle (Peak/Off-Peak) für den Kunden
- Einspareffekte für den Kunden durch vereinfachte Prozesse bei Abrechnung, Störungsbehebung, Lieferantenwechsel, Rechnungslegung aber auch höhere Service-Qualität.

Folgende Kosten wurden bei den Berechnungen berücksichtigt:
- Anschaffungs-, Installations- und Betriebskosten von Smart Metern
- Investitions- und Betriebskosten für Datenzentren und Datenkonzentratoren
- Kosten für die Datenübertragung (Modems für PLC, GPRS, Wireless)
- Kosten für die Informationsbereitstellung für die Kunden (insbesondere Webportal und monatliche Verbrauchsinformation)
- Einsparungseffekte aus effizienteren Prozessen bei Zählerablesung, dem Entfall der rechnerischen Zählerstandsermittlung, geringerem Ausgleichsenergieaufwand und geringeren Netzverlusten

Bei den Berechnungen wurde vorausgesetzt, dass es einen einheitlichen Mindestanforderungskatalog für die Zähler gibt, dass heißt, alle Zähler die gleichen technischen Voraussetzungen erfüllen.

1.3 Zentrale Ergebnisse

Die Berechnungen zeigen, dass der Gesamtnutzen bei jedem Szenario die Kosten übersteigt, d.h. eine Einführung von Smart Meter aus volkswirtschaftlicher Sicht immer positiv ist. Es müssen von den Netzbetreibern zwar entsprechende Investitionen getätigt werden, die positiven Effekte wie höhere Effizienz und geringerer Energieverbrauch beim Kunden (aber auch bei Netzbetreiber und Lieferanten), sind jedoch deutlich höher als die Kosten.

Die gesamten Nettoeffekte der Kosten-Nutzen-Analyse liegen in einer Bandbreite, je nach Einführungszeitraum und Einführungsgrad der Zähler, zwischen EUR 291 Mio. und EUR 556 Mio. Beim Vergleich über alle Szenarien stellt sich heraus, dass das Szenario 2 mit einem Nettonutzen von EUR 556 Mio. den größten positiven gesamtwirtschaftlichen Effekt liefert. Dies ergibt sich vor allem aus der Tatsache, dass der Einführungszeitraum von Strom und Gas Smart Meters bei diesem Szenario am kürzesten ist, sowie ein Durchdringungsgrad von 95% erreicht wird.

Weiters ist zu berücksichtigen, dass hier die Gesamteffekte dargestellt sind, d.h. direkte aber auch indirekte Kosten bzw. Nutzen.

Die Ergebnisse in der folgenden Tabelle 1 zeigen immer den Effekt über den gesamten Modellzeitraum, der durch die Lebensdauer der Smart Meter bei Strom mit 15 Jahren und bei Gas mit 12 Jahren begrenzt ist.

Tabelle 1: Gesamteffekte der Kosten-Nutzen-Analyse pro Szenario für Strom und Gas über den jeweiligen Betrachtungszeitraum

	Szenario 1 95%, S+G 2017		Szenario 2 95%, S 2015 G 2017		Szenario 3 95%, S 2017 G 2019		Szenario 4 80%, S+G 2020	
in 1.000 EUR	Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen
Endkunde	12.574	3.871.601	12.574	4.054.568	12.574	3.755.119	12.574	2.966.603
Netzbetreiber	2.948.584	424.957	3.075.348	452.359	2.905.002	418.161	2.349.927	324.692
Lieferant	1.246.295	394.192	1.296.800	419.749	1.198.182	390.237	951.840	303.389
Marktmodell	0	13.593	0	14.469	0	13.385	0	10.377
Gesamt	**4.207.453**	**4.704.343**	**4.384.722**	**4.941.171**	**4.115.757**	**4.576.903**	**3.314.341**	**3.605.060**
Nettoeffekt	**–**	**496.890**	**–**	**556.449**	**–**	**461.145**	**–**	**290.720**

Quelle: PwC Analyse

Grundsätzlich fallen beim Endkunden keine Kosten an, ausgenommen im Gasbereich bei der Neuinstallation von Zählern. Der Austausch des Zählers ist bereits mit der derzeitigen rechtlichen Regelung über das Messentgelt gedeckt. Die Kunden haben den (monetär bewerteten) größten Nutzen bei einer Einführung von Smart Meter. Insgesamt resultiert der Nutzen im Wesentlichen aus den effizienteren Prozessen bei den Netzbetreibern und Lieferanten (durch den Einsatz von IT-Systemen) und durch einen geringeren Energieverbrauch nach der Installation der Zähler.

Bei den Strom- und Gasnetzbetreiber fallen die größten Kosten (Investition, Betrieb, Instandhaltung, IT, indirekte Kosten) an. Von rund EUR 2,9 Mrd. sind EUR 2,0 Mrd. direkte Investitions- und Betriebskosten, wobei ca. EUR 1,7 Mrd. im Strom und ca. EUR 0,3 Mrd. im Gasbereich anfallen. Auch der Energielieferant muss entsprechende IT-Systeme adaptieren u
Bei den Strom- und Gasnetzbetreiber liegen die größten Kosten (Investition, Betrieb, Instandhaltung, IT, indirekte Kosten) – von rund EUR 2,9 Mrd. fallen EUR 2,0 Mrd. direkte Investitions- und Betriebskosten an, wobei ca. EUR 1,7 Mrd. im Strom und ca. EUR 0,3 Mrd. im Gasbereich anfallen. Auch der Energielieferant muss entsprechende IT-Systeme adaptieren und hat entsprechende Umsatzrückgänge durch den geringeren Stromverkauf. Grundsätzlich hat aber der Energielieferant das größte Potenzial die Kosten durch entsprechende Produkte zu kompensieren. Erst durch die Einführung von Smart Meter steht ihm die entsprechende Infrastruktur zur Verfügung, um auch Tarifmodelle zu implementieren. Weiters ermöglicht erst die Installation von Smart Metern die Einführung von Smart Grids, das wiederum den Lieferanten als auch den Netzbetreibern zu Gute kommt. Die Bewertung von Smart Grids ist jedoch nicht Teil der vorliegenden Studie.

1.3.1 Endkunde

Durch die Einführung von Smart Meter hat der Kunde nun die Möglichkeit, den Energieverbrauch regelmäßig (und vor allem zeitnahe) zu kontrollieren. Der Kunde kann nun auf der Homepage seines Netzbetreibers oder auch Energielieferant seinen Verbrauch laufend kontrollieren. Damit besitzt dieser erstmals die Möglichkeit seinen Verbrauch genauer zu kontrollieren und zu steuern und somit sein Verbrauchsverhalten entsprechend anzupassen. Auf Basis dieser Verhaltensänderungen kann der Stromverbrauch zumindest um 3,5% und der Gasverbrauch um 7,0% reduziert werden. Dieser Effekt gemeinsam mit effizienteren Prozessen, einem effizienteren Wettbewerb, einer erhöhten Servicequalität sowie den Vorteilen aus kundenspezifischen Preisangeboten (Peak/Off-Peak Verschiebung) ergeben die untenstehenden Nutzen für Strom- und Gaskunden.

Der Nettoeffekt der Einführung von Smart Meter ist für den Konsumenten immer positiv. Die Werte liegen, je nach Einführungszeitraum und Grad, in einem Intervall von EUR 2.954 Mio. und EUR 4.042 Mio. Aus dem Vergleich der vier Szenarien ergibt sich, dass das Szenario 2 (schnelle Einführung bis 95% aller Zähler) bei Strom und Gas in Summe einen positiven Effekt von EUR 4.042 Mio. erzielt.

Beim Endkunden fallen bei Strom und Gas für den Zählertausch keine Kosten an. Neukunden im Gasmarkt müssen – ob Smart Meter oder herkömmlicher Zähler – bereits jetzt auch schon die Erstmontagekosten zahlen. Der Tausch bestehender Zähler ist wie bei Stromkunden kostenlos!

Aufgrund des Wachstums an Haushalten und Gewerbebetrieben kommen zum jetzigen Gesamtbestand neue Gas Smart Meter hinzu. EUR 13 Mio. fallen als Erstmontagekosten für diese neuen, zusätzlichen Haushalts- und Gewerbezähler an.

Tabelle 2: Gesamtkosten und -nutzen der Strom- und Gaskunden

Endkunde in TEUR	Szenario 1 95%, S+G 2017		Szenario 2 95%, S 2015 G 2017		Szenario 3 95%, S 2017 G 2019		Szenario 4 80%, S+G 2020	
	Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen
Strom	0	2.595.826	0	2.778.792	0	2.595.826	0	2.014.092
Gas	12.574	1.275.776	12.574	1.275.776	12.574	1.159.293	12.574	952.511
Gesamt	**12.574**	**3.871.601**	**12.574**	**4.054.568**	**12.574**	**3.755.119**	**12.574**	**2.966.603**
Nettoeffekt	**–**	**3.859.028**	**–**	**4.041.994**	**–**	**3.742.545**	**–**	**2.954.029**

Quelle: PwC Analyse

Durch den geringeren Energieverbrauch der Kunden können über den gesamten Modellzeitraum (Strom 15 Jahre, Gas 12 Jahre) Energieeinsparungen von 22,1 TWh bis 29,6 TWh realisiert werden, d.h. die Energiekosten des Kunden werden geringer. Diese Effizienzpotenziale bewirken weitere CO_2 Einsparungen zwischen 4,6 Mio. und 6,2 Mio. Tonnen, je nach Einführungsgrad und Zeitraum. Aus den Modellberechnungen ergibt sich ein monetärer Gegenwert von ca. EUR 61 Mio. bis EUR 83 Mio.

Tabelle 3: Energieeffizienzpotenzial Strom und Gas

in GWh	Szenario 1 95%, S+G 2017	Szenario 2 95%, S 2015 G 2017	Szenario 3 95%, S 2017 G 2019	Szenario 4 80%, S+G 2020
Verbrauchsreduktion (Strom + Gas)	30.521	31.260	28.914	23.348
Gesamter zusätzlicher Stromverbrauch	1.560	1.647	1.547	1.221
Stromverbrauch Smart Meters	1.419	1.500	1.409	1.109
Stromverbrauch Server- + Klimaanlagen (Strom)	117	123	117	93
Stromverbrauch Server- + Klimaanlagen (Gas)	24	24	22	19

Quelle: PwC Analyse

1.3.2 Netzbetreiber

Die Strom- und Gasnetzbetreiber müssen nach derzeitiger Regelung die alten, mechanischen Zähler gegen neue Smart Meter tauschen. Dabei fallen sowohl Investitionskosten in die Zähler als auch in die entsprechende IT-Infrastruktur (Modem, Datenkonzentratoren etc) an. Weiters ergeben sich auch höhere Betriebskosten für die Datenübertragung. Durch den geringeren Energieverbrauch der Kunden haben die Netzbetreiber geringere Umsatzerlöse durch die Netznutzung. Diese Gesamtkosten (Strom und Gas) liegen in einer Bandbreite von EUR 2.349 Mio. bis EUR 3.075 Mio. Davon liegt der Anteil der Investitionskosten in einem Bereich von EUR 704 Mio. bis EUR 846 Mio. für Stromnetzbetreiber und von EUR 182 Mio. und EUR 217 Mio. für Gasnetzbetreiber. Die Betriebskosten liegen in einem Bereich von EUR 692 Mio. bis EUR 964 Mio. (Strom) und EUR 100 Mio. bis EUR 132 Mio. (Gas). Die Differenz zu den Gesamtkosten des Netzbetreibers stellen die indirekten Kosten dar, die auf die Verbrauchsverhaltensänderung des Konsumenten rückgeführt werden.

Dagegen profitiert der Netzbetreiber (und damit auch in weiterer Folge der Endkunde) vom Wegfall der manuellen Zählerablesung, effizienteren Betrieb (Prozesse) und dem Wegfall einer aufwendigen Zählerstandsermittlung. Diese langfristig wirksamen Effizienzverbesserungen bewirken Nutzen in einem Bereich von EUR 324 Mio. bis EUR 452 Mio.

Tabelle 4: Gesamtkosten und -nutzen der Strom- und Gasnetzbetreiber

Netzbetreiber in TEUR	Szenario 1 95%, S+G 2017		Szenario 2 95%, S 2015 G 2017		Szenario 3 95%, S 2017 G 2019		Szenario 4 80%, S+G 2020	
	Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen
Strom	2.299.090	354.337	2.425.854	381.739	2.299.090	354.337	1.843.098	272.489
Gas	649.495	70.620	649.495	70.620	605.912	63.824	506.829	52.202
Gesamt	**2.948.584**	**424.957**	**3.075.348**	**452.359**	**2.905.002**	**418.161**	**2.349.927**	**324.629**
Nettoeffekt	**–**	**2.523.627**	**–**	**2.622.989**	**–**	**2.486.841**	**–**	**2.025.235**

Qu elle: PwC Analyse

Über alle Szenarien hinweg sind die Gesamtkosten für die Netzbetreiber höher als der Gesamtnutzen. Die Bandbreite reicht von EUR (2.025) Mio. bis EUR (2.622) Mio. Grundsätzlich ist zu berücksichtigen, dass die Investitionskosten insbesondere in der Einführungsphase anfallen. Ab dem Ende der Einführungsphase sind die Betriebskosten für den Netzbetreiber relevant. Dahingegen stellen die Nutzen langfristige Effizienzverbesserungen im Betrieb aber auch direkte Kosteneinsparungen (z.B. aufwendige Zählerablesung) dar. Effizienzpotenziale, die schlussendlich direkt dem Kunden zugute kommen.

1.3.3 Lieferant

Durch die Einführung von Smart Metering profitieren die Stromlieferanten durch die Verfügbarkeit einer neuen, modernen Messeinrichtung. Damit können sie für ihre Kunden neue und innovative Angebote vorbereiten. Erst durch die Installation der Smart Meter können kundenspezifische Angebote eingeführt werden, die mit den bisherigen mechanischen Zählern und einer jährlichen Ablesung nicht möglich waren.

In der vorliegenden Studie wird die Einführung der Zähler bewertet und die für Lieferanten damit anfallenden Kosten aber auch möglichen Nutzen. Eine Bewertung der möglichen neuen Produkte erfolgt nicht in dieser Studie. Die Lieferanten müssen zunächst die IT-Systeme entsprechend adaptieren. Dadurch ergeben sich für die Lieferanten zunächst höhere Kosten als Nutzen. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die Lieferanten entsprechende Geschäftsmodelle einführen werden und insgesamt zusätzliche positive Effekte erreichen. Diese neuen Geschäftsmöglichkeiten wurden allerdings in den Modellberechnungen nicht berücksichtigt.

Die Kosten ergeben sich, neben zusätzlichen Investitionen, vor allem durch die Verbrauchsverhaltensänderung der Konsumenten. Der Nettoeffekt liegt in einer Bandbreite von EUR (648) Mio. bis EUR (877) Mio.

Tabelle 5: Gesamtkosten und -nutzen der Strom- und Gaslieferanten

Lieferant in TEUR	Szenario 1 95%, S+G 2017		Szenario 2 95%, S 2015 G 2017		Szenario 3 95%, S 2017 G 2019		Szenario 4 80%, S+G 2020	
	Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen
Strom	718.766	352.988	769.271	378.544	718.766	352.988	557.908	272.996
Gas	527.529	41.204	527.529	41.204	479.416	37.250	393.932	30.393
Gesamt	**1.246.295**	**394.192**	**1.296.800**	**419.749**	**1.198.182**	**390.237**	**951.840**	**303.389**
Nettoeffekt	**–**	**(852.103)**	**–**	**(877.052)**	**–**	**(807.945)**	**–**	**(648.451**

Quelle: PwC Analyse

1.3.4 Marktmodell

Die Einführung von Smart Metering ermöglicht eine genaue Messung des Energieverbrauchs (15 min bei Strom, 1 Stunde bei Gas) und damit sind keine Standardlastprofile mehr notwendig. Da die Clearing & Settlement Firmen somit die Abrechnungsdaten der bisherigen Standardlastprofilkunden genau ermitteln können, entfällt das zweite Clearing (Jahresclearing). Der administrative und datentechnische Aufwand verringert sich somit erheblich.

Der Nettoeffekt entspricht beim Marktmodell dem Nutzen und die Ergebnisse liegen zwischen EUR 10 Mio. bis EUR 14 Mio.

Tabelle 6: Kosten und Nutzen vom Marktmodell für Strom und Gas

Marktmodell in TEUR	Szenario 1 95%, S+G 2017		Szenario 2 95%, S 2015 G 2017		Szenario 3 95%, S 2017 G 2019		Szenario 4 80%, S+G 2020	
	Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen
Strom	0	11.447	0	12.350	0	11.447	0	8.789
Gas	0	2.146	0	2.146	0	1.938	0	1.588
Gesamt	**0**	**13.593**	**0**	**14.496**	**0**	**13.385**	**0**	**10.377**
Nettoeffekt	**–**	**13.593**	**–**	**14.496**	**–**	**13.385**	**–**	**10.377**

Quelle: PwC Analyse

1.3.5 Makroökonomische Ergebnisse

Die Auswirkungen auf die Volkswirtschaft wurden anhand eines Input-Output-Modells berechnet. Mit den Multiplikatoren der Statistik Austria können gesamtwirtschaftliche Effekte einer wirtschaftlichen Aktivität quantifiziert werden. Somit bildet die Input-Output-Analyse die Grundlage zur Berechnung der direkten und indirekten Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte.

Tabelle 7: Vergleich der makroökonomischen Effekte

Makroökonomische Effekte		Szenario 1 95%, S+G 2017	Szenario 2 95%, S 2015 G 2017	Szenario 3 95%, S 2017 G 2019	Szenario 4 80%, S+G 2020
Produktion (national)	TEUR	1.708.899	1.737.113	1.701.664	1.450.088
Wertschöpfung	TEUR	762.11	775.116	758.925	647.085
Unselbständig Beschäftigte	Anzahl	8.226	8,371	8.192	6.977

Quelle: PwC Analyse

Durch die Investitionen der Strom- und Gasnetzbetreiber ergeben sich Effekte auf die nationale Produktion, die Wertschöpfung und den unselb-

ständig Beschäftigten. Es wird der nationale Produktionswert zwischen EUR 1.450 Mio. und EUR 1.737 Mio. gesteigert. Der gesamte Wertschöpfungseffekt (direkt und indirekt) liegt zwischen EUR 647 Mio. und EUR 775 Mio. Für Österreich lässt sich ein zusätzlicher Beschäftigungseffekt zwischen 7.000 und 8.400 Beschäftigten erzielen. Dabei gilt es zu beachten, dass je nach Szenario zwischen 80% und 90% der Effekte in den Jahren der Einführung von Smart Metering entstehen.

1.4 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse für die Einführung von Smart Meter in Österreich zeigen, dass ein positiver Gesamteffekt (Nettoeffekt) für alle vier Szenarien erzielt werden kann. Ebenso sind bei einer gesonderten Betrachtung von Strom und Gas die jeweiligen Nettoeffekte für alle Szenarien positiv, wobei vor allem die Kunden den größten Nutzen haben.

Aus dem Vergleich der vier Szenarien zeigt sich, dass das Szenario 2 mit einer Einführung von 95% von Strom Smart Metern (Einführungszeitraum von 2011 bis 2015) und 95% Gas Smart Metern (Einführungszeitraum von 2011 bis 2017) den größten Gesamteffekt mit EUR 574 Mio. erzielt, und somit gegenüber den anderen drei Szenarien zu bevorzugen wäre.

Die Kunden werden nach der Einführung von Smart Meter von einem geringeren Energieverbrauch (im Durchschnitt 3,5% im Strombereich und 7,0% im Gasbereich) sowie geringere Kosten durch effizientere Netzbetreiber, den größten Nutzen erzielen. Durch die elektronische und zeitnahe Ablesung werden die Kunden nun erstmals die Möglichkeit haben, den Energieverbrauch regelmäßig zu kontrollieren. Mit dem reduzierten Energieverbrauch wird auch eine Reduktion von CO_2 Emissionen erreicht.

Damit sich die positiven Aspekte der Smart Metering Einführung realisieren lassen, sind folgende Empfehlungen zu berücksichtigen:

- Abgestimmte und koordinierte Einführung innerhalb der Branche
- Einheitliche und offene Standards für Zählertechnologien und Datenformate
- Einführung von Strom Smart Meter zeitlich vor der Einführung von Gas Smart Meter, damit die Gas Smart Meter die Kommunikationsmodule der Strom Smart Meter nutzen können (Vermeidung von doppelter Infrastruktur).
- Der Gesamtnutzen ist am größten, wenn die Übergangsphase zwischen Smart Meter und herkömmlichen „alten“ Zählern möglichst kurz gehalten wird, um z.B. Parallelitäten in der Systemvorhaltung und damit zusätzliche Kosten weitestgehend zu vermeiden.
- Eine flächendeckende Einführung von mind. 95% Smart Metern ist gegenüber 80% zu bevorzugen, da auf der einen Seite die positiven Gesamteffekte größer sind, auf der anderen Seite die Netzbetreiber bei 80% Smart Meter auch die bisherigen Zähler weiter betreiben müssen (doppelte Systeme).
- Kundengerechte, nachvollziehbare und verwertbare Darstellung des Energieverbrauchs (Webportale, mindestens monatliche Verbrauchsinformation)

2 Einleitung

Die Welt im Jahr 2010 ist hoch technologisiert und fast täglich bestimmen neue innovative Entwicklungen unseren Alltag. So kann man mit dem Mobiltelefon Parkscheine ausfüllen und Zugtickets bestellen, mit Smartphones und anderen mobilen Kleingeräten fast uneingeschränkt im Internet surfen und mit GPS-Geräten satellitengesteuert zum Wochenendeinkauf fahren.

Im Bereich der Energieverbrauchsmessung sieht diese Situation allerdings noch völlig anders aus. Noch immer hängen in den österreichischen Haushalten und Betrieben elektromechanische Messgeräte, die manuell abgelesen werden müssen, deren Funktion auf die (meist jährliche) Erfassung der Zählerstände[1] beschränkt ist und schon lange nicht mehr dem Stand der technischen Möglichkeiten entsprechen.

Die Europäische Union will diese Situation ändern und fordert von allen Mitgliedsstaaten die Implementierung von digitalen und intelligenten Zählgeräten für Strom und Gas – sogenanntes Smart Metering („intelligentes Messwesen“[2]).

Die Smart Metering Technologie bietet die Möglichkeit den Energieverbrauch in Haushalten und Betrieben in Zukunft:

- transparenter
- verständlicher und
- variabler

zu machen.

Darüber hinaus bietet diese Technologie zusätzliche Funktionen, die bisher so nicht umsetzbar waren, wie etwa:

- Die Bereitstellung individueller Energiepreismodelle durch die Energielieferanten, um die Bedürfnisse und Energieverbrauchsmerkmale der Kunden besser zu berücksichtigen.
- Aktivierung bzw. Deaktivierung aus der Ferne.
- Die Erfassung von Lieferunterbrechungen.
- Fernablesung und das Heranziehen der aktuellen Werte der Zählerstände bei der Ermittlung der verbrauchten Energie zum Zeitpunkt des Lieferantenwechsels – statt wie bisher der angewandten rechnerischen Zählerstandsermittlung.
- Zugang zu Zählerständen und damit zum eigenen Energieverbrauch für die Kunden zu jeder Zeit, sowie auch die Möglichkeit für die Kunden, diesen Zugang auch eigenen Lieferanten oder künftigen neuen Energiedienstleistungsunternehmen zu gewähren.

Bei all diesen neuen Funktionen und Zusatznutzen für die Endkunden bleiben die Kundenschutzbestimmungen und Datenschutzvorgaben der österreichischen Gesetze und europäischen Rechtsvorgaben selbstverständlich im Vordergrund und müssen vollständig beachtet werden.

Auch wenn Vergleiche der Elektrizitäts- und Gasversorgungsindustrie mit anderen Branchen oft schwierig sind, so ist ein Vergleich mit der Autoindustrie, und die relevanten Funktionen im Bezug auf Energieverbrauch in

1 Elektromechanische Ferrariszähler (Strom) erfassen die Zählerstände und liefern die Daten um den Energieverbrauch (kWh) im Nachhinein zu ermitteln. Ebenso erfassen die Gaszähler die durch-gelaufenen Gasvolumina (Mengen) aus deren die Energie (kWh) ermittelt werden kann. Alle Zähler müssen noch manuell abgelesen werden, es ist keine Automatisierung derzeit möglich.

2 In dieser Studie wird der englische Begriff „Smart Metering“ (auf Deutsch: „intelligentes Messwesen“) für die gesamte, vertikal koordinierte Technologie des Zähl- und Messwesens verwendet. Diese umfasst die digitalen Zählgeräte, Datenübertragung, Sicherheit und Zugang bis zu Auswertungen und Anwendungen in den so genannten „Messdatenmanagementsystemen“. Der oft verwendete Begriff „Smart Meter“ wird hier nicht angewandt, da die eigentliche „Intelligenz“ der Anwendung nicht durch die einzelnen Geräte, sondern erst durch das Funktionieren und den Eigenschaften des gesamten Systems erreicht wird.

heutigen modernen Pkw, besonders plakativ und als Hintergrundinformation nützlich: Während in modernen Pkws die transparente Darstellung des Energieverbrauchs (aktueller Spritverbrauch, durchschnittlicher Spritverbrauch, usw.) heute schon Standard ist, sind die herkömmlichen Strom- und Gaszähler in Haushalten und Betrieben zur zeitnahen Erfassung und Darstellung des tatsächlichen Verbrauchs für die Konsumenten wenig geeignet. Der Grund liegt einfach darin, dass die alten Zähler weder über eine Datenkommunikation noch über das entsprechende Messsystem (digital) verfügen.

Smart Metering eignet sich nun sehr gut dazu, diese Ära zu beenden und auch beim Messen und Zählen des Strom- und Gasverbrauches neue Möglichkeiten und Funktionen einzuführen, die vor allem den Kunden Vorteile bringen sollen.

Die vorliegende Studie hat sich zum Ziel gesetzt, die österreichweite Einführung von Smart Metering für Strom und Gas einer volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse zu unterziehen und die Vor- und Nachteile aus Sicht verschiedener Marktteilnehmer und dem österreichischen Marktmodell darzustellen.

3 Aufgabenstellung und Zielsetzung

Die Energie Control GmbH (ECG) hat PricewaterhouseCoopers (PwC) mit der Durchführung der volkswirtschaftlichen Gesamtbewertung der österreichweiten Einführung von Smart Metering für Strom und Gas beauftragt. PwC hat in der vorliegenden Studie die Auswirkungen einer Implementierung von intelligenten Zählern (Smart Meter) für Strom und Gas auf Basis einer volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse[3] in Österreich untersucht.

Im Rahmen der Analyse wurden die Auswirkungen bzw. Effekte (Kosten, Nutzen) für folgende Gruppen untersucht und monetär bewertet:

- Konsumenten
- Netzbetreiber
- Energielieferanten
- Marktmodell

Darüber hinaus erfolgte eine makroökonomische Analyse, um die Effekte auf die ganze Volkswirtschaft hinsichtlich BIP und Beschäftigung abzuschätzen.

Die wesentlichsten, untersuchten Parameter der Auswirkungen einer Einführung von Smart Meter sind:

- Energieverbrauchsanalysen für die Kunden und damit verbundene Möglichkeiten im Bereich Energieeffizienz und -sparen,[4]
- Neue und kundenspezifische Angebote der Stromlieferanten
- Vorteile durch rasche Messwertübertragung und damit zeitnahe Verbrauchsinformation (z.B. Echtzeitmessungen, keine Verbrauchsschätzungen mehr für die Rechnung notwendig, etc.)
- Effizientere Prozesse der Netzbetreiber und Lieferanten, die zu geringeren Kosten für die Kunden führen (z.B. weniger fehleranfälliger Wechselprozesse, direkte Ablesung).

Für folgende Komponenten wurden die Investitions- und Betriebskosten berücksichtigt:

- Smart Meter, Modem und Datenkonzentratoren
- IT-Infrastruktur und Bereitstellung der Kundenverbrauchsdaten (zeitnah und verständlich)

Die Studie wurde auf Grundlage eines einheitlichen Funktionskatalogs für Strom und Gas Smart Metering durchgeführt.[5] Letztendlich wird an dieser Stelle noch festgehalten, dass die Aufgabenstellung eine Abgrenzung hinsichtlich der folgenden Punkte beinhaltet:

- Die vorliegende Studie untersucht alle direkten und indirekten Kosten und Nutzen bei einer Einführung von Smart Meter
- Die Auswirkungen auf bestehende Kosten (wie z.B. bestehende Netzinfrastruktur, installierte Zählerlandschaft, aktuelle Stromgestehungskosten, existierende IT-Systeme) wurden nicht untersucht
- Diese Analyse geht dabei über eine reine betriebswirtschaftliche Betrachtung hinaus
- Die Ergebnisse dieser Studie sind nicht direkt für die Festlegung bzw. Adaptierung von Netztarifen geeignet
- Eine Evaluierung von Smart Grids ist nicht Teil dieser Studie

3 Vorab folgender Hinweis: in der Kosten-Nutzen-Analyse wurden sowohl direkte als auch indirekte Effekte untersucht. Alle Effekte wurden monetär bewertet. Die Effekte wurden über die Lebensdauer der Smart Meters quantifiziert. Näheres zur Methodik und den verwendeten Parametern sind im Abschnitt 5.7 verankert.

4 In der Studie werden nicht nur die Energieeinsparpotenziale definiert, sondern auch die damit direkt verbundenen CO_2-Einsparungen.

5 Anmerkung: näheres zu diesem Funktionskatalog wird in Abschnitt 5.6.2 erläutert.

Grundsätzlich ist festzuhalten, dass die europäischen Rahmenbedingungen unterschiedliche Szenarien für die Implementierung von Strom und Gas Smart Meter vorsehen – vor allem für Gas sind die Anforderungen weniger restriktiv.[6] Trotzdem spricht vieles dafür, diese Technologien gleichzeitig einzuführen, denn so

- können Synergieeffekte bei der Installation, Datenübertragung und Verwaltung genutzt werden
- können die Installationskosten reduziert werden
- können die Kunden die ganzen Vorteile von Smart Meter (zeitnahe Verbrauchsinformationen, schnellere und effizientere Prozesse, leichterer Anbieterwechsel, etc.)[7] sowohl bei Strom als auch bei Gas nutzen.

Ziel dieser Studie ist es, eine umfangreiche volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse zu erstellen und so eine Entscheidungsgrundlage für die österreichweite Implementierung von Smart Meter für Strom und Gas zur Verfügung zu haben.

Weiters soll dabei herausgestrichen werden, welche Vorteile dem Endkunden durch die Implementierung entstehen und wie diese von den gebotenen Möglichkeiten (etwa bei Energieeffizienz oder dem Versorgerwechsel) profitieren können.

6 Siehe folgender Abschnitt 4 zu den rechtlichen Grundlagen.
7 Siehe Details zum Kundennutzen im Abschnitt 5.1

4 Die rechtlichen Grundlagen

Die Europäische Union hat im Zusammenhang mit Smart Meter nicht nur Absichtserklärungen und Vorschläge im Angebot, sondern hat in der Vergangenheit auch wesentliche rechtliche Rahmenbedingungen dafür geschaffen. Dazu zählen in erster Linie das dritte Energiebinnenmarktpaket sowie die Energieeffizienzrichtlinie. Die Rolle dieser rechtlichen Grundlagen wird nun kurz erläutert.

4.1 Das 3. Energiebinnenmarktpaket

Im Jahr 2009 hat die europäische Kommission das dritte Energiebinnenmarktpaket verabschiedet. Die Richtlinie 2009/72/EG (für Strom) und 2009/73/EG (für Gas) fordern jeweils im Anhang 1 eine Einführung von ‚intelligenten Zählersystemen', also sogenannten intelligenten Zählern, bzw. ‚Smart Metering Systemen'.[8] Für Strom heißt es dabei in Ziffer (2) konkret:

„Die Mitgliedstaaten gewährleisten, dass intelligente Messsysteme eingeführt werden, durch die die aktive Beteiligung der Verbraucher am Stromversorgungsmarkt unterstützt wird. Die Einführung dieser Messsysteme kann einer wirtschaftlichen Bewertung unterliegen, bei der alle langfristigen Kosten und Vorteile für den Markt und die einzelnen Verbraucher geprüft werden sowie untersucht wird, welche Art des intelligenten Messens wirtschaftlich vertretbar und kostengünstig ist und in welchem zeitlichen Rahmen die Einführung praktisch möglich ist.

Entsprechende Bewertungen finden bis 3. September 2012 statt.

Anhand dieser Bewertung erstellen die Mitgliedstaaten oder eine von ihnen benannte zuständige Behörde einen Zeitplan mit einem Planungsziel von 10 Jahren für die Einführung der intelligenten Messsysteme. Wird die Einführung intelligenter Zähler positiv bewertet, so werden mindestens 80% der Verbraucher bis 2020 mit intelligenten Messsystemen ausgestattet."

Für Gas gelten entsprechend der Richtlinie ähnliche Voraussetzungen wie bei Strom, wobei in der Ziffer (2) von einem konkreten Zeitplan der Einführung abgesehen wird.

Zusätzlich wird in Artikel 3 (5)b) der Richtlinien gefordert, dass alle Kunden in Hinkunft das Recht haben Zugang zu sämtlichen sie betreffenden Verbrauchsdaten ohne Diskriminierung bezüglich der Kosten, des Aufwands und der Dauer zu erhalten. Diese Vorgabe ist im Hinblick auf die Einführung von Smart Metering bzw. den Zugang auf von diesen Systemen erhobenen Daten sehr relevant, fordert sie doch den kostenlosen, gut aufbereiteten und verständlichen Zugang aller erhobenen Daten für den Kunden. Nur durch diese aufbereitete Informationsweitergabe sind auch Effekte im Hinblick auf Energie- bzw. Kosteneinsparungen beim Kunden durch den Einsatz von Smart Metering-Systemen zu erwarten.

4.2 Die Energieeffizienzrichtlinie

Die Energieeffizienzrichtlinie 2006/32/EG[9] beinhaltet zwar nicht die konkreten Anforderungen an die Installation von Smart Meter wie das 3. Energiebinnenmarktpaket, setzt aber sowohl bei der Implementierung, als auch bei der Evaluierung von Energieeffizienzmaßnahmen auf moderne Mess- und Zähltechnologien.

8 Hinweis: download der Dokumente unter:
http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/recht/dokumente/pdfs/elektrizitaetsbinnenmarktrichtlinie-130709.pdf bzw.
http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/recht/dokumente/pdfs/erdgasbinnenmarktrichtlinie-130709.pdf

9 Hinweis: download der Richtlinie unter:
http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/recht/dokumente/pdfs/energieeffizienzrichtlinie-2006_0.pdf

Artikel 13 der Richtlinie setzt auf die mögliche Verwendung von intelligenten Zählern. So heißt es etwa im Absatz (1), dass alle Endkunden in den Bereichen
- Strom
- Erdgas
- Fernheizung und/oder -kühlung und sogar
- Warmwasserverbrauch

individuelle Zähler erhalten können, die den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegeln.

Weiters heißt es im Absatz (2), dass die vorgenommenen Abrechnungen den tatsächlichen Energieverbrauch auf klare und verständliche Weise wiedergeben sollten. Zusätzlich fordert dieser Absatz (2), dass mit der Abrechnung geeignete Angaben zur Verfügung gestellt werden, die dem Endkunden ein umfassendes Bild der gegenwärtigen Energiekosten vermittelt. Die Abrechnung auf der Grundlage des tatsächlichen Verbrauches soll so häufig durchgeführt werden, dass die Kunden in der Lage sind, ihren eigenen Energieverbrauch zu steuern.

Der Absatz (3) im Artikel 10 der Richtlinie sieht schlussendlich noch folgende konkrete Informationen vor, die dem Endkunden im Rahmen von Verträgen oder Rechnungslegungen zur Verfügung gestellt werden müssen:

- tatsächlich geltende Preise und tatsächlicher Energieverbrauch,
- Vergleich des gegenwärtigen Energieverbrauchs des Endkunden mit dem Energieverbrauch im selben Zeitraum des Vorjahrs, vorzugsweise in graphischer Form,
- soweit die möglich und von Nutzen ist, ein Vergleich mit einem normierten oder durch Vergleichstests ermittelten Durchschnittsenergieverbrauch derselben Verbraucherkategorie.

Die meisten zitierten Anforderungen aus der Richtlinie 2006/32/EG sind mit dem gegenwärtigen Zähl- und Messsystem nicht realisierbar. Dazu sind digitale Zähl- und Messgeräte und Smart Metering Lösungen mit erweitertem Funktionsumfang notwendig, um den Kunden die notwendigen Abrechnungen und Information in der von der Richtlinie geforderten Form bereitstellen zu können.

Letztendlich verlangt die Richtlinie ein umfassendes Monitoring und eine genaue Quantifizierung der umgesetzten Energieeffizienzmaßnahmen. Fakt ist, dass mittel- bis langfristig eine
- realitätsnahe
- plausible
- fundierte und
- für weitere energie- und klimapolitische Maßnahmen

geeignete Messung vom Energieverbrauch und der Wirkungsweise von Energieeffizienzmaßnahmen nur mit einem flächendeckenden digitalen Zähl- und Messwesen realisierbar ist.

5 Methodik

Wie bereits eingangs in der Aufgabenstellung definiert wurde, wird eine volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen Analyse für folgende Marktteilnehmer durchgeführt:
- Konsumenten
- Netzbetreiber
- Energielieferanten
- Marktmodell

Bei der Kosten-Nutzen Analyse wurden sowohl direkte Effekte (Investitionskosten, Betriebskosten) als auch indirekte Effekte (Energieeinsparung, CO_2 Einsparung, Zeiteinsparung usw.) berücksichtigt. Die indirekten Effekte wurden monetär bewertet um einen Vergleich mit den direkten Effekten zu ermöglichen.

In den Modellberechnungen werden die Konsumenten in folgende Gruppen unterteilt:[10]
- Haushaltskunden,
- Gewerbekunden,
- Kunden aus der Landwirtschaft (nur Strom).

In der Studie werden nur ‚nicht leistungsgemessene Kundengruppen' im Gewerbe- oder Haushaltsbereich, also Stromkunden mit einem Jahresverbrauch <100.000 kWh bzw. einer Anschlussleistung <50 kW sowie Gaskunden mit einem Jahresverbrauch <400.000 kWh, untersucht. Große Gewerbe- und Industriekunden, die über diesen Grenzen liegen, werden bereits heute faktisch online gemessen.

Die Ergebnisse werden für die drei gewählten Kundengruppen entsprechend der Anzahl der zuordenbaren Zähler berechnet. Grundsätzlich gelten allerdings die meisten festgelegten Werte, wie Investitionskosten der Zähler, Installationskosten der Zähler, Energie- und Kosteneinspareffekte, etc., im gleichen Ausmaß für alle Kundengruppen und werden in weiterer Folge nicht unterschiedlich definiert.

5.1 Endkunden im Mittelpunkt der Smart-Meter-Einführung

Während sich vor allem Netzbetreiber und Energielieferanten mit dem Thema allgemein, aufgrund den technischen, gesetzlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen sowie den Optionen die Smart Metering bieten, intensiv beschäftigen, betritt der Endkunde (und dabei vorrangig die große Breite der Haushaltskunden) „Neuland", wenn es um die Einführung von Smart Metering geht.

Dabei ist es letztendlich der Endkunde, dem eine ganze Reihe an innovativen Möglichkeiten bereit stehen, um den eigenen Energieverbrauch besser zu steuern (sowohl die Menge als auch das Verhalten) und die Vorteile eines liberalisierten Energiemarktes voll zu nutzen. Dazu gehören folgende Aspekte:

10 Siehe Abschnitt 5.8 für die nach Kundengruppen gegliederte Anzahl der Zähler von Strom und Gas. Kunden aus der Landwirtschaft gibt es im Gegensatz zu Strom bei Gas nicht.

- Steigerung der Energieeffizienz bzw. Reduktion des Energieverbrauchs,
- alternative Tarifmodelle[11] und individuelle Angebote
- Erleichterungen bei Zählerablesung und Rechnungslegung
- Erleichterungen beim Lieferantenwechsel

Die nun folgenden Absätze widmen sich somit ausführlich dem Kundennutzen, der durch die Einführung von Smart Metering generiert wird sowie den in den Modellberechnungen dafür verwendeten Parameter.

Aufgrund der derzeitigen rechtlichen Rahmenbedingungen (Netztarife, Messentgelt) fallen für den Konsumenten grundsätzlich keine Kosten (Ausgenommen Neuinstallation von Gaszählern) durch die Installation oder den Betrieb eines Smart Meters an.

5.1.1 Energieeffizienz in den Modellberechnungen

Die Einführung von Smart Metering ist ein wesentlicher Bestandteil zur Steigerung der Energieeffizienz beim Endkunden, wobei die reine Installation eines Smart Meter selbst noch keine Energie einspart und an sich auch keine Energieeffizienzmaßnahme im engeren Sinne darstellt.

Smart Metering schafft eine umfangreiche Informations- und Datenbasis, um neue Wege für die Energieeinsparung zu entwickeln. Es bietet eine völlig neue Qualität der Datenaufbereitung und stark erweiterte Möglichkeiten die Konsumenten zeitnah, umfassend und transparent über ihren Energieverbrauch zu informieren. Auf Basis dieser erhobenen Daten können dem Kunden innovative und umfangreiche Dienstleistungen angeboten werden.

Zur Steigerung der Energieeffizienz und der daraus ableitbaren Nutzen für die Endkunden, werden zwei konkrete Maßnahmen (Feedback-System) im direkten Zusammenhang mit Smart Metering im Modell eingeführt:[12]

- Die Erstellung einer entsprechenden Webplattform, die für alle Energiearten (mindestens jedoch Strom und Gas) nutzbar ist.
- monatliche schriftliche Zusendung der Energieverbrauchscharakteristik an den Endkunden
- Die obige Maßnahme ermöglicht grundsätzlich in weiterer Folge die Einrichtung eines zentralen, gemeinsamen Webportals. Dabei können nicht nur Strom- und Gasverbrauchsdaten, sondern auch Informationen, wie Innen- und Außentemperatur, Wärmeabgabe, usw., erhoben werden, um eine bestmögliche Systemoptimierung im Sinne der gesteigerten Energieeffizienz zu ermöglichen. Die zentrale Datenbank ist eine weitere Möglichkeit, wurde jedoch in vorliegender Studie nicht berücksichtigt.

11 Anmerkung: Tarif ist in diesem Zusammenhang ein in der Literatur üblicher Begriff für den Gesamtpreis pro kWh, den ein Kunde zu zahlen hat. Demnach beziehen sich die Ausführungen nicht (wie es die gewählte Terminologie unter Umständen vermuten lässt) ausschließlich auf die Netztarife, sondern auf den Gesamtpreis inkl. Energieanteil.

12 Anmerkung: Diese beiden Feedbackelemente sollten als absolutes Minimum der angewendeten Möglichkeiten betrachtet werden. Smart Metering und die damit verbundenen technischen Möglichkeiten, bieten natürlich eine weitaus größere Palette an Feedback-, Informations- und Beratungsvarianten. Dazu zählen etwa Software-Lösungen, SMS-Service, E-Mails, Automatisierungs- und Steuerungsmöglichkeiten, etc. Diese erweiterten Anwendungsbereiche beinhalten natürlich zusätzliche Kosten, Ausbau der technischen Infrastruktur, als auch höhere Akzeptanz der Konsumenten bei der Verwendung von innovativen Lösungen. Aus diesem Grund, werden für diese Studie nur die beiden erwähnten einfachen Feedback-Systeme herangezogen.

Das Webportal ermöglicht dem Kunden zumindest,[13]
- seinen Energieverbrauch in individuell zu wählenden Perioden zu kontrollieren
- den aktuellen Energieverbrauch nachzuvollziehen
- Vergleichswerte (z.B. zu vergleichbaren Haushaltstypen) abzufragen

Weiters sollte garantiert sein, dass dieses Webportal
- neutral und unabhängig vom Energielieferanten ist
- die dargestellten Daten und Informationen auch bei einem Lieferantenwechsel keinen Änderungen unterliegen (bei Darstellung, Design, zu wählenden Verbrauchsperioden, etc.) und
- es sollten bereits einfache Tipps und Informationen zum Energiesparen angeboten werden.

Ein solches Webportal (bzw. die darin verarbeiteten und vorhandenen Informationen) sollte in weiterer Folge nicht nur dem Endkunden, sondern auch, bei Zustimmung durch den Kunden, anderen Lieferanten, Energiedienstleistern, Energieberatern, etc. als Tool zur Verbrauchs- und Anlagenoptimierung und Identifikation von Einsparungspotenzialen dienen.[14]

Da die Informationen über den jeweiligen Energieverbrauch natürlich uneingeschränkt und barrierefrei beim Endkunden ankommen müssen, sollte ein Informationsblatt mittels Postweg zusätzlich angeboten werden. Das schriftliche Feedback sollte im Wesentlichen die gleichen Informationen und Grundzüge beinhalten wie das Webportal.

In den Berechnungen wurde berücksichtigt, dass 55,0% der Endverbraucher Zugang zum Internet haben und dort das Feedback zu ihrem Energieverbrauch abrufen können.[15] Der restliche Anteil von 45,0% erhält die monatliche Energieverbrauchsinformation per Post.[16] Dementsprechend fließen auch die für das Feedback geschätzten Kosten in das Modell ein.[17]

Eine Änderung des Verbrauchsverhaltens setzt voraus, dass Endverbraucher über einen entsprechenden Informationsstand bezüglich ihres Energieverbrauches verfügen. Dies ist ein kritisches Element zur Realisierung von Nutzenpotenzialen. Es kann davon ausgegangen werden, dass die Verfügbarkeit von Verbrauchsinformationen genauso wie die Art und Weise wie die Information dem Kunden präsentiert wird und der Ort und das Medium der Kommunikation genau auf die Bedürfnisse des Konsumenten abgestimmt sein müssen, um ein höheres Informationsniveau zu schaffen und die damit verbundenen Vorteile für den Konsumenten generieren zu können.

Besonders Haushalts- und kleinen Gewerbekunden ist der eigene Energieverbrauch oft vollkommen unbekannt. Diese Konsumenten haben, wenn

13 Anmerkung: die Einführung von Webportalen mit den beschriebenen Funktionen geht auch mit den bereits zuvor in Abschnitt 4 beschriebenen Forderungen aus der RL 2006/32/EG und dem 3. Energiebinnenmarktpaket einher.

14 Anmerkung: in diesem Zusammenhang sollte ausdrücklich darauf hingewiesen werden, dass die Weitergabe, Verwendung und Verarbeitung von Kundendaten, uneingeschränkt den bestehenden Datenschutzbestimmungen unterliegen müssen. Die Verwendung und Verarbeitung der Daten muss natürlich im Einverständnis der Kunden erfolgen.

15 Quelle: Umfrage bei Telekommunikationsunternehmen. Anmerkung: alle gewählten und geschätzten Inputparameter werden im Anhang noch einmal zusammengefasst.

16 Anmerkung: diese Aufteilung entspricht auch anderen vergleichbaren Erhebungen – siehe dazu beispielsweise: SenterNovem, „Recommendation – Implementing smart metering infrastructure at small-scale customers“, 2005.

17 Anmerkung: wie bereits weiter oben erwähnt, kann dieses Feedback-System auf andere Medien und Kanäle ausgeweitet werden (z.B. E-Mail oder SMS-Service). In diesem Zusammenhang kann man in Zukunft auch von unterschiedlichen Dienstleistungspaketen und unterschiedlichen verrechneten Kosten ausgehen. In der vorgeschlagenen Basisvariante des Feedback-Systems, werden die Kosten ausschließlich dem Netzbetreiber zugeordnet.

überhaupt, nur eine vage Vorstellung davon, wie viel Energie sie wofür verbrauchen und durch welche einfachen Maßnahmen welche Einsparungspotenziale realisiert werden können.[18]

Vor diesem Hintergrund stellt sich die erfolgreiche Kommunikation zum Thema Energieverbrauch und Einsparungspotenziale durch Smart Metering als hoch komplex heraus. Es ist davon auszugehen, dass ein Feedback-System mit einem Mix aus aktuellen und historischen Verbrauchsdaten notwendig ist, optisch und graphisch leicht verständlich aufbereitet, damit Konsumenten nachhaltig ihren Verbrauch verändern können. Weiters ist es notwendig, die Daten für Kunden einfach und verständlich zu interpretieren, damit die richtigen Schlüsse aus den Daten gezogen werden können. Auch einfache und leicht anwendbare Energiespartipps sollten bereits integraler Bestandteil der zur Verfügung gestellten Informationen sein.

Sollten die angeführten Punkte erfüllt sein, kann man auch davon ausgehen, dass Verhaltensänderungen eintreten und Energieeffizienzpotenziale realisiert werden. Auf welchen Aktivitäten der Haushalte diese Potenziale letztendlich beruhen und in welchem Ausmaß diese letztendlich in die Modellberechnungen einfließen, wird nun gesondert nach Strom und Gas definiert.

5.1.2 Energieeffizienzpotenziale im Strommarkt

Beim Stromverbrauch wird davon ausgegangen, dass die Endkunden mit einer Reihe von Maßnahmen auf die zeitnahen Verbrauchsinformationen reagieren werden. Dabei handelt es sich vorrangig um Verhaltensänderungen und Reaktionen, die nur sehr geringe Kosten beim Endkunden hervorrufen:[19]

- Vermeidung von Stand-by Verbrauch von elektrischen Geräten
- Abschalten von nicht benutzten Geräten
- Abschalten von Licht in unbenutzten Räumen
- Effizientes Nutzen von Haushaltsgeräten
- Nutzung von Kleingeräten in der Küche optimiert im Zusammenhang mit anderen Energieverbrauchern im Haushalt (oder Kleingewerbe)
- Installation von Energiesparlampen
- Anschaffung von schaltbaren Steckdosenleisten
- etc.

Wie bereits zuvor bei der Beschreibung der Kundengruppen angeführt wurde, werden im Modell nicht nur die Zählpunkte der Haushalte, sondern auch jene der Gewerbe- und Landwirtschaftskunden berücksichtigt. Auch dort wird davon ausgegangen, dass durch ein Feedback-System Reaktionen zur Verringerung des Stromverbrauchs ausgelöst werden. Neben den zuvor angeführten Maßnahmen bei den Haushalten (die vielfach auch in kleineren und mittleren Gewerbebetrieben angewendet werden können – z.B. bei der Verwendung von Geräten und Beleuchtung), kommen bei Gewerbe und Landwirtschaft noch zusätzliche Maßnahmen beim effizienteren Einsatz und der Optimierung von Betriebsanlagen hinzu, die insbesondere durch Art der

18 Vgl. Kester & Burgos, “European Smart Metering Alliance: European Smart Metering Guide. Energy Efficiency and the Customer”, 2008

19 Anmerkung: es wird davon ausgegangen, dass die Endkunden im Rahmen des Feedback-Systems bereits einfache und leicht realisierbare Energiespartipps übermittelt bekommen. Weiters wird angenommen, dass sich die Endkunden zusätzliche Informationen im Internet und bei bereits bestehenden Energieberatungsstellen einholen. Kosten werden dafür im Modell nicht berücksichtigt.

Geschäfte und Anlagen bedingt sind (z.B. mögliche „Breitenoptimierung“ und Spitzenlastmanagement (Reduktion) aller Energiearten (Wärme, Gas, Strom) bei einer bestimmten Art der Gewerbeunternehmen in einer Region oder sogar bundesweit).

Der eigentliche Energieeinspareffekt durch die entsprechende Kundeninformation (im direkten Zusammenhang mit der Nutzung von Smart Meter) ist durchaus unterschiedlich zu bewerten. Diverse Pilotprojekte, Fallstudien und Untersuchungen kommen zum Resultat, dass der Einspareffekt einer großen Bandbreite unterliegt – diese Einsparwerte liegen mitunter bei 10,0% und höher.[20] Nach eingehendem Studium und Auswertung der vorhandenen Literatur, wird in den vorliegenden Berechnungen davon ausgegangen, dass der Einspareffekt im Fall von Strom bei 3,5% (bezogen auf die Verbrauchsmenge) liegt.[21]

Dieser Einsparwert wurde als einmaliger jährlicher Effekt (bezogen auf jeden einzelnen Zähler) im Modell berücksichtigt – somit wird das volle Einsparpotenzial erst dann realisiert, wenn in den jeweiligen Szenarien die gesamte vorgesehene Anzahl an Smart Meter eingeführt wurde.[22] Dieser Einspareffekt von 3,5% wurde repräsentativ für Kunden unter 100.000 kWh Stromverbrauch festgelegt und gilt somit für Haushaltskunden, Gewerbe und Landwirtschaft im selben Ausmaß.

5.1.3 Energieeffizienzpotenzial im Gasmarkt

Auch im Fall von Gas wird postuliert, dass durch die Installation von Smart Metering und ein damit entwickeltes Feedback-System eine Reduktion des Verbrauches ausgelöst wird. Wie schon bei Strom, so wird auch hier vorab angenommen, dass die Reaktionen der Konsumenten vorrangig auf Verhaltensänderungen und Maßnahmen mit sehr geringen Kosten beruhen. Dazu zählen:[23]

- Reduktion der durchschnittlichen Raumtemperatur
- richtiges Lüften
- Nutzen von vorhandenen Thermostaten und Temperaturreglern
- Temperaturabsenkung in der Nacht
- kein Heizen von unbenutzten Räumen
- kein Verstellen von Heizkörpern mit Möbeln oder anderen Gegenständen
- einfaches Abdichten von Fenstern und Türen

Wie schon bei Strom, so sei an dieser Stelle auch für Gas festgehalten, dass in den Modellberechnungen nicht nur die Zählpunkte der Haushaltskunden, sondern auch jene der Gewerbe- und Landwirtschaftskunden berücksichtigt werden. Dementsprechend werden auch für diese Kundengruppen Energieeffizienzmaßnahmen und Einsparpotenziale unterstellt – diese betreffen nicht nur die Raumwärme, sondern wiederum auch benötigtes Gas für Prozesswärme.

20 Vgl. dazu beispielsweise: http://www.vaasaett.com/2010/01/respond-2010/

21 Dieser Wert entspricht approximativ auch jenem Einspareffekt, der von der österreichischen Monitoringstelle (im Rahmen der Umsetzung der RL 2006/32/EG) der Nutzung von Smart Meter zugeordnet wird – siehe: www.monitoringstelle.at. Ebenso: DECC, “Impact assessment of a GB-wide smart meter roll out for the domestic sector”, 2009

22 Anmerkung: es wurde für alle Kundengruppen das gleiche Einsparpotenzial angenommen. Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass im Bereich des Gewerbes ein höheres Einsparpotenzial vorliegt.

23 Auch hier gilt wieder: sofern Informationen zum Gasverbrauch nicht ohnehin schon mit dem Feedback-System zur Verfügung gestellt werden, holen sich die Kunden die notwendigen Einspartipps kostenlos aus dem Internet oder von bestehenden Energieberatungseinrichtungen.

Die vorhandenen Quellen hinsichtlich eines Feedback-Systems für Gas sind nicht derart zahlreich wie im Fall von Strom. Dementsprechend sind klare Tendenzen und strikte absteckbare Intervalle für Energieeinsparpotenziale schwerer zu definieren. Grundsätzlich wird jedoch von der Annahme ausgegangen, dass Einsparpotenziale im Bereich der Raumwärme (und damit implizit auch für den Gasverbrauch) weitaus höher und auch leichter zu realisieren sind, als im Fall von Strom.[24] Deswegen wird im Modell davon ausgegangen, dass die Endkunden 7,0% ihres Gasverbrauches als Reaktion auf das Feedback-System einsparen. Wiederum gilt: der Effekt wird für jeden Zähler einmalig berücksichtigt.[25] Danach werden keine zusätzlichen Einsparpotenziale mehr berücksichtigt. Der volle Effekt kommt dann zum tragen, wenn die im jeweiligen Szenario gewählte Roll-Out-Quote erreicht ist. Dieser Einspareffekt von 7,0% wurde repräsentativ für Kunden unter 400.000 kWh Gasverbrauch festgelegt und gilt somit für Haushaltskunden, Gewerbe und Landwirtschaft im selben Ausmaß, denen ein durchschnittliches Lastprofil zugeordnet wurde.

5.1.4 Tarifmodelle - Peak/Off-Peak Verschiebung

Smart Metering bietet die Option, alternativer Tarifmodelle und damit einer Verbrauchsverlagerung von Peak- hin zu Off-Peak-Zeiten. Die Kombination aus zeitlich variierenden Tarifen und einer besseren Abstimmung des Einsatzes von Verbrauchsgeräten, bietet den Konsumenten, neben der Energieeffizienz, eine weitere Möglichkeit Energiekosten zu sparen.

Vorweg sei für die im Modell getroffenen Annahmen festzuhalten, dass diese Verlagerung des Verbrauchs in Zeiten geringerer Nachfrage (und somit günstigere Preise) nur im Strombereich auftritt. Im Gasmarkt wird mit Gas hauptsächlich geheizt und gekocht, der Verbrauch kann somit kaum verschoben werden. Weiters kann Gas leicht gespeichert werden und es gibt somit kaum Preisvorteile bei einer Peak/Off-Peak Verschiebung.

Bei Strom hingegen besteht für den Konsumenten die Möglichkeit der Verbrauchsverschiebung von den Spitzenzeiten (Peak) zu Zeiten mit geringerem Stromverbrauch (Off-Peak), wie z.B. am Nachmittag. Der Strom in Niederlastzeiten (Off-Peak) kann vom Lieferanten günstiger angeboten werden als zu Spitzenzeiten. Wenn der Konsument somit den Stromverbrauch von den teuren Mittagszeiten in günstigere Nachmittagszeiten (Peak/Off-Peak Verschiebung) verschiebt, kann er eine Preisspanne zwischen von Spitzenlast und Grundlast ausnützen. Im Modell wurde dabei die statische Variante der „Time-of-Use-Tarife“ gewählt. Dabei werden zu einer bestimmten, immer gleich bleibenden Tageszeit günstigere Energiepreise angeboten. Bei dieser Variante gelten etwa 30,0% der Zeit als „Peak“ mit einem höheren Preis.[26]

Die Differenz aus Peak/Off-Peak-Preisen wurde in den Berechnungen mit einem Wert von EUR 0,03 pro kWh berücksichtigt. Dieser Wert entspricht dem Unterschied aus den durchschnittlichen Tag- und Nachttarifen.[27] Es ist allerdings durchaus möglich, dass dieser Unterschied größer ausfallen könnte, beziehungsweise, dass Lieferanten kreative Tarifmodelle entwickeln,

24 Vgl. etwa Konsument, „Energiesparen – ganz einfach!“, 2009 oder Konsument, „Heizsystem & Warmwasser“, 2005.
25 Siehe auch: BFE, „Smart Metering für die Schweiz – Potenziale, Erfolgsfaktoren und Maßnahmen für die Steigerung der Energieeffizienz“, 2009.
26 Anmerkung: alle Tage eines Jahres werden gleich behandelt - es erfolgt keine Unterscheidung nach Wo-chenende, Wochentag oder critical day
27 Als Berechnungsbasis des potenziellen Preisunterschiedes dienen die durchschnittlichen Tag- und Nachtta-rife des Tarifkalkulators, gewichtet mit der Marktstatistik 2008. Diese Preise wurden wegen ihrer Nachvoll-ziehbarkeit und Robustheit im Modell integriert.

die weit über die derzeitigen Tag-Nachtstrom Modelle hinausgehen. Zur Abschätzung der Gesamtgröße dieses Effekts wurden wiederum Vergleichsstudien herangezogen. Die Bandbreite ist mit Werten zwischen 2,0% und 3,0% relativ gering und so wurde für die Verschiebung des Stromverbrauchs von der Peak- in die Off-Peak-Zeit ein Durchschnittswert von 2,5% (bezogen auf die gesamte Verbrauchsmenge in der Peak-Zeit) angesetzt.[28] Aus modelltechnischen Gründen wurde der Peak/Off-Peak-Effekt für 100% der Verbraucher berechnet. Da aber davon auszugehen ist, dass nicht alle Endverbraucher Peak/Off-Peak-Tarife nützen werden, stellt diese Berechnung den Gesamteffekt von 30,0%[29] der Endverbraucher dar, die tatsächlich Peak/Off-Peak-Angebote verwenden. Der Effekt wurde linear auf alle Konsumenten umgelegt.

Der Gesamteffekt einer Peak/Off-Peak Verschiebung, der vorwiegend auf dem Preisunterschied zwischen Peak- und Off-Peak-Tarifen beruht, kommt jedoch nicht nur dem Endverbraucher zu gute, sondern auch dem Energielieferanten. Hierbei wurde eine Verteilung der Effekte von 25,0% auf den Endverbraucher und 75,0% auf den Energielieferanten vorgesehen.[30] Für den Endverbraucher sind vorrangig die Energiekosteneinsparungen ausschlaggebend, während für den Lieferanten Preisvorteile bei der Beschaffung entstehen.[31]

5.2 Verbesserungen im Zusammenhang mit Ablesung und Rechnungslegung

Konsumenten haben einen Nutzen durch Smart Metering in Folge der Verbesserungen bei der Ablesung und damit einhergehend auch bei der Abrechnung und Rechnungslegung.

Die Verrechnung von Netz und Energie erfolgt verbrauchsabhängig, d.h. jede Rechnungslegung erfolgt auf Basis des Verbrauchs.[32] Erfolgt keine Ablesung durch den Netzbetreiber und wurde der Zähler auch nicht vom Kunden selbst abgelesen, wird der Verbrauch vom Netzbetreiber derzeit rechnerisch ermittelt. Dies ist relevant für jede Jahresabrechnung, bei Energiepreisänderungen, aber auch für die Endabrechnung bei einem Lieferantenwechsel. Die seit kurzer Zeit bei Strom und bei Gas standardisierte und vereinheitliche rechnerische Zählerstandsermittlungsmethode stellt nach wie vor eine reine Annäherung an den tatsächlichen Verbrauch des Kunden dar und wird daher mögliche Einsparungseffekte durch einen günstigeren Energiepreis teilweise wieder aufwiegen.

In weiterer Folge – sobald eine Abrechnung auf tatsächlichen Verbrauchswerten erfolgt, d.h. ein oder mehrere Jahre später – kann dies dazu führen, dass Konsumenten ein Guthaben erstattet bekommen oder eine Nachzahlung zu begleichen haben. Die Gefahr von zu geringen Rechnungsbeträgen liegt besonders in möglichen hohen Nachzahlungsforderungen, die für viele Konsumenten eine große finanzielle Bürde darstellen. Zu hohe Rechnungsbeträge werden zwar von Lieferanten zu einem späteren Zeitpunkt ausgeglichen,

28 Vgl. Ofgem, “Domestic Metering Innovation”, 2006 oder CRA International, “Impact evaluation of the state wide California pricing pilot”, 2005
29 Quelle: DECC, “Impact assessment of a GB-wide smart meter roll out for the domestic sector”, 2009
30 Quelle: SenterNovem, “Recommendation – Implementing smart metering infrastructure at small-scale cus-tomers”, 2005
31 Anmerkung: die Effekte auf die Lieferanten werden in 5.5 angeführt.
32 Anmerkung: bei Gas gibt es auch Pauschalen (Grundpreis)

verringern aber für den Konsumenten verfügbare Liquidität. Dies führte in den letzten Jahren immer wieder zu zahlreichen Beschwerden von Kunden.[33]

Durch den Einsatz von Smart Metering, die eine Abrechnung – sowohl bei der Jahresabrechnung, Energiepreisänderung, als auch beim Lieferantenwechsel – auf Grund der tatsächlichen Verbrauchswerte jederzeit ermöglicht, kann daher eine derartige rechnerische Abgrenzung und damit zahlreiche Kundenbeschwerden vermieden werden.

Allein fehlerhafte Rechnungen verursachen beim Endverbraucher einen Zeitaufwand von 0,5h zur Klärung – wobei 0,5 Anrufe pro Zähler in einem Jahr beim Energielieferanten bezüglich fehlerhafter Rechnungen eingehen. Dieser Wert wurde aus dem Wert von fehlerhaften Messungen abgeleitet, da diese auch ein Grund für eine nicht korrekte Rechnung sein können.[34]

Weiters entfällt für den Konsumenten der allfällige Aufwand, der mit einer Fremd- oder Selbstablesung verbunden ist.

Der Zeitaufwand für die jährliche Ablesung des Zählers wurde für den Endverbraucher mit 0,25h bewertet (Selbstablesung und Ablesung durch Netzbetreiber).

Ein weiteres Problem, das durch den Einsatz von Smart Metering großteils entfällt, ist jenes von fehlerhaften Ablesungen. Der Zeitverlust eines Endverbrauchers, der durch eine fehlerhafte Ablesung entsteht, wurde mit 0,5h bewertet. Dabei wurde auf Basis von Vergleichswerten davon ausgegangen, dass pro Zähler 0,75 Anrufe in einem Jahr beim Netzbetreiber eingehen, was dem Durchschnitt von Strom (1Anruf/Jahr/Zähler) und Gas (0,5 Anrufe/Jahr/Zähler) entspricht. Hierbei wurde eine Reduktion dieser Anrufe von 50,0% in den Berechnungen berücksichtigt, da durch das automatische Fernauslesen der intelligenten Zähler weniger Messfehler entstehen.

5.3 Verbesserungen im Zusammenhang mit Lieferantenwechsel und Service-Qualität

Haben Kunden Fragen zu ihrer Rechnung, gibt es Komplikationen im Lieferantenwechselprozess oder sonstigen Abstimmungsbedarf, wenden sich die Kunden an die jeweilige Servicestelle ihres Energielieferanten bzw. Netzbetreibers. Bei einer flächendeckenden Einführung von Smart Metering können zumindest Netzbetreiber durch die stets vorhandenen Zählerstände gewisse Fragen zur Rechnung wesentlich leichter und rascher beantworten als dies jetzt der Fall ist. Da Rechnungen beim Einsatz von Smart Metering auf tatsächlichen Verbrauchswerten beruhen, wird es außerdem zu vielen Fragen und Problemen im Zusammenhang mit Rechnungen nicht mehr kommen.

Beim Lieferantenwechsel wurde in der Studie auf Basis von Referenzwerten davon ausgegangen, dass ein fehlerhafter Wechsel von einem Anbieter zu einem anderen einen zeitlichen Aufwand von 0,17h beim Endverbraucher verursacht.[35] Dieser Zeitaufwand entsteht für Telefonate an die Servicestel-

33 Anmerkung: Beschwerden gehen bei den Lieferanten und dem Konsumentschutz ein.
34 Als Quelle für diese Werte und jenen in den folgenden Absätzen diente vorrangig: SenterNovem, “Recom-mendation – Implementing smart metering infrastructure at small-scale customers”, 2005
35 Quelle: SenterNovem, “Recommendation – Implementing smart metering infrastructure at small-scale customers”, 2005

len der Netzbetreiber und Energielieferanten für den problembehafteten Wechsel. Bei den bisherigen Anbieterwechseln wurde die Annahme auf Basis der Vergleichsstudie von SenterNovem getroffen, dass 30,0% der Anbieterwechsel mit Fehlern behaftet sind. Die Einführung von Smart Metering kann nun zu einer Verringerung von bis zu 90,0% der fehlerbehafteten Anbieterwechsel beitragen.[36] Die geringere Anzahl an fehlerhaften Wechseln stellt somit einen Nutzen in Form von Zeitersparnis für den Endverbraucher dar.

Die in den vorangegangenen Abschnitten definierten Zeitersparnisse des Endverbrauchers, der Haushalte, Gewerbe und Landwirtschaft, müssen schließlich mit einem Stundensatz bewertet werden, um in das Bewertungsmodell eingehen zu können.

In der vorliegenden Studie wird ein Stundensatz auf Basis der Lohnsteuerstatistik 2009 der Statistik Austria verwendet. Dabei wird der Stundensatz für den Zeitverlust aus Sicht des Endverbrauchers mit dem Nettostundenlohn plus zusätzlichen Nutzen der aus der Arbeit entsteht, z.B. Lerneffekte, Bildung von Netzwerken, Verwirklichung und Boni, bewertet. Weiters beurteilen Beschäftigte den Wert von Freizeit in der Regel höher als jenen von Arbeitszeit. In der vorliegenden Studie wurden diese gesamten Effekte in Form des durchschnittlichen Bruttostundenlohns[37] von EUR 11,92 summiert und bewertet.[38]

5.4 Auswirkungen auf die Netzbetreiber

Smart Metering stellt eine bedeutende Grundlage zur Erschließung von Effizienzsteigerungen in den Prozessen der Energieversorger dar. Der flächendeckende Roll-Out von Smart Metering bietet daher auch insbesondere für Netzbetreiber große Chancen, Effizienzpotenziale zu erschließen. Der Einsatz von Smart Metering trägt außerdem zu einer Automatisierung der Prozesse und einer gesteigerten Qualität der Kundenbetreuung bei. Durch Smart Metering können zwei wesentliche manuelle Tätigkeiten im Kundenabrechnungsprozess automatisiert werden:

- das Messdaten-
- das Forderungsmanagement

Damit wird, abgesehen von einem nur teilautomatisierten Kundenservice, erstmalig eine durchgängige Automatisierung der Prozesse für Privat- und Gewerbekunden erreicht, was signifikante Effizienzsteigerungspotenziale birgt. Die aufgezeigten Potenziale stellen sich jedoch nicht automatisch ein, sondern sie erfordern, dass die gesamte Prozesskette an die neue Technologie angepasst wird. Dezentrale Prozesse wie ,,Ablesung vor Ort“ oder „Sperrinkasso“ verlieren an Bedeutung, zentralisierte Prozesse wie die Zählersteuerung werden elementar. Modifikationen in der IT-Architektur von der massenprozessfähigen Zählerfernauslesung bis zu bidirektionalen Schnittstellen in der Abrechnung werden notwendig. Diese Punkte zeigen, dass Smart Metering nicht nur eine neue Technologie im Zählerwesen darstellt,

36 Quelle: SenterNovem, “Recommendation – Implementing smart metering infrastructure at small-scale customers”, 2005
37 Quelle: Statistik Austria 2009 – Lohnsteuerstatistik
38 Anmerkung: Der Bruttostundenlohn geht auch mit der Methodik der Zeitbewertung von „Water und Wartburg“ einher, die den Zeitverlust von Arbeitszeit mit 100% des Bruttolohnes ansetzen. Siehe auch Boardman, Greenberg, „Cost-benefit analysis – Concepts and Practice“, 2006

sondern Prozesse von Netzbetreibern revolutioniert – mit enormem Potenzial zur Effizienzsteigerung in der gesamten Prozesslandschaft.[39]

Grundsätzlich werden für den Netzbetreiber folgende Themenbereiche analysiert bzw. in die Modellberechnungen integriert:
- die Zählerablesung
- der Anbieterwechsel
- die Erhöhung der Prognosequalität von Netzverlusten
- die Investitionskosten für den Smart Meter Roll-Out
- die Installationskosten
- die Kosten für Datenzentrum und Datenkonzentratoren
- die Kosten für die Kommunikationsinfrastruktur
- die Kosten für die monatliche Übermittlung der Verbrauchsdaten
- die Kosten für das Webservice und IT-Dienstleistungen zur Verbrauchsinformation.[40]

Die wesentlichen Parameter und Annahmen zu den eben genannten Punkten werden in den folgenden Abschnitten erläutert.

5.4.1 Effizientere Zählerablesung

Sehr deutlich zeigen sich die Auswirkungen der Einführung von Smart Metering im Bereich der Ablesung. Die bisherige manuelle Ablesung der Zähler von Haushaltskunden (i.d.R. jährlich) kann bis auf wenige Ausnahmen nahezu vollständig entfallen. Hier erspart sich der Netzbetreiber in Zukunft die Personalkosten für die Ablesung.

Die durchschnittliche Dauer für die Ablesung (Anfahrt, Ablesung, Weiterfahrt) wurde in den Berechnungen mit 0,25h[41] pro Zähler berücksichtigt. Der Netzbetreiber erhält daher durchschnittlich für die Ablesung maximal EUR 16 pro Stunde.[42] Dieser Wert wurde für die Bewertung der Personalkosten eines Ablesers pro Stunde verwendet.

5.4.2 Effizienterer Lieferantenwechsel

Weitere Einsparungen für den Netzbetreiber entstehen mit der Automatisierung und Vereinfachung der Wechselprozesse die durch eine adäquate Umsetzung von Smart Metering realisiert werden. Exakte Kundeninformationen, stichtaggenaue Verfügbarkeit der Daten, genaue Lokalisierung des Zählers mit allen relevanten Parametern wie Zählerstand und Verbrauchswerte ermöglichen das Zustandekommen von Einsparungen. Ein effizienterer Wechselprozess reduziert die Anzahl von Kundenanfragen aufgrund fehlerhafter Wechselprozesse. Der zeitliche Aufwand für die Bearbeitung von fehlerhaften Wechseln wird mit 0,17h pro Zähler bewertet.[43] Die Kosten eines Back Office Mitarbeiters werden mit einem durchschnittlichen Stundensatz von EUR 30 bewertet.[44] Dieser Wert beinhaltet einerseits die Personalkosten eines Mitarbeiters sowie sonstige Back-Office Kosten.

39 vgl. Haag, Tschirschky, Meister, „Smart Metering – ‚Missing link' für den Umbau der Energiewirtschaft? Ergebnisse einer Studie der Utilities Practice", abrufbar unter: http://www.atkearney.de/content/veroeffentlichungen/whitepaper_practice.php/practice/energie/id/50439
40 Siehe Abschnitte 5.1.1 und 5.4.9 für Details.
41 Quelle: SenterNovem, "Recommendation – Implementing smart metering infrastructure at small-scale cus-tomers", 2005
42 Quelle: GSNT-VO, download unter: http://www.e-control.at/portal/page/portal/recht/bundesrecht/gas/verordnungen
43 Quelle: SenterNovem, "Recommendation – Implementing smart metering infrastructure at small-scale customers", 2005
44 Quelle: SenterNovem, "Recommendation – Implementing smart metering infrastructure at small-scale customers", 2005

Der Gesamteffekt eines effizienteren Lieferantenwechsels wird zu zwei Drittel dem Netzbetreiber und einem Drittel dem Energielieferanten zugerechnet. Die Verteilung zwischen dem Energielieferanten und dem Netzbetreiber basiert auf einer Abschätzung im Zuge der Studie von SenterNovem, die dieselbe prozentuelle Verteilung ausweist.

5.4.3 Fehlerhafte Messungen

Ein weiterer positiver Effekt ist der geringere administrative Aufwand, aufgrund der Reduktion von fehlerhaften Ablesungen (Selbstablesung durch Kunden oder Ablesung durch Netzbetreiber). Auf Basis der Vergleichsstudie von SenterNovem wurden 0,75 Anrufe pro Zähler ermittelt, die beim Back Office des Netzbetreibers jährlich wegen fehlerhafter Messungen eingehen. Dieser Wert wurde aus einer Bandbreite von 0,5 bis 1 Anruf pro Zähler pro Jahr abgeleitet. Der Anteil von Anrufen, der einen administrativen Aufwand verursacht, beträgt 33,0%. Aufgrund der zuverlässigeren Datenlage durch Smart Metering wird von einer Reduktion der Anzahl der Anrufe pro Jahr und Zähler um 50,0% ausgegangen. Für einen Anruf der einen administrativen Arbeitsaufwand nach sich zieht, wird eine Bearbeitungsdauer des Back-Office Mitarbeiters von 0,25h festgelegt. Die Arbeitsstunde eines Back-Office Angestellten wird mit EUR 30 bewertet.[45]

5.4.4 Netzverluste

Die durch die Einführung von Smart Metering effizientere operative Planung und Prognose der zu transportierenden Energiemengen verbessern vorrangig das Load-Management eines Netzbetreibers. Um diesem Aspekt Rechnung zu tragen, wurde eine verbesserte Prognosequalität der Netzverluste von 2,5% zu Grunde gelegt.[46] Dieser Wert reduziert die durchschnittlichen Netzverluste bei Strom von 4,4% und bei Gas von 1% um 2,5%.[47] Der Wert von 2,5% bleibt über den Modellzeitraum konstant und wurde als eine Abschätzung aus dem Peak/Off-Peak-Effekt, der ebenfalls 2,5% beträgt, abgeleitet.

5.4.5 Kosten für Smart Metering – Investitionen und Betrieb

Durch die Implementierung von Smart Metering werden Investitionen beim Netzbetreiber ausgelöst. Die Höhe dieser Investitionen richtet sich sowohl nach den Kosten für einen Zähler als auch nach dem Einführungsgrad. Die Kosten eines Zählers hängen wiederum von den geforderten Funktionen ab. Die spezifischen Anforderungen an die intelligenten Zähler werden im Abschnitt 5.6.2 im Detail beschrieben.

Im Rahmen dieser Studie wurde von folgenden Preisen für intelligente Zähler ausgegangen:[48]

- im Fall von Strom EUR 85 und
- im Fall von Gas EUR 100.

45 Für die Werte in diesem Absatz diente als Quelle vorrangig: SenterNovem, “Recommendation – Implementing smart metering infrastructure at small-scale customers”, 2005

46 Diese Annahme beruht auf den weiter oben angeführten Werten zur Peak/Off-Peak-Verschiebung.

47 Quelle: E-Control, http://www.e-control.at/de/statistik/strom/betriebsstatistik/berichtsjahr-2008 bzw. http://www.e-control.at/de/statistik/gas/betriebsstatistik/betriebsstatistik2008.

48 Quelle: Frontier Economics, “Research into the costs of smart meters for electricity and gas DSOs”, 2008 bzw. LBD, „Handlungsempfehlungen für einen wirtschaftlichen Messstellenbetrieb”, 2009

In beiden Fällen sind die Kosten für das Kommunikationsmodul des Zählers (M-Bus und je nach der Kommunikationstechnologie, PLC, GPRS, oder Funk) bereits enthalten.
Für die Eichungen bei den Stromzählern müssen über die eigentlich installierte Menge hinaus Zähler in Reserve gehalten werden. Der Vorrat für die Eichungen wird mit 2,5% der gesamten Zähler bemessen.[49] Dieser Wert errechnet sich aus einer Losgröße von 3.200 Stück, wovon 80 Stück als Stichprobe gezogen werden. Die erste Eichung wird nach 8 Jahren fällig. Danach wird in Abständen von 5 Jahren geeicht. Somit fallen bei einer Lebensdauer von 15 Jahren zwei Eichungen an.[50]

Beim Gaszähler entspricht die Lebensdauer von 12 Jahren[51] exakt der Eichdauer.[52] Somit sind dort keine Nacheichungen für den Berechnungszeitraum erforderlich.

Die Smart Meter haben – wie auch die Ferrariszähler - im Betrieb einen Eigenverbrauch an Strom. Diese Stromverbrauchskosten wurden auf Basis eines Gesamtverbrauchs pro Stromzähler von 15,76 kWh, welcher sich aus 7 kWh Zählerverbrauch und 8,76 kWh Verbrauch für die Telekommunikation (je nach Technologie, PLC-, Funk- oder GPRS -Modem) zusammensetzt, ermittelt.[53] Der Stromverbrauch des Zählers und der Telekom-munikation fallen beim Netzbetreiber unter die Netzverluste. Für Strom sind dies 1.374 GWh beim Szenario 2, welches 95% an Smart Meter von 2011 bis 2015 einführt. Für die Gaszähler wurde kein Eigenverbrauch von Strom berücksichtigt, da diese mit Batterie betrieben werden. Der Stromverbrauch der Telekommunikation bei Gas beträgt 127 GWh beim Szenario 2, welches die Implementierung von 95% intelligenten Gaszählern von 2011 bis 2017 analysiert. Diese Menge wird ebenfalls als Netzverluste des Netzbetreibers behandelt.

Neben dem Stromverbrauch fallen für den Stromzähler EUR 4 und für den Gaszähler EUR 2 an Wartungskosten an.[54] Der Wert bei Gas ist niedriger als jener bei Strom, da die Lebensdauer von 12 Jahren der Eichdauer entspricht und somit keine Eichkosten in den Wartungskosten berücksichtigt werden müssen. Bei Strom sind hingegen neben Instandhaltungskosten auch die Eichkosten enthalten.

5.4.6 Installationskosten

Die Installationskosten wurden mit EUR 30 (Strom) und EUR 50 (Gas) festgelegt.[55] Diese Werte beinhalten die Kosten im Zuge der Montage, den Lizenzen, der Implementierung des Systems und den aliquoten Projektkosten (z.B. Schulungen der Mitarbeiter). Diese Kosten werden dem Kunden nicht verrechnet.

---

49 Siehe: Nacheichverordnung BGB 62/1999
50 Siehe: Maß- und Eichgesetz, BGB 152/1950 – Novellen, § 15 Z 6 und § 18 Z 3 51
Quelle: Frontier Economics, “Research into the costs of smart meters for electricity and gas DSOs”, 2008 bzw. Sustainability first, “Smart Meters in Great Britain the next steps”, 2007
52 Quelle: Maß- und Eichgesetz, BGB 152/1950 – Novellen, § 15 Z 8
53 Quelle: DECC, “Impact assessment of a GB-wide smart meter roll out for the domestic sector”, 2009
54 Quelle: Frontier Economics, “Research into the costs of smart meters for electricity and gas DSOs”, 2008 bzw. LBD, “Handlungsempfehlungen für einen wirtschaftlichen Messstellenbetrieb”, 2009
55 Quelle: LBD, „Handlungsempfehlungen für einen wirtschaftlichen Messstellenbetrieb”, 2009 bzw. Frontier Economics, “Research into the costs of smart meters for electricity and gas DSOs”, 2008

EUR 30 für Strom wurden aus einer Bandbreite von EUR 15 bis EUR 60 abgeleitet. Die Installationskosten für die Gaszähler ergeben sich aus einer Bandbreite von EUR 25 bis EUR 70.[56] Der höhere Wert bei Gas ergibt sich vor allem daraus, dass der Einbau eines Gaszählers mehr Arbeitszeit und Schulung benötigt, als die Installation eines Stromzählers.

Die Einführung von Strom- und Gas Smart Meter sollte zeitlich aufeinander abgestimmt sein, denn ein Einbauprozess, der nicht strukturiert erfolgt und ein mehrmaliges Anfahren notwendig macht, erhöht die Montagekosten bzw. reduziert nachhaltig die Synergiepotenziale. Dabei muss angemerkt werden, dass ein Monteur für Stromzähler grundsätzlich keine Gaszähler installieren darf, wenn nicht die entsprechende Ausbildung vorliegt.

5.4.7 Datenzentrum und Datenkonzentrator

Durch die Zunahme der Anzahl der Messwerte fallen neue Kosten im Messdaten Management und in der Abrechnung (Billing) an. Die Daten der Strom Smart Meter werden viertelstündlich und im Gas Smart Meter stündlich im Zähler abgespeichert und einmal täglich an den Netzbetreiber automatisch übersendet. Darüber hinaus muss es möglich sein, dass auf Anfrage des Kunden die aktuellen Verbrauchsdaten aus dem Zähler auszulesen sind. Es werden in dieser Studie allerdings keine Vorgaben über Mindestgeschwindigkeit dieser Datenübermittlung getroffen – d.h., dass die Datenübermittlung nach „bester Möglichkeit“ und vorhandener Geschwindigkeit mit der verfügbaren Datenübermittlungstechnologie erfolgen soll. Beim Netzbetreiber muss dafür ein entsprechendes IT-System aufgebaut werden.

Ein durchschnittlicher Server kann 30.000 Smart Meters bedienen.[57] Dies wurde auf Basis eines monatlichen Datenvolumens der Zählwerte pro Zähler von ca. 1 MB ermittelt. 300 Byte fallen pro Messwert für ca. 2.880 Werte je Monat – also 15 Minuten-Werte für 30 Tage – an.

Bezüglich der Serverleistungen wurde eine Datenvorhaltung von 36 Monaten vorausgesetzt.[58] Diese Datenvorhaltung erhöht die notwendige Speicherkapazität. Bei Betrachtung der vier Szenarien zeigt sich, dass bei den Szenarien 1 bis 3 mit einem Einführungsgrad von 95% es in Summe zu einer Anschaffung und Implementierung von ca. 700 Servern für Stromdaten und ca. 160 Servern für Gasdaten kommt. Bei Szenario 4 mit einem Einführungsgrad von 80% werden für die Speicherung von Stromdaten 615 Server und für Gasdaten 140 Server über den Modellzeitraum benötigt.

Die Investitionskosten für Server, inklusive deren Implementierungskosten in das bestehende IT-Umfeld, wurden pro Server mit EUR 30.000 festgelegt.[59] Die Softwarekosten wurden mit EUR 20.000 pro Server bewertet und alle weiteren Kosten wurden unter den sonstigen IT-Kosten von EUR 8.148 pro Server zusammengefasst.[60] Die Personalkosten im Datenzentrum betragen EUR 14.800 pro Server und pro Jahr.[61] Die operativen Kosten wurden mit

56 Anmerkung: Die Bandbreiten wurden den im Anhang zitierten Studien von LBD, Frontier Economics, CRA International, Sustainability First und SenterNovem entnommen.
57 Quelle: eigene Berechnungen PwC - Durchschnittswerte aus vergleichbaren Standardnetzbetreibern. – sowie SenterNovem, “Recommendation – Implementing smart metering infrastructure at small-scale customers”, 2005
58 Anmerkung: Annahme auf Basis der üblichen Vorhaltedauern bei der Telekommunikation.
59 Quelle: eigene Berechnungen PwC – Durchschnittswerte aus vergleichbaren Standardnetzbetreibern.
60 Quelle: eigene Berechnungen PwC – Durchschnittswerte aus vergleichbaren Standardnetzbetreibern.
61 Quelle: eigene Berechnungen PwC – Durchschnittswerte aus vergleichbaren Standardnetzbetreibern.

15,0% pro Jahr der gesamten Investitionskosten für das Datenzentrum bewertet.[62] Der Stromverbrauch eines Servers mit dazugehöriger Klimaanlage beträgt 13.140 kWh pro Jahr und wird mit dem über den Modellzeitraum jährlich fortgeschriebenen Marktpreis für Strom bewertet.[63]

Für die Übertragung der Daten vom Zähler zum Netzbetreiber werden bei Anwendung von PLC und Funk Datenkonzentratoren benötigt. Ein durchschnittlicher Datenkonzentrator kann die Daten von 100 bis 300 Zählern verarbeiten, komprimieren und an den Netzbetreiber weiterleiten. Die Anschaffungskosten schwanken je nach Installation zwischen EUR 1.000 und EUR 2.000 für einen Datenkonzentrator. Im Kosten-Nutzen-Modell wurden die Mittelwerte von 200 Zählern pro Konzentrator[64] und Investitionskosten von EUR 1.500[65] für einen Konzentrator angesetzt.

Bei Gas wird angenommen, dass für 50,0%[66] der Datenkonzentratoren eine Miete vom Netzbetreiber an den jeweiligen Eigentümer des Gebäudes entrichtet werden muss, da dieser Teil der Konzentratoren nicht bei einer Trafostation des Netzbetreibers untergebracht werden kann. Die Mietkosten wurden mit EUR 100 jährlich angesetzt.[67] Bei Strom können hingegen 100% der Konzentratoren bei den Trafostationen eingebaut werden.

5.4.8 Kommunikationsinfrastruktur

Für die Datenübertragung werden PLC, GPRS und Nahfunk als mögliche Übertragungsvarianten berücksichtigt. Für die Verteilung der Kommunikationsmittel wurde zugrunde gelegt, dass die Stromdaten mit einem Anteil von 70,0% per PLC und 30,0% per GPRS bei beiden Technologiemodellen übertragen werden. Dahingegen werden beim zweiten Technologiemodell die Gasdaten über eine eigene Kommunikationsstruktur mittles Funk ausgelesen. Der Stromverbrauch der Telekommunikation ist bereits beim Stromverbrauch der Zähler berücksichtigt. Für diese Kommunikationsgeräte wurden Investitionskosten und Wartungskosten ermittelt.

In dieser Studie sind im Preis eines Smart Meters die Kosten für ein PLC oder GPRS Modem bereits enthalten. Die folgende Tabelle gibt eine Übersicht über die verschiedenen Technologien der Datenübertragung und der Kosten.

Tabelle 8: Investitionskosten (CAPEX) der Kommunikationsstruktur

CAPEX Modem pro Zähler	in EUR	Quelle	Jahr
PLC Modem pro Zähler (Strom)	14-28	Senter Novem Frontier Economics	2005 2008
GSM/GPRS Modem pro Zähler (Strom)	20-50	Senter Novem Frontier Economics CRA International	2005 2008 2009
Wireless M-BUS, WLAN, ZigBee Modem pro Zähler (Gas)	20-30	Frontier Economics Projekterfahrung PwC	2008 2009

Quelle: PwC Analyse

62 Quelle: SenterNovem, “Recommendation – Implementing smart metering infrastructure at small-scale cus-tomers”, 2005
63 Quelle: eigene Berechnungen PwC – Durchschnittswerte aus vergleichbaren Standardnetzbetreibern.
64 Quelle: eigene Berechnungen PWC – Durchschnittswerte aus vergleichbaren Standardnetzbetreibern.
65 Quelle: LBD, “Handlungsempfehlungen für einen wirtschaftlichen Messstellenbetrieb”, 2009
66 Anmerkung: Annahme wurde auf Basis der Anzahl von Trafostationen von Netzbetreibern abgeleitet.
67 Quelle: eigene Berechnungen PwC – Durchschnittswerte vergleichbaren Standardnetzbetreibern

Für die operativen Kosten wurden folgende Werte bei den Berechnungen berücksichtigt. Bei PLC und Funk sind die Kosten nicht vom übertragenen Datenvolumen abhängig, trotzdem fallen laufende jährliche Kosten für Wartung und Instandhaltung von EUR 0,50 pro Zähler an.[68] Die Datenübertragung per GPRS ist vom Datenvolumen abhängig und verursacht jährliche Kosten von EUR 10,50 pro Zähler.[69] Im Gegensatz zu Strom mit einer viertelstündlichen Speicherung wird bei Gas eine stündliche Speicherung der Zählerwerte vorgenommen. Dieser Unterschied verursacht bei Gas ein geringeres Datenaufkommen. Diesem Umstand wurde bei den Kalkulationen mit einer Reduktion der laufenden Kosten für GPRS von 75,0% Rechnung getragen. Im Vergleich zu PLC und Funk zeigt sich, dass GPRS höhere Betriebskosten aufweist.

Tabelle 9: Betriebskosten (OPEX) der Kommunikationsinfrastruktur (Kosten pro Jahr)

OPEX Kommunikationsstruktur	in EUR	Quelle	Jahr
PLC pro Zähler (Strom)	0,50	Frontier Economics	2008
GSM/GPRS pro Zähler (Strom)	10,50	Sustainabilits First	2007
Wireless M-BUS, WLAN, ZigBee pro Zähler (Gas)	0,50	Frontier Economics	2008

Quelle: PwC Analyse

5.4.9 Webservice und IT Dienstleistungen

Um den Endkunden einen zeitnahen Zugriff auf ihre Verbrauchsdaten zu ermöglichen, sind Webportale vorzusehen. Jeder Netzbetreiber hat seinen Kunden diese Zugriffsmöglichkeit anzubieten.

Weiters muss jeder Netzbetreiber eine standardisierte, offene Schnittstelle anbieten, um anderen Marktteilnehmern bzw. Serviceprovidern die Bereitstellung und ggf. Nutzung der Daten zu ermöglichen. Die Datenspeicherung und auch die Rechteverwaltung bleiben dabei immer in der Hoheit der Netzbetreiber. Die Entwicklung der einheitlichen Schnittstelle und des Datenmodells wurde mit EUR 100.000[70] veranschlagt.

Für die Adaptierung der Systeme und mögliche Performanceerweiterungen wurden pro Netzbetreiber EUR 100.000[71] veranschlagt, wobei bei Strom von 15[72] und bei Gas von 10[73] Netzbetreibern ausgegangen wurde.

Mittels offenen Zugriff auf die dezentralen Daten der einzelnen Netzbetreiber bekommt der Endkunde, aber auch andere Marktteilnehmer die Möglichkeit, auf die Gesamtheit seiner Daten, die möglicherweise bei mehreren Netzbetreibern (Strom, Gas, Wärme) verteilt sind, zuzugreifen. Für den Aufbau solcher Strukturen wird mit Kosten von EUR 100.000[74] gerechnet.

68 Quelle: Frontier Economics, “Research into the costs of smart meters for electricity and gas DSOs”, 2008
69 Quelle: Sustainability first, “Smart Meters in Great Britain the next steps”, 2007
70 Quelle: eigene Berechnungen PwC auf Basis einer Umfrage bei Telekommunikationsunternehmen
71 Quelle: eigene Berechnungen PwC auf Basis einer Umfrage bei Telekommunikationsunternehmen
72 Quelle: http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/strom/marktregeln/allgemeine-bedingungen/ab-verteilnetzbetreiber
73 Quelle: http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/gas/marktregeln/allgemeine-bedingungen/ab-verteilnetzbetreiber
74 Quelle: eigene Berechnungen PwC auf Basis einer Umfrage bei Telekommunikationsunternehmen

Die Verbrauchsverhaltensänderung beim Stromverbrauch im Ausmaß von 3,5% wirkt sich auch beim Netzbetreiber aus. Diesem Effekt wird entsprechend Rechnung getragen, indem die mengenmäßige Verbrauchsreduktion von 3,5% vom Gesamtstromverbrauch der drei Verbrauchergruppen berechnet wird. Diese errechneten Werte werden mit den Entgelten eines Netzbetreibers für Netznutzung, Netzverlust und Messleistung bewertet. Die Entgelte eines Netzbetreibers wurden für Strom mit dem Anteil von 31,5%[75] Durchschnittswert für alle drei Verbrauchsgruppen – Basis Netzebene 7, vom jeweiligen Endverbraucherpreis eines Haushaltes, Gewerbes und Landwirtschaft berechnet.

Bei Gas wurde die mengenmäßige Verbrauchsreduktion von 7,0% vom Gesamtgasverbrauch der drei Verbrauchergruppen ermittelt und mit den Entgelten eines Gasnetzbetreibers für Messleistungen, Ablesung und Netznutzung von 27,0%[76], Durchschnittswert für alle drei Verbrauchsgruppen, bewertet. Ebenso wurden hier die jeweiligen Entgelte mit den Endverbraucherpreisen der drei Verbrauchergruppen ermittelt.

5.5 Versorger bzw. Energielieferant

Auch die Strom- und Gaslieferanten zählen zu jenen Marktteilnehmern, die nachhaltig von der Einführung von Smart Metering betroffen sind. Neben den Parametern, die in weiterer Folge beschrieben werden und in die Kosten-Nutzen-Analyse einfließen, bieten sich gerade für Energielieferanten noch zusätzliche Möglichkeiten im Rahmen von Smart Metering. Zu diesen zukünftigen Aspekten zählen verbrauchsorientierte und kundenspezifische Angebote wie Energiedienstleistungen und -beratungen, Geschäfts- und Tarifmodelle, etc. Damit profitieren auch die Versorger bzw. Lieferanten nachhaltig von der österreichweiten Einführung von Smart Metering. Im nun folgenden Abschnitt werden jene Parameter erläutert, die in die Berechnungen der Kosten-Nutzen-Analyse einfließen:

- „Back Office“ und Servicestellen
- Ausgleichsenergieaufwand
- Rechnerische Ermittlung des Zählerstandes
- Peak/Off-Peak-Verschiebung

5.5.1 „Back Office“ und Servicestellen

Ein effizienterer Anbieterwechsel verringert den zeitlichen Aufwand für Kundenanfragen aufgrund fehlerhafter Wechselprozesse. Die jeweiligen Parameter wurden beim Netzbetreiber bereits erklärt, ein Drittel des Gesamteffekts wird dem Energielieferanten zugerechnet.

Ein weiterer positiver Effekt ist die Reduktion von fehlerhaften Rechnungen, aufgrund von einer verbesserten Informationslage. Es wird dabei von einer Reduktion der Kundenanrufe im „Backoffice“ der Versorger von 50,0% ausgegangen.[77] Der administrative Aufwand für Anrufe wurde mit 0,25h pro

75 Siehe Abbildung 3
76 Siehe Abbildung 4
77 Quelle: DECC, “Impact assessment of a GB-wide smart meter roll out for the domestic sector”, 2009 bzw. SenterNovem, “Recommendation – Implementing smart metering infrastructure at small-scale customers”, 2005

Anruf bewertet, wobei 0,50 Anrufe pro Zähler und Jahr beim Lieferanten eingehen.[78]

5.5.2 Ausgleichsenergieaufwand

Durch die verbesserte Informationslage für den Energielieferanten bezüglich des Verbrauchs seiner Kunden, kann eine bessere Abschätzung der benötigten Ausgleichsenergie getroffen werden, da der Energielieferant mit Hilfe von Smart Metering den Kundenbedarf (Lastprofil) wesentlich genauer abschätzen kann. Um diesen Umstand entsprechend zu berücksichtigen, wurden die durchschnittlichen Ausgleichsenergiekosten abzüglich der Marketmakerkosten für Strom in den Jahren von 2007 bis 2009 ermittelt. Diese Kosten des Ausgleichsenergieaufwandes werden um 4,0% reduziert. Die Reduktion geht als Nutzen in das Modell ein.[79]

Bei Gas wurden die Ausgleichsenergiekosten mit der Gesamtmenge von 948.000 MWh[80] erhoben und dem ermittelten Durchschnittspreis für Ausgleichsenergie aus dem Jahr 2008 von EUR 27 pro MWh[81] bewertet. Die Ausgleichsenergiekosten werden wie bei Strom um 4,0% reduziert und der monetäre Wert der Reduktion fließt als Nutzen in das Modell ein.

5.5.3 Rechnerische Ermittlung

In Zukunft fällt eine manuelle rechnerische Ermittlung des Zählerstandes weg. Dieser Wegfall wirkt sich auf den Netzbetreiber sowie auch auf den Energielieferanten als zusätzlicher Nutzen aus und wurde somit auch beim Lieferanten entsprechend berücksichtigt. Für den Lieferanten entfällt der administrative Aufwand für die Bonus/Malus Rechnungslegungen am Ende eines Jahres. Für diesen Aufwand aus der manuellen Berechnung wurden EUR 1 pro Zähler pro Jahr angesetzt. Dieser Wert wurde aus den Geschäftsberichten abgeleitet.[82]

5.5.4 Individuelle Kundenangebote durch Spitzenlastverschiebung (Peak/Off-Peak)

Eine Peak/Off-Peak Verschiebung von 2,5% betrifft auch den Energielieferanten. Dieser kann durch die Gestaltung von unterschiedlichen Tarifen (Hochlast, Niederlastzeiten) den Kunden spezifischere Angebot legen und entsprechend auch sein Beschaffungs- (und eventuell Erzeugungsportfolio) effizienter steuern und nutzen. Im Modell werden ¾ des Peak/Off-Peak Gesamteffekts[83] dem Stromlieferanten zugerechnet.[84]
Für die erhöhte Anzahl an Zählerwerten kann von einer größeren Menge an zu verarbeitenden Daten für den Versorger ausgegangen werden. Dafür bedarf es einer Erweiterung der bestehenden IT-Systeme. Die IT-Kosten für den Energielieferanten bestehen aus Kosten für Server, Software, Implementierung und sonstige IT. Von den gesamten berechneten IT-Kosten die für die Implementierung von Smart Metering anfallen, wurde die Annahme getroffen, dass dem Lieferanten ein Anteil von 10,0% zugerechnet werden kann.

78 Quelle: SenterNovem, “Recommendation – Implementing smart metering infrastructure at small-scale cus-tomers”, 2005
79 Anmerkung: 4 % wurden für eine höhere Prognosegenauigkeit angenommen
80 Quelle: AGCS Austrian Gas Clearing & Settlement + 20 % Aufschlag für die Regelzonen Tirol und Vorarlberg, 2008
81 Quelle: AGCS Austrian Gas Clearing & Settlement, 2008
82 Quelle: eigene Berechnungen PwC auf Basis von Geschäftsberichten von Netzbetreibern und Lieferanten.
83 Quelle: SenterNovem, “Recommendation – Implementing smart metering infrastructure at small-scale customers”, 2005
84 Anmerkung: dieser Effekt wurde bereits im Abschnitt 5.1.4 zu den Endkunden erläutert. Für Gas wurde im Modell keine Peak/Off-Peak Verschiebung berücksichtigt.

Die Verbrauchsverhaltensänderung des Endverbrauchers auf Basis der Energieeffizienzannahmen wirkt zu einem Teil auch auf den Energielieferanten. Die im Abschnitt zum Endverbraucher angeführte Reduktion des Stromverbrauches um 3,5 % bzw. 7,0 % bei Gas, reduziert natürlich die Nachfrage beim Lieferanten. Diesem Effekt wird Rechnung getragen, indem die Verbrauchsreduktion von 3,5%, berechnet vom Gesamtverbrauch der drei Verbrauchsgruppen, mit dem jeweiligen Energiepreis bewertet wird. Der Energiepreis selbst wurde für Strom mit dem Anteil von 39,2%[85] vom jeweiligen Endverbraucherpreis eines Haushaltes, Gewerbes oder Landwirtschaft ermittelt. Ähnlich ist die Vorgangsweise bei Gas. Die eingesparte Menge am Gesamtgasverbrauch der drei Verbrauchergruppen von 7,0% wird mit dem jeweiligen Energiepreis für Gas der drei Gruppen bewertet. Dieser Energiepreis hat einen Anteil von 47,3%[86] am jeweiligen Endverbraucherpreis von Haushalte, Gewerbe und Landwirtschaft.

5.6 Das Technologiemodell

Im vorliegenden Kapitel wird der Aufbau der Datenübertragung von den Smart Meter zum Netzbetreiber beschrieben.

5.6.1 Allgemeines zu Smart Metering

Ein Smart Meter ist ein digitaler, elektronischer Energiezähler[87], welcher nicht wie herkömmliche Ferrariszähler auf einer elektromechanischen, sondern auf einer digitalen Technologie basiert. Seine Entwicklung wurde durch die ständigen Verbesserungen in den Bereichen der Kommunikations- und Computertechnologie möglich. Diese neuartigen Zählertypen sind für die leitungsgebundenen Energiearten Strom, Gas, Fern-/Nahwärme aber auch für den Wasserbereich verfügbar. Im Gegensatz zu den Ferrarisz ählern machen Smart Meter die Ablesung vor Ort überflüssig, da die Zählerdaten fernausgelesen an den Anbieter übermittelt werden. Dabei kann der Smart Meter sowohl Daten empfangen als auch Daten an das Zentralsystem senden. Der Smart Meter bietet im Gegensatz zu den alten analogen Technologien eine Fülle an nützlichen Zusatzfunktionen, die weit über das bloße Erfassen des Stromverbrauchs hinausgehen. Durch den Smart Meter ist es erstmals möglich, den Kunden zeitnah über seinen tatsächlichen Energieverbrauch zu informieren, flexible Tarifmodelle anzubieten oder den Zähler ganz einfach aus der Ferne ein- oder abzuschalten.

Grundsätzlich wird zwischen zwei verschiedenen Formen von intelligenten Zählern unterschieden:

- **Automated Meter Reading**, oder AMR, bezeichnet Systeme die nur das Auslesen von Zählerdaten über eine Kommunikationsinfrastruktur ermöglichen. Man spricht von einer unidirektionalen Kommunikation. Der Nutzen dieser Zähler beschränkt sich daher auf die Reduktion der Ablesekosten (bzw. den Wegfall der manuellen Ablesung). Die zahlreichen potentiellen Vorteile die ein Smart Metering System den Kunden und dem gesamten Marktsystem bringen können, sind mit der Implementierung eines reinen AMR-Systems nicht zur Gänze realisierbar.

85 Quelle: E-Control, Durchschnittswert Tarifkalkulator, gewichtet mit ECG Marktstatistik 2008
86 Quelle: E-Control, Durchschnittswert Tarifkalkulator, gewichtet mit ECG Marktstatistik 2008
87 Anmerkung: bei Gas auch mechanische Zähler mit analoger Anzeige mit einer elektrischen Übertragung

- **Automated Meter Management**, oder AMM, definiert Systeme die eine Zwei-Wege-Kommunikation als Grundlage haben. Einerseits können Zählerwerte ausgelesen werden, andererseits können beispielsweise Tarifinformationen und Steuerungssignale an den jeweiligen Smart Meter gesendet werden. Diese Funktionalität ist dann auch die Basis für die Realisierung umfangreicher neuer Zusatzfunktionen, die durch den Einsatz von Smart Metering an den Kunden weitergegeben werden können.

Im Rahmen dieser Studie und als Ausgangspunkt für die Berechnungen wird die AMM-Technologie verwendet.

5.6.2 Der Mindestanforderungskatalog

Für die effiziente flächendeckende Einführung von Strom und Gas Smart Metering ist ein einheitlicher Anforderungskatalog notwendig. In den folgenden Ausführungen werden die relevanten Details dargestellt.

5.6.2.1 Spartenübergreifende Anforderungen an Smart Metering

Folgende Tabelle 10 zeigt die Anforderungen an Smart Meter, die sowohl für den Strom als auch Gas Smart Meter angenommen wurden.

Tabelle 10: Vergleich der spartenübergreifenden Anforderungen

Anforderungen, die sowohl für den Strom als auch Gas Smart Meter zählen
Bezogene oder eingespeiste Energie ist korrekt und in den festgelegten Verkehrsfehlergrenzen zu messen …
… und im Inneren des Gerätes abzuspeichern.*
Zähler muss mir einer internen Uhr ausgestattet sein, inkl. einer zentral ansteuerbaren, täglichen Synchronisationsfunktion*
Fernsteuerbarkeit ermöglichen
Mindestens vier Datenkanäle bereitstellen*
Status- bzw. Fehlerprotokoll bei Fehlermeldungen versenden*
Verständliche, deutschsprachige, kundenfreundliche Bedienungsanleitung

Quelle: PwC Analyse[88]

Eine mögliche Zusatzfunktion des Empfangens von Software-Updates durch den Zähler wurde nicht als allgemeine Anforderung definiert, da dies aufgrund der hohen Kosten und überproportionalen Komplexität eine Hürde für die Umsetzung darstellt.

5.6.2.2 Spezifische Anforderungen an Strom Smart Metering

Folgende Tabelle 11 zeigt die Anforderungen an die in dieser Studie untersuchten Smart Meters für Strom

88 Anmerkung: Die mit * gekennzeichneten Punkte sind derzeit für Gas nicht möglich.

Tabelle 11: Vergleich der Anforderungen bei Strom Smart Metering

Spezifische Anforderungen an Strom Smart Meter
Erfüllung Eichvorschriften und Einhaltung von Genauigkeitsgrenzen
Zählwerte bzw. Zählerstände, sowi das Datum und den Zeitstempel in einem Intervall von 15 Minuten messen und abspeichern
Eine Speicherkapazität von mindestens 3.840 nicht abrechnungsrelevanten 15-Minuten-Intervallern zu haben
Speicherung der Daten u.a. bei Ausfall der Versorgungsspannung
Mindestens tägliche Erfassung der abrechnungsrelevanten Registerwerte, sowie der 15-Minuten-Werte
Fernsteuerung und -freigabe sowie Leistungsbegrenzung
Informationsdisplay (aktueller Zählerstand, laufende Zeitwerterfassung, aktuelles Zeitfenster; direkt oder manuell darstellbar
Erfassung von Zeitpunkt, Dauer und Anzahl von Versorgungsunterbrechungen und weiteren Spannungsqualitätsparametern
Die Möglichkeit bieten, weitere externe Mengenmessgeräte, z.B. für Gas, Wasser oder Wärme, aufzunehmen und weiterzuleiten

Quelle: PwC Analyse

Die wichtigsten Anforderungen, wie das Speichern der 15 Minuten Zählwerte, die Fernabschaltbarkeit und Leistungsbegrenzung, sowie die Erfassung von Versorgungsunterbrechungen sind Stand der Technik bei allen herkömmlichen Strom Smart Meter, damit sollte eine technische Umsetzung der Anforderungen realisierbar sein.

5.6.2.3 Spezifische Anforderungen an Gas Smart Metering

Folgende Tabelle 12 listet die gestellten Anforderungen an die in dieser Studie untersuchten Smart Meters für Gas auf.

Tabelle 12: Vergleich der Anforderungen bei Gas Smart Meters

Spezifische Anforderungen an Gas Smart Meter
Erfüllung Eichvorschriften und Einhaltung von Genauigkeitsgrenzen
Zählerstände, sowie das Datum und den Zeitstempel in einem Intervall von 60 Minuten abspeichern, inkl. Speicherung der Daten bei möglichen Ausfällen (nur bei digitalen Anzeigen))
Mindestens 1x täglich mit externen Messgeräten, z.B. Smart Meter für Strom oder Datenkonzentratoren, zu kommunizieren
Für Gewerbekunden muss eine Verbindung zu einem PC oder Schaltgerät (Abwurf bei Erreichen eines voreingestellten Wertes) möglich sein

Quelle: PwC Analyse

5.6.3 Zählertechnologie Strom Smart Metering

Im Modell wurde ein Strom Smart Meter mit vier Kommunikationsschnittstellen für die Anbindung von externen Geräten (z.B. Zähler für andere Energiearten), die allesamt auf offenen standardisierten Formaten basieren, berücksichtigt.

Der Strom Smart Meter erfasst die Verbrauchsdaten der Kundenanlage alle 15 Minuten. Dieses Intervall wurde aufgrund der Gegebenheiten des österreichischen Marktmodells und der notwendigen Vorgaben im Sinne der Energieeffizienz gewählt.

Die dem Modell zugrundeliegenden Geräte verfügen zudem über eine elektronische Leistungsbegrenzung und können ferngeschaltet werden. In der vorliegenden Studie wurde grundsätzlich vorausgesetzt, dass der Strom Smart Meter über ein integriertes Kommunikationsmodul mit Unterstützung verschiedener Datenübertragungstechnologien (PLC, GSM/GPRS, usw.) verfügt.

5.6.4 Zählertechnologie Gas Smart Meter

Im Unterschied zum Strom Smart Meter ist der Gas Smart Meter im Rahmen dieser Studie mit nur einer bidirektionalen Kommunikationsschnittstelle ausgestattet. Der Studie wurde zugrunde gelegt, dass der Gas Smart Meter Stundenwerte erfasst, und diese an den Netzbetreiber übermittelt werden. Aufgrund von Sicherheitsbestimmungen, z.B. Explosionsschutz und den räumlichen Gegebenheiten, sind Gas Smart Meter oft im Freien angebracht und es ist schwierig, einen Gas Smart Meter direkt an das Stromnetz anzuschließen. Gas Smart Meter werden daher grundsätzlich aus einer Batterie mit Energie versorgt.

5.6.5 Topologie des Technologiemodells

Die Topologie des Technologiemodells beschreibt, wie die Daten in der vorliegenden Studie vom Smart Meter zum Netzbetreiber übertragen werden. Hinsichtlich der Übertragung der Daten vom Endverbraucher zum Netzbetreiber unterscheidet man zwei Übertragungsarten:

- Bei der Point-to-Point Kommunikation werden die Daten mittels verschiedenen Daten-übertragungstechnologien (Carrier) wie etwa Funk (GSM/GPRS, WLAN) oder kabelgebundenen Technologien (DSL - Digital Subscriber Line, IP, TV-Kabel) direkt zum Netzbetreiber übertragen.

- Eine weitere Möglichkeit des Datentransfers zum Netzbetreiber besteht darin, die Daten mehrerer Zähler per Powerline Communication (PLC) oder Nahfunk zu einem Konzentrator zu übertragen, dort zu bündeln und anschließend an den Netzbetreiber weiter zu senden. Diese Form wird als indirekte Kommunikation (Point-to-Multipoint) bezeichnet.

Die folgenden zwei Abbildungen veranschaulichen die in der Studie verwendeten Technologiemodelle.

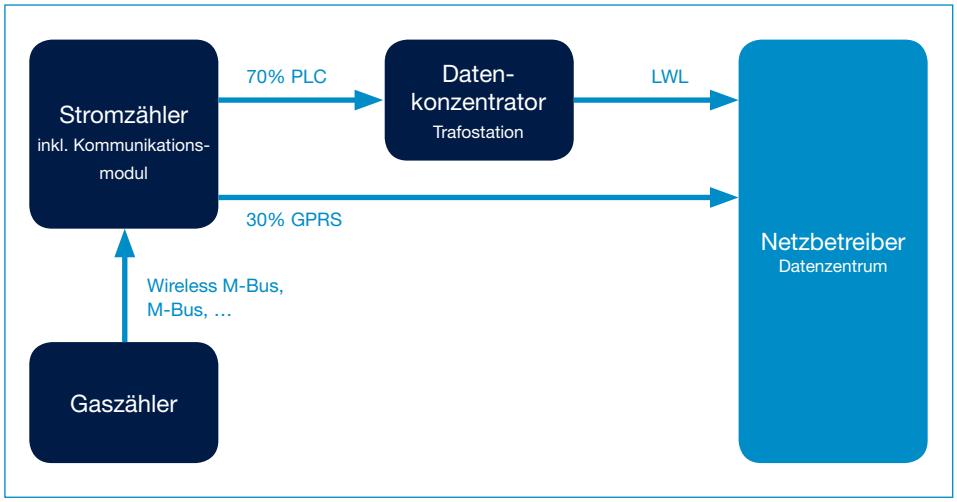
In der ersten Konfiguration sendet der Gaszähler seine Daten an den Stromzähler, welcher ein Kommunikationsmodul für eine Übertragung per PLC oder GPRS enthält. Aufgrund von Erfahrungswerten aus anderen Studien wird angenommen, dass langfristig 70,0% der Daten von Endverbrauchern per PLC zum Datenkonzentrator gesendet werden.[89] Dieser befindet sich in der Regel bei einer Trafostation. Die beim Konzentrator gebündelten Daten werden anschließend über die im Hochspannungsnetz vorhandenen Lichtwellenleiter (Glasfaser) zum Netzbetreiber weitergeleitet. Für 30,0%

89 Quelle: Frontier Economics, “Research into the costs of smart meters for electricity and gas DSOs”, 2008

der Endkunden wird angenommen, dass sie sich in einer Region befinden, die keine PLC Übertragung ermöglicht, da die räumliche Entfernung von der nächsten Trafostation zu groß ist. Dort werden die Daten mittels einer GPRS-Verbindung direkt vom Smart Meter an das Datenzentrum des Netzbetreibers übertragen. Auch dieser Wert geht mit Erhebungen aus Studien von Frontier Economics (30,0%) und SenterNovem (20,0%) einher.

Es gilt zu beachten, dass das erste Technologiemodell zuerst den Einbau von Strom Smart Meter erfordert, da der Gas Smart Meter das Kommunikationsmodul des Strom Smart Meter mitverwendet. Die Daten der Strom- und Gaszähler werden mindestens einmal täglich an den Netzbetreiber übertragen, damit im internen Speicher des Smart Meters genug Speicherkapazität für die Verbrauchsdaten des nächsten Tages vorhanden ist. Dieses Modell wurde als Standard für die Berechnungen herangezogen.

Abbildung 1: Topologie des Technologiemodells mit Synergien



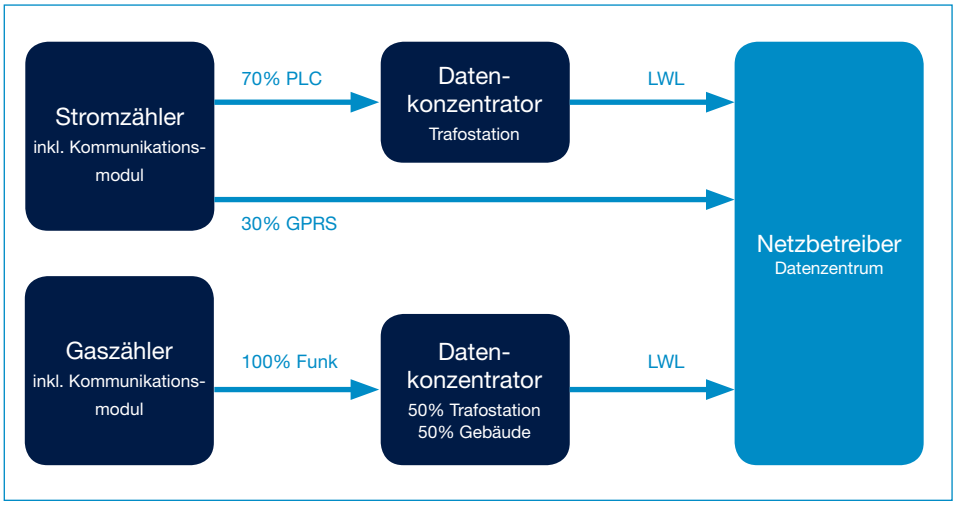
Quelle: PwC Analyse

Das zweite, alternative Technologiemodell ermöglicht eine getrennte Einführung (Roll-Out) von Gas und Strom Smart Metern. Im Gegensatz zur vorhergehenden Topologie können sie zeitlich unabhängig voneinander eingeführt werden, da jeder Zähler ein eigenes Kommunikationsmodul verwendet.
Es wird wiederum vorausgesetzt, dass 70,0% der Strom Smart Meter mit einem Kommunikationsmodul für eine Datenübertragung per PLC ausgestattet sind und die Daten über einen Datenkonzentrator und Lichtwellenleiter zum Netzbetreiber übertragen. 30,0% der Zähler senden ihre Daten per GPRS direkt zum Datenzentrum des Netzbetreibers.

Bei diesem zweiten Technologiemodell werden alle Gas Smart Meter mit einem Kommunikationsmodul ausgestattet, um die Daten kabellos an den Datenkonzentrator zu senden. Es wird vorausgesetzt, dass 50,0% der dafür notwendigen Konzentratoren bei vorhandenen Trafostationen der Netzbetreiber installiert werden können, die restlichen 50,0% werden an Gebäuden angebracht. Dieser Wert wurde aus der Anzahl der Trafostationen von Netzbetreibern abgeleitet. Die gebündelten Daten werden vom Konzentrator zum Datenzentrum des Netzbetreibers mittels Lichtwellenleiter übertragen.

Auch bei diesem Technologiemodell werden die Daten des Gaszählers stündlich erhoben und im internen Speicher zwischengespeichert und einmal täglich übertragen.

Abbildung 2: Topologie des Technologiemodells ohne Synergien



Quelle: PwC Analyse

5.7 Details zur Kosten-Nutzen-Analyse

5.7.1 Direkte und indirekte Auswirkungen

Um eine Vergleichbarkeit zu ermöglichen, werden sowohl alle direkten als auch indirekten Auswirkungen, d.h. Kosten und Nutzen monetär bewertet. Somit können die Gesamtnutzen den Gesamtkosten gegenüber gestellt werden.

Es werden folgende direkten und indirekten Auswirkungen beschrieben:

- Unter direkte Kosten werden alle Investitionskosten für Smart Meter, Server, Datenkonzentratoren sowie alle laufenden Kosten wie Stromverbrauch, Personal für Back Office, Wartungs- und Instandhaltungskosten verstanden.
- Indirekte Kosten charakterisieren sich dadurch, dass sie auf Effekten beruhen, die durch eine Nebenfolge der Einführung von Smart Metering entstehen. Ein Beispiel wäre der Effekt der Verhaltensänderung der Konsumenten. Der verringerte Energieverbrauch des Konsumenten wirkt sich dabei als indirekte Kosten beim Energielieferanten aus.
- Unter direkte Nutzen werden Effekte wie eine verbesserte Prognosequalität, die exakte Abgrenzung von Abrechnungsperioden und damit die Weitergabe von Preisänderungen an die Kunden, der Wegfall der Personalkosten für Zählerablesung, der verringerte Zeitaufwand des Kunden für Anrufe bei den Servicestellen sowie das Wegfallen des Zeitaufwandes für Kunden im Zuge der Zählerablesung verstanden.

- Indirekte Nutzen charakterisieren sich dadurch, dass sie durch eine Nebenfolge der Einführung von Smart Metering entstehen. Ein Beispiel wäre der Nutzen für den Endverbraucher aus der Verhaltensänderung und dem damit einhergehenden geringeren Energieverbrauch. Der effizientere Wettbewerb, die effizienteren Wechselprozesse sowie der Effekt einer Peak/Off-Peak Verschiebung des Verbrauches fallen ebenso unter diese Nutzenkategorie.

Es ist darauf hinzuweisen, dass die in der Studie angeführten Kosten nicht als Basis für mögliche Tarifberechnungen oder Tarifmodelle geeignet sind, da es sich hier um eine volkswirtschaftliche Betrachtungsweise handelt.

5.7.2 Methodologie der Kosten-Nutzen-Analyse

Ziel der Kosten-Nutzen Analyse ist die monetäre Bewertung und Gegenüberstellung aller einer Handlungsalternative zuzuordnenden, gegenwärtigen und zukünftigen Kosten (Nutzen). Dabei werden sowohl die direkten Kosten (Nutzen), wie auch die indirekten Kosten (Nutzen) berücksichtigt. Auf Basis des Nettogegenwartswertes können, dann die Ergebnisse gegenübergestellt werden und die, im Sinne der Kosten-Nutzen Analyse, beste Handlungsalternative ausgewählt werden.

Die vorliegende Kosten-Nutzen-Analyse wurde wie folgt strukturiert:

1. Bestimmung der relevanten Nebenbedingungen
2. Formulierung und Vorauswahl der Alternativen (einschließlich Status quo)
3. Bestimmung von Projektwirkungen
4. Gegenüberstellung der Kosten und Nutzen für die verschiedenen Alternativen
5. Berücksichtigung von Unsicherheit und Risiko
6. Aufstellung einer Rangordnung anhand der Alternativen

5.7.3 Die Szenarien und deren Nebenbedingungen

Bei der Kosten-Nutzen-Analyse gibt es Rahmenbedingungen, die den Betrachtungsraum einschränken. Neben den rechtlichen Rahmenbedingungen[90] beeinflussen die folgenden Parameter das Ergebnis:

- Modelldurchrechnungszeitraum
- Roll-Out-Periode
- Einführungsgrad an Smart Meter
- Betriebsperiode
- Vorlaufphase

Das Modell rechnet ab dem Jahr 2011 die Kosten und Nutzen für das jeweilige Szenario durch. Die Roll-Out-Periode und die Höhe des Einführungsgrades werden von den jeweiligen Szenarien bestimmt. Im Modell wird im Jahr 2011 eine einjährige Implementierungsphase vorausgesetzt,

90 Siehe Ausführungen in Abschnitt 4.

währenddessen die Implementierung der für den Betrieb nötigen Infrastruktur erfolgt. Die Inbetriebnahme erfolgt ab dem Jahr 2012. Die Fristen für den Modellzeitraum basieren auf der Lebensdauer der intelligenten Strom- und Gaszähler.

Die Kosten-Nutzen-Analyse wird für insgesamt vier verschiedene Szenarien durchgeführt:

- Szenario I: Einführungsgrad Strom Smart Meter und Gas Smart Meter 95%, der Einführungszeitraum wird von 2011 bis 2017 festgelegt.
- Szenario II: Einführungsgrad Strom Smart Meter und Gas Smart Meter 95%, wobei Strom Smart Meter von 2011 bis 2015 und Gas Smart Meter von 2011 bis 2017 eingeführt werden.
- Szenario III: Einführungsgrad Strom Smart Meter und Gas Smart Meter 95%, wobei Strom Smart Meter von 2011 bis 2017 und Gas Smart Meter von 2011 bis 2019 eingeführt werden.
- Szenario IV: Einführungsgrad Strom Smart Meter und Gas Smart Meter 80%, der Einführungszeitraum wird von 2011 bis 2020 festgelegt.

Grundsätzlich wird zum Zwecke der Analyse in dieser Studie angenommen, dass der Einbau von Smart Metern sich linear auf die Einführungsperiode verteilt. Somit wird jährlich derselbe prozentuelle Anteil an Neuinstallationen durchgeführt. Neben dem Austausch der bestehenden Zähler, wird zusätzlich ein jährliches Wachstum von Zählern für Strom und Gas mit jeweils 1,6%[91] berücksichtigt.

Für alle Szenarien werden für die Bestimmung der Synergiepotenziale noch folgende Varianten berechnet:

- Getrennte Kommunikation von Strom und Gas Smart Meter, d.h. Gas Smart Meter senden die Daten direkt zu einem Datenkonzentrator und nutzen nicht die Kommunikationsmöglichkeit des Strom Smart Meter.
- Gemeinsame Kommunikation, d.h. die Daten vom Gas Smart Meter werden über das Kommunikationsmodul des Strom Smart Meter an den Datenkonzentrator gesendet.

5.8 Energie- und volkswirtschaftliche Parameter

Im folgenden Abschnitt werden weitere wesentliche Parameter beschrieben, die in das Modell Eingang gefunden haben. Die Berechnungen im Modell wurden auf Basis der Zählpunkte für Strom und Gas durchgeführt. Der Großteil der angesetzten Parameter bezieht sich daher immer auf die Anzahl der Zählpunkte der definierten Konsumentengruppen.[92]

Eine grundlegende Basiszahl stellen die in Österreich installierten Strom- und Gaszähler[93] dar, die es zu ersetzen gilt. In den Modellberechnungen wird im Fall von Strom von 5,72 Mio. Zählpunkten ausgegangen, die sich

91 Dieser Wert wurde auf Basis des Gewerbe- und Haushaltswachstums der Jahre 2002-2008 berechnet, (Quelle: Statistik Austria).
92 Siehe Details zu den Konsumentengruppen in Abschnitt 5.1.
93 Die Anzahl der Strom und Gaszähler wurde der „E-Control Markstatistik 2008“ entnommen.

wie folgt auf die einzelnen Kundengruppen aufteilen:
• 4,09 Mio. Haushalt,
• 1,44 Mio. Gewerbe und
• 0,19 Mio. Landwirtschaft.

Analog werden für Gas 1,35 Mio. Zählpunkte registriert, die sich wiederum entsprechend der Kundengruppen folgend aufteilen: [94]
• 1,28 Mio. Haushalt und
• 0,07 Mio. Gewerbebetriebe.

Wie bereits zuvor bei der Szenarienbeschreibung erwähnt, wurde auf Basis der Entwicklung von Haushalten und Gewerbetrieben ein zukünftiges jährliches Zählerwachstum von 1,6% geschätzt.

Als Referenz für den durchschnittlichen Energieverbrauch wurden folgende Werte herangezogen: [95]
• Strom: 4.115 kWh/Jahr für nicht-lastganggemessene Kunden; [96]
• Gas: 18.486 kWh/Jahr. [97]

Weiters wurden im Modell folgende Werte für die jährlichen Wechselraten der Strom- und Gasversorger gewählt:[98]
• Strom: 1,7% der Endkunden;
• Gas: 0,5% der Endkunden.

Um die Effekte auf den Strom- und Gasverbrauch beziffern zu können, wurden als Basiswert jeweils der Gesamtverbrauch für Strom und Gas im Modell wie folgt festgelegt: [99]
• Strom: 55.359 GWh (Endverbrauch - Öffentliches Netz)
• Gas: 93.228 GWh (Erdgasbilanz Österreich – Abgabe an Endkunden).

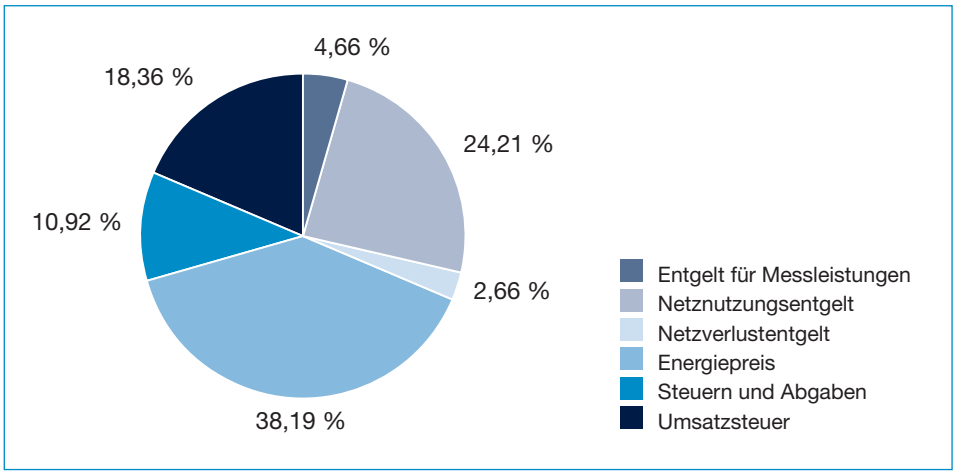
Das zukünftige Verbrauchswachstum wurde mit 1,4% pro Jahr bei Strom und mit 0,8% pro Jahr im Fall von Gas festgelegt.[100]

Bei den nachfolgenden Strom- und Gaspreisen wurde auf Basis der E-Control Marktstatistik[101] und Auswertungen vom E-Control-Tarifkalkulator[102] ein jeweils gewichteter österreichischer Durchschnittspreis ermittelt. Bei den Haushalten wurde der durchschnittliche Strompreis mit EUR 0,194 pro kWh und der durchschnittliche Gaspreis der Haushalte mit EUR 0,075 pro kWh berechnet. Für das Gewerbe ergibt sich ein Strompreis von EUR 0,176 pro kWh und ein Gaspreis von EUR 0,057 pro kWh. Der Strompreis der Verbrauchsgruppe Landwirtschaft findet mit einem Preis von EUR 0,169 pro kWh Eingang in das Modell. Für die Berechnungen des Peak/Off-Peak Effekts wurde auf Basis der Preise des E-Control-Tarifkalkulators ein durchschnittliches Delta von EUR 0,03 pro kWh festgelegt.

94 Anmerkung: die Einteilung der Zählpunkte erfolgt in der Marktstatistik auf Basis der Lastprofile. Dies bedeutet, dass in diesem Fall auch gewerbliche Zählpunkte als Haushalt erfasst werden, sofern diese in ihrem Verbrauchsverhalten einem Haushaltsprofil entsprechen.
95 Quelle: E-Control Marktstatistik 2008, E-Control 2009
96 Hinweis: bezogen auf Kunden mit einem jährlichen Stromverbrauch < 100.000 kWh.
97 Hinweis: bezogen auf Kunden mit einem jährlichen Gasverbrauch < 400.000 kWh.
98 Quelle: Versorgerwechselstatistik der E-Control 2008, E-Control 2009
99 Hinweis: Werte gelten für das Jahr 2008 und wurden http://www.e-control.at/de/statistik entnommen.
100 Quelle: PRIMES Modell der Generaldirektion für Transport und Energie (DG Tren)
101 Siehe: http://www.e-control.at/de/statistik/strom/marktstatistik
102 Siehe: http://www.e-control.at/de/econtrol

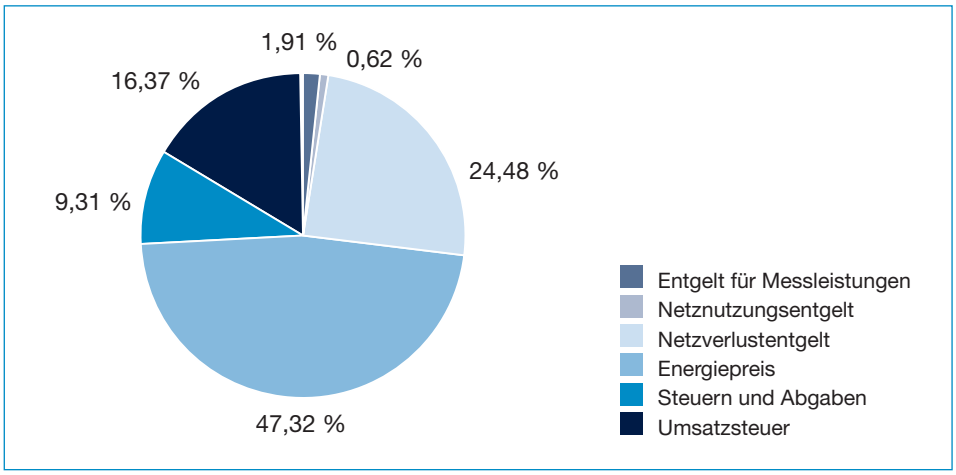
Die anteiligen Komponenten des Endkundenpreises für Haushalte, Gewerbe und Landwirtschaft wurden jeweils über alle Verbrauchsgruppen, nach der gleichen Methodik für Strom und Gas, ermittelt. Die Werte der Verbrauchsgruppe Landwirtschaft flossen nur bei der Erhebung für Strom ein, da die Anzahl der Gaszähler bei dieser Gruppe Null ist. Die zwei folgenden Diagramme stellen die Verteilung der Komponenten für Strom und Gas grafisch dar.

Abbildung 3: Zusammensetzung Strompreis über alle Verbrauchsgruppen



Quelle: PwC Analyse

Abbildung 4: Zusammensetzung Gaspreis über alle Verbrauchsgruppen



Quelle: PwC Analyse

Die Netzverluste wurden mit einem Preis von EUR 0,066 pro kWh bewertet.[103] Dieser Wert errechnet sich aus dem Durchschnitt der Beschaffungspreise der Netzebenen 3 bis 7 für die Jahre 2007 bis 2009. Die Netzverluste für Gas wurden mit einem Wert von EUR 0,027 pro kWh bewertet.[104]
In der volkswirtschaftlichen Betrachtung müssen auch Opportunitätskosten, bzw. nichtmonetäre Posten, berücksichtigt werden. Darunter fällt z.B. der Zeitverlust eines Kunden, wenn dieser aufgrund von Fehlern bei Abrechnungen und Störungen Freizeit verliert. Um diesen Zeitverlust monetär bewerten zu können, wurde der durchschnittliche Stundensatz von EUR 11,92 pro Stunde herangezogen.[105] Der Stundensatz ermittelt sich auf Basis der Lohnsteuerstatistik sowie der Arbeitsmarktstatistik und entspricht den Ausführungen in Abschnitt 5.3.

Auflistung aller Opportunitätsparameter:
- Kundenzeit bei Zählerablesung
- Kundenzeit bei falscher Rechnungslegung
- Kundenzeit bei Anrufe im Call-Center der Netzbetreiber
- Kundenzeit bei Anbieterwechsel
- Verhaltensänderung des Kunden im Konsumverhalten

Darüber hinaus muss für die Kosten-Nutzen-Analyse auch die soziale Diskontierungsrate für die Berechnung des Nettoeffekts festgelegt werden. Dabei wurde direkt der risikolose Zinssatz der Systemnutzungstarif-Verordnung von 4,15% übernommen.[106] Diese Diskontierungsrate liegt im Bereich, der in der Literatur vorgeschlagenen Raten von 2,0% bis 5,0%.[107]

Schlussendlich werden noch die Annahmen bezüglich der Inputparameter zu CO_2 Emission und Zertifikatspreisen getroffen. Die Treibhausgasemissionen wurden für Österreich, bezogen auf das Jahr 2007, mit 88 Mio. t CO_2-Äquivalent in die Modellberechnungen übernommen.[108] Dem Modell wurde das Kyoto-Ziel unterstellt, welches besagt, dass Österreich bis Ende 2013 die Treibhausgasemissionen auf ein Niveau von 68,8 Mio. t reduzieren muss. Ab dem Jahr 2014 wurden die Treibhausgasemissionen auf diesem Wert belassen, obwohl diese Abschätzung als tendenziell konservativ anzusehen ist, da höhere Emissionen im Modell einen höheren Nutzen erbringen würden. Der Preis für CO_2-Zertifikate wurde nach dem EUA Wert der EEX aus der Vergangenheit mit durchschnittlich EUR 15,70 je Tonne CO_2 ermittelt, und entsprechend über den Modellzeitraum inflationiert.

103 Erfolgte auf Basis: Erläuterungen SNT Verordnung – letzte drei Jahre – Netzebene 3-7, Beschaffungsprei-se
104 Als Basis diente: AGCS Austrian Gas Clearing & Settlement, Durchschnitt Ausgleichsenergiepreis 2008
105 Basis: Lohnsteuerstatistik, Statistik Austria 2009
106 Quelle: Erläuterungen GSNT VO 2010 bzw. Erläuterungen SNT VO 2010 – download unter: http://www.e-control.at/portal/page/portal/recht/bundesrecht/gas/verordnungen bzw. http://www.e-control.at/de/recht/bundesrecht/strom/verordnungen
107 Beispielsweise in: Boardman, „Cost Benefit Analysis: Concepts and Practice“, third edition, 2006
108 Quelle: Umweltbundesamt, „Klimaschutzbericht 2009“, 2009

5.8.1 Parameter für die Smart Meter

Für die Smart Meter wurden folgende Inputwerte definiert:

- Die Lebensdauer eines intelligenten Smart Meter für Strom wurde mit 15 Jahren festgelegt, jene der Gaszähler mit 12 Jahren.[109]

- Die Eichdauer für einen Strom Smart Meter wurde mit 8 Jahren[110] und für Gas mit 12 Jahren[111] definiert. Die Lebensdauer beim Gasmeter entspricht jener der Eichdauer. Dahingegen muss der Strommeter zumindest zweimal während der Lebensdauer nachgeeicht werden.

- Die erste Eichung erfolgt bei Strom nach acht Jahren. Danach wird in einem Intervall von fünf Jahren geeicht. Für die Eichung von Smart Metern benötigen die Netzbetreiber einen entsprechenden Vorrat an Ersatzgeräten. Diesem Umstand wurde mit einem Vorratswert von 2,5%[112] der installierten Smart Meter Rechnung getragen.

- Der Eigenbedarf eines Strom Smart Meter wurde mit 7 kWh angenommen. Für die Telekommunikation (Modem) werden weitere 8,8 kWh verbraucht. In Summe ergibt dies einen Verbrauch von 15,8 kWh für ein Strom Smart Meter.[113]

- Der Eigenbedarf für einen Gas Smart Meter wurde mit Null festgelegt. Der intelligente Gaszähler wird mit Batterie betrieben und ist somit nicht in das Stromnetz integriert. Ein Stromverbrauch von 8,8 kWh entsteht, wie beim Strom Smart Meter, durch das Modem.

109 Beispielsweise in: Frontier Economics, „Research into the costs of smart meters for electricity and gas DSOs“, 2008
110 Quelle: Maß- und Eichgesetz, BGB 152/1950 – Novellen, § 15 Z 6 und § 18 Z 3
111 Quelle: Maß- und Eichgesetz, BGB 152/1950 – Novellen, § 15 Z 8
112 Quelle: Nacheichverordnung BGB 62/1999
113 Quelle: DECC, „Impact assessment of a GB-wide smart meter roll out fort he domestic sector“, 2009

5.9 Die makroökonomische Analyse

Für eine umfassende Bewertung, über die Einführung von Smart Metering in Österreich, ist es unerlässlich die makroökonomischen Effekte darzustellen. Dabei werden volkswirtschaftliche Wechselwirkungen auf Basis der Input-Output-Analysen der Statistik Austria abgeleitet.

Die Input-Output-Analyse liefert als Teil der volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung, die Möglichkeit, die wechselseitig verknüpften Liefer- und Bezugsstrukturen der Sektoren einer Volkswirtschaft zu erfassen. Fixer Bestandteil einer solchen Analyse sind die Input-Output Multiplikatoren, welche die wirtschaftlichen Verflechtungen im In- und Ausland offenlegen.

Dabei können durch diese Multiplikatoren[114] die gesamtwirtschaftlichen Effekte einer wirtschaftlichen Aktivität quantifiziert werden. Somit bildet die Input-Output-Analyse die Grundlage zur Berechnung der direkten und indirekten Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte.

Es ist allerdings zu beachten, dass vom Zeitpunkt der Veröffentlichung der neuesten In-put-Output Tabellen[115] bis zum Ende des Modellzeitraums auch strukturelle Veränderungen möglich sind. So ist anzunehmen, dass zum Beispiel durch Wachstum der Arbeitsproduktivität in Zukunft weniger Arbeitsplätze für eine Produktionseinheit notwendig sein werden, als derzeit. Andererseits könnten sich Wertschöpfungseffekte in der Energiewirtschaft bis 2020 auch verstärken.

Insofern ist es trotzdem sinnvoll von den verfügbaren Multiplikatoren auszugehen. So stellt die Input-Output-Analyse als Standardtool[116] einen unerlässlichen Anhaltspunkt für eine volkswirtschaftliche Analyse, nach heutigem Wissensstand, dar.[117]

114 Siehe Kolleritsch E. (2004) „Input-Output-Multiplikatoren 2000“, Statistik Austria.
115 Statistik Austria (2009) Input-Output Tabelle 2005.
116 Vgl Stäglin R. (2005) „Die Input-Output Rechnung als Hilfsmittel der Prognose“, in Mertens P. und Rässler S. (Hrsg.) Prognose, 6. Auflage, Physica-Verlag HD.
117 Anmerkung: Nähere Details zur Input-Output-Analyse sind im Kapitel 6.7 der Studie angeführt.

6 Ergebnisse

Im folgenden Kapitel werden die Auswirkungen einer Einführung von Smart Meter für Konsumenten, Netzbetreiber, Energielieferanten und das Marktmodell im Detail beschrieben.

6.1 Auswirkungen auf die Konsumenten

Für die Kunden wurden folgende Auswirkungen untersucht:
- Energieeffizienzsteigerung
- Individuelle Tarife (Peak/Off-Peak-Verschiebung)
- Verbrauchsänderung und
- Effizienzsteigerung im Service-Bereich (Abrechnung, Lieferantenwechsel, etc.)

6.1.1 Effekte aus der Energieeffizienz

Die folgenden Ausführungen zeigen die Effekte, die sich aus Sicht der Energieeffizienz ergeben und entsprechend den getroffenen Annahmen mit der Einführung von Smart Metering in Verbindung bringen lassen.[118] Zum besseren Verständnis erfolgt eine getrennte Darstellung nach Strom und Gas.

6.1.1.1 Höhere Energieeffizienz im Strombereich

Folgende Inputparameter gehen vorrangig in die Berechnungen der Energieeffizienz ein:

- Energieeinsparung von 3,5%
- Laufende Kundeninformation via Webportal und monatlicher schriftlicher Information.

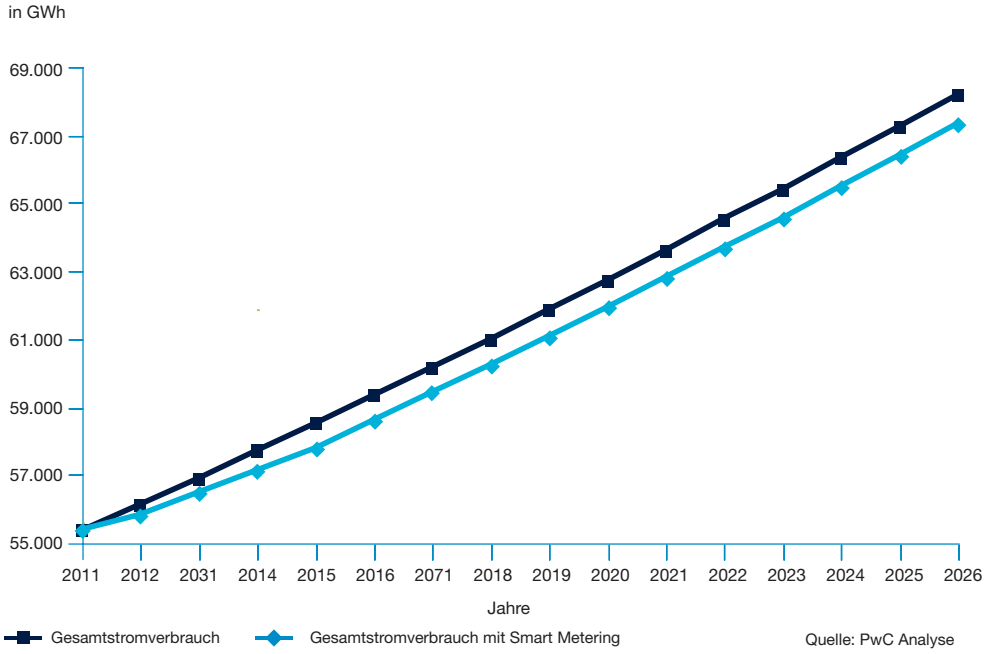
Der volle Einsparungseffekt kommt erst dann zu tragen, wenn in die jeweiligen Szenarien die gesamte vorgesehene Einführungsquote der Smart Meter umgesetzt ist.

Die folgende Abbildung 5 zeigt, als repräsentatives Beispiel, die Stromverbrauchsentwicklung im Szenario 2. Der jährliche Einspareffekt nimmt mit dem Einführungsgrad der Smart Meter zu (siehe grüne Linie). Am Ende der Einführungsperiode (Jahr 2015) entwickelt sich auch die grüne Kurve entsprechend des allgemeinen Trends weiter, da keine zusätzlichen Einspareffekte aufgrund von Smart Metering erwartet werden, bzw. im Modell die Energieeinsparung als Einmaleffekt berücksichtigt wurde.[119] Der in weiterer Folge abgeleitete Nettoeffekt resultiert aus der Summe der jährlichen Differenzen ohne Smart Meter und dem jeweiligen Einführungsszenario von Smart Meter.

Es wurde diese Darstellungsform gewählt, um den Einspareffekt der drei Verbrauchsgruppen Haushalte, Gewerbe und Landwirtschaft in Summe im Vergleich zum österreichischen Endverbrauch zu zeigen. Der Gesamtverbrauch der drei Verbrauchsgruppen beträgt im Szenario 2 über den Modellzeitraum im Durchschnitt 26.676 GWh pro Jahr.

118 Vgl. Ausführungen in Abschnitt 5.1 zur Methodik.
119 Anmerkung: noch einmal sei darauf hingewiesen, dass die Abschätzung der Einspareffekte auf die im Abschnitt 5.1.1 beschriebenen Maßnahmen beruht. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die in Verbindung mit Smart Metering umgesetzten Energieeffizienzmaßnahmen (z.B. Mail- oder SMS-Service, Steuerungs- und Automatisierungselemente) in Zukunft zunehmen werden, und durchaus noch zusätzliche Energieeinsparpotenziale Smart Metering zuordenbar werden.

Abbildung 5: Entwicklung Gesamtverbrauch – Strom



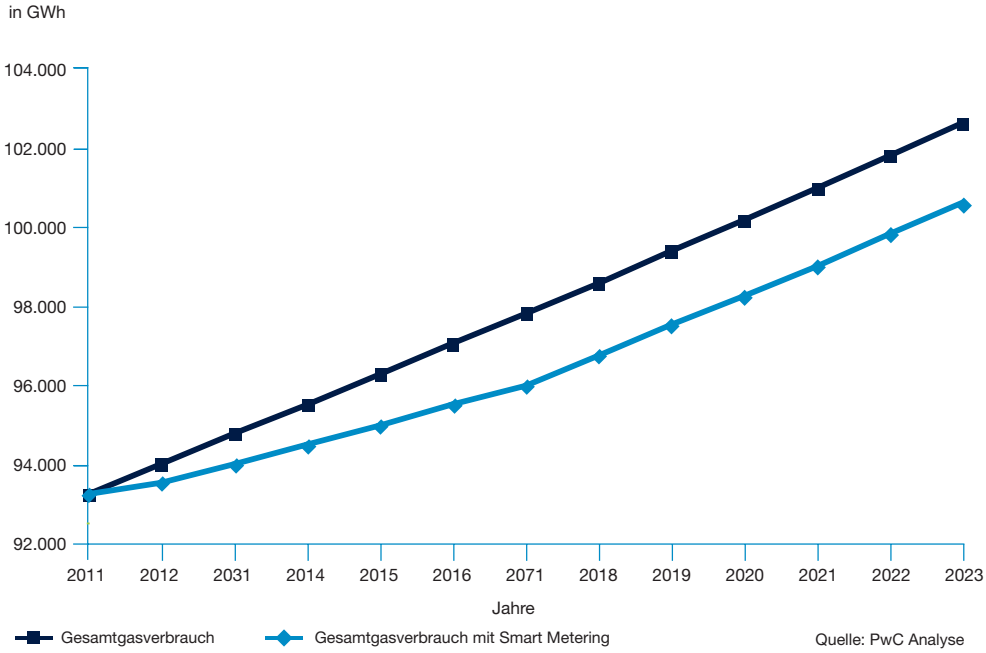
6.1.1.2 Energieeffizienz und Gas

Die Annahmen und Effekte im Gas sind ähnlich wie im Strom – mit einer großen Ausnahme: im Fall von Gas fällt der Eigenverbrauch des Smart Meters weg, da dieser mit Batterie betrieben wird. Ebenso wie bei Strom wird der Verbrauch des im Smart Meter integrierten Modems berücksichtigt. Weiters werden die berechneten Einspareffekte durch den Stromverbrauch der IT-Infrastruktur reduziert.

Die folgende Abbildung 6 zeigt die Entwicklung des Gesamtverbrauchs im Vergleich zum gewählten Szenario 2 über den Zeitraum von 2011 bis 2023. Wie man aus dem Kurvenverlauf erkennen kann, steigt der Einspareffekt kontinuierlich mit dem Grad der Einführung von Smart Metering an (grüne Linie). Am Ende der Einführungsperiode (Jahr 2017) entwickelt sich auch die grüne Kurve entsprechend des allgemeinen Trends weiter. Ebenso wie bei Strom entsteht der volle Einspareffekt erst, wenn der Einführungsgrad von 95% erreicht wurde.

Es wurde diese Darstellungsform gewählt, um den Einspareffekt der drei Verbrauchsgruppen Haushalte, Gewerbe und Landwirtschaft in Summe im Vergleich zum österreichischen Gasverbrauch (Abgabe an Endkunden) zu zeigen. Der Gesamtverbrauch der drei Verbrauchsgruppen beträgt im Szenario 2 über den Modellzeitraum im Durchschnitt 27.535 GWh pro Jahr.

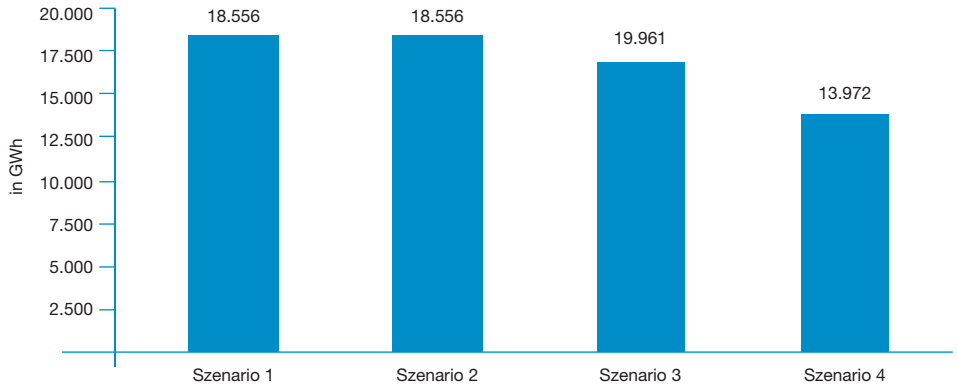
Abbildung 6: Entwicklung Gesamtverbrauch – Gas



Quelle: PwC Analyse

Die folgende Abbildung 7 fasst die Einspareffekte für Gas in allen 4 Szenarien zusammen. Dabei handelt es sich wiederum um die Summe der jährlichen Differenz aus Einsparszenario und erwarteten BAU-Entwicklungspfad. Das Szenario 1 und Szenario 2 weisen denselben Wert aus, weil der Einführungszeitraum von 2011 bis 2017 bei beiden derselbe ist.

Abbildung 7: Einsparwert bei Gas in den 4 Szenarien als Summe über den gesamten Modellzeitraum



Quelle: PwC Analyse

6.1.1.3 Energieeinsparungen – Strom und Gas

Die folgende Tabelle 13 weist den Netto-Einspareffekt für Strom und Gas in Summe aus. Dieser Nettoeffekt in GWh errechnet sich aus der Verbrauchsreduktion der Konsumenten abzüglich des Eigenverbrauchs der Smart Meter und der zusätzlichen IT-Infrastruktur. Weiters ist der Nettoeffekt die Summe der jährlichen Nettoeinsparungen über die gesamte Einführungs-

periode für das jeweilige Szenario. Der durchschnittliche zusätzliche Stromverbrauch über alle Szenarien liegt bei rund 1.500 GWh. Demgegenüber steht eine durchschnittliche Verbrauchsreduktion (wiederum über alle Szenarien) von rund 28.500 GWh. Damit bleibt ein durchschnittlicher Nettoeinspareffekt von rund 27.000 GWh.[120] Durchschnittlich werden damit jährlich rund 2.000 GWh gegenüber dem zu erwartenden BAU-Entwicklungspfad eingespart.

Tabelle 13: Nettoeffekt des Stromverbrauchs in allen Szenarien - gesamter Modellzeitraum

in GWh	Szenario 1 95%, S+G 2017	Szenario 2 95%, S 2015 G 2017	Szenario 3 95%, S 2017 G 2019	Szenario 4 80%, S+G 2020
Verbrauchsreduktion (Strom + Gas)	30.521	31.260	28.914	23.348
Gesamter zusätzlicher Stromverbrauch	1.560	1.647	1.547	1.221
Stromverbrauch Smart Meters	1.419	1.500	1.409	1.109
Stromverbrauch Server- + Klimaanlagen (Strom)	117	123	117	93
Stromverbrauch Server- + Klimaanlagen (Gas)	24	24	22	19
Nettoeffekt in GWh	**28.961**	**29.612**	**27.366**	**22.127**

Quelle: PwC Analyse

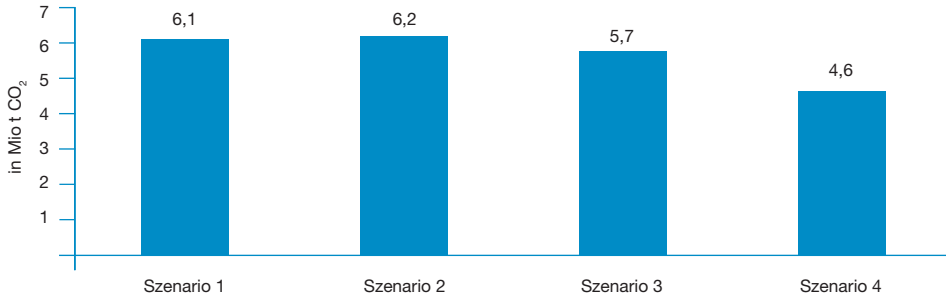
6.1.1.4 Energieeinsparungen und abgeleitete CO_2-Effekte

Die Energieverbrauchsreduktionen bewirken letztendlich auch eine Verminderung der CO_2-Emissionen. Dieser Umstand wird über zwei Ebenen in das Modell integriert:

- direkte Emissionsreduktion beim Endverbraucher durch verringerten Gasverbrauch,[121]
- indirekte Emissionsreduktion beim Endverbraucher durch verringerten Stromverbrauch und damit verminderten Emissionen bei Kraftwerken.[122]

Die Abbildung 8 zeigt die Reduktionspotenziale bei den CO_2-Emissionen in den einzelnen Szenarien. Diese Potenziale liegen, summiert über den Modellzeitraum, für alle Szenarien in einem Intervall von 4,6 bis 6,2 Mio. Tonnen. Monetär bewertet liegen die Einsparungen in einer Bandbreite von EUR 61 Mio. bis EUR 83 Mio.

Abbildung 8: CO_2-Reduktion in allen Szenarien – bezogen auf den gesamten Modellzeitraum



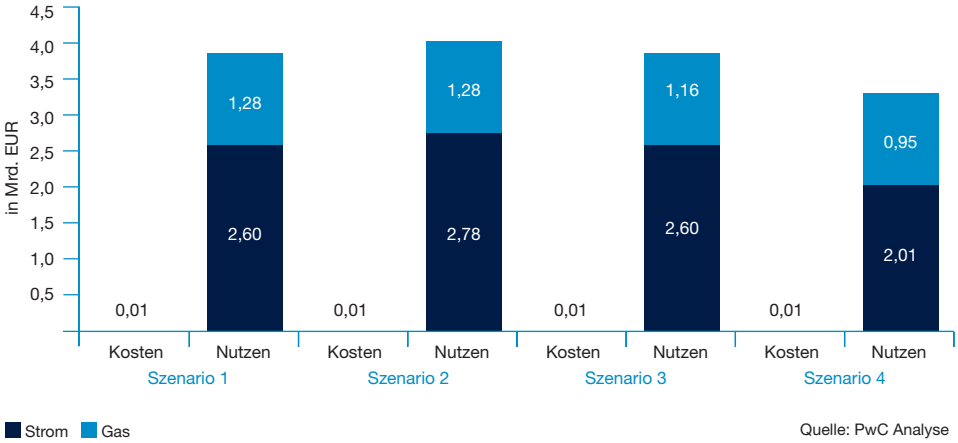
Quelle: PwC Analyse

120 Anmerkung: die geringeren Werte im Szenario 4 resultieren aus der im Vergleich zu den anderen Szenarien geringeren Durchdringungsquote von Smart Metering im Ausmaß von 80%.
121 Dieser Effekt wird mit 210 g/kWh vermindertem Gasverbrauch bewertet.
122 Dieser Effekt wird entsprechend eines repräsentativen österreichischen Stromerzeugungsmixes mit 210 g/kWh verminderten Stromverbrauch bewertet.

6.1.2 Kosten-Nutzen-Szenarienvergleich für die Konsumenten

In allen vier Szenarien sind die Nutzen für die Konsumenten höher als die Kosten, d.h. jede Art der Einführung von Smart Metering ist für die Konsumenten von Vorteil. Beim Konsumenten fallen aufgrund der derzeitigen Regelungen nur Kosten an, wenn es sich um eine Neuinstallation eines Gaszählers handelt. Diese Kosten liegen bei allen Szenarien bei rund EUR 13 Mio. Der monetär bewertete Nutzen liegt zwischen EUR 3 Mrd. und EUR 4 Mrd. Dementsprechend ist der Nettoeffekt für die Konsumenten in allen 4 Szenarien deutlich positiv (vgl. Abbildung 9 bzw. Tabelle 14).

Abbildung 9: Gesamtkosten und Gesamtnutzen für die Konsumenten



Quelle: PwC Analyse

Tabelle 14: Gesamtkosten und Gesamtnutzen für die Konsumenten

Endkunde in TEUR	Szenario 1 95%, S+G 2017		Szenario 2 95%, S 2015 G 2017		Szenario 3 95%, S 2017 G 2019		Szenario 4 80%, S+G 2020	
	Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen
Strom	0	2.595.826	0	2.778.792	0	2.595.826	0	2.014.092
Gas	12.574	1.275.776	12.574	1.275.776	12.574	1.159.293	12.574	952.511
Gesamt	**12.574**	**3.871.601**	**12.574**	**4.054.568**	**12.574**	**3.755.119**	**12.574**	**2.966.603**
Nettoeffekt	**–**	**3.859.028**	**–**	**4.041.994**	**–**	**3.742.545**	**–**	**2.954.029**

Quelle: PwC Analyse

6.1.2.1 Detailergebnis für Strom

Die folgenden Detailergebnisse für Strom zeigen die 4 Szenarien gegliedert nach den Kosten- und Nutzenkomponenten in der Analyse. Die dargestellten Werte in den Analysen für Strom und Gas stellen immer den Gesamteffekt über den Modellzeitraum dar.

Der direkte Nutzen resultiert aus einer verringerten Anzahl an Anrufen bei Servicestellen („Back Offices“) und einer Reduktion des Aufwands bei der Zählerablesung. Monetär bewertet, liegen die Werte der vier Szenarien in einem Intervall von EUR 355 Mio. bis EUR 490 Mio. Der indirekte Nutzen, resultierend aus einem geringeren Verbrauch, einem verstärkten Wettbewerb, einem effizienteren Anbieterwechsel und einer Peak/Off-Peak-Verschiebung des Verbrauchs, liegt in einem Intervall von EUR 1.659 Mio. bis EUR 2.289 Mio.

Dementsprechend ergeben sich Gesamtergebnisse aus der Kosten-Nutzen-Analyse wie in der Tabelle 15 dargestellt.

Tabelle 15: Kosten-Nutzen-Analyse für Endkunden im Bereich Strom

		Szenario 1 95%, S+G 2017		Szenario 2 95%, S 2015 G 2017		Szenario 3 95%, S 2017 G 2019		Szenario 4 80%, S+G 2020	
	in EUR 1.000	Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen
Kosten	Installationskosten Zähler	–	–	–	–	–	–	–	–
	Summe direkter Kosten	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**
	Summe indirekter Kosten	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**
	Kosten gesamt	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**
Direkter Nutzen	Weniger Anrufe im „Back Office“	–	254.277	–	272.199	–	254.277	–	197.292
	Zählerablesung	–	203.421	–	217.760	–	203.421	–	157.834
	Summe direkter Nutzen	**–**	**457.698**	**–**	**489.959**	**–**	**457.698**	**–**	**355.126**
Indirekter Nutzen	Geringerer Verbrauch	–	1.824.231	–	1.952.811	–	1.824.231	–	1.415.414
	Effizienterer Wettbewerb	–	260.604	–	278.973	–	260.604	–	202.202
	Effizienterer Anbieterwechsel	–	624	–	668	–	624	–	484
	Peak/Off-Peak-Verschiebung	–	52.669	–	56.381	–	52.669	–	40.865
	Summe indirekter Nutzen	**–**	**2.138.128**	**–**	**2.288.833**	**–**	**2.138.128**	**–**	**1.658.965**
	Nutzen gesamt	**–**	**2.595.826**	**–**	**2.778.792**	**–**	**2.595.826**	**–**	**2.014.092**
	Nettoeffekt	**–**	**2.595.826**	**–**	**2.778.792**	**–**	**2.595.826**	**–**	**2.014.092**

Quelle: PwC Analyse

6.1.2.2 Detailergebnis für Gas

Analog zum Strom, erfolgen nun die Detailergebnisse für Gas, wiederum aus Sicht der Endkunden.

Die Kosten werden im Modell auf die Installation der Zähler eingegrenzt, wobei nur für die Neuinstallation von Zählern Installationskosten anfallen, die der Endverbraucher zu tragen hat. Diese liegen bei EUR 12,5 Mio. über alle vier Szenarien. Demgegenüber stehen wieder monetär bewertete direkte Nutzen von EUR 62 Mio. bis EUR 83 Mio. und indirekte Nutzen von EUR 890 Mio. bis EUR 1.192 Mio. Details dazu sind in der Tabelle 16 angeführt.

Tabelle 16: Kosten-Nutzen-Analyse für Endkunden im Bereich Gas

		Szenario 1 95%, S+G 2017		Szenario 2 95%, S 2015 G 2017		Szenario 3 95%, S 2017 G 2019		Szenario 4 80%, S+G 2020	
	in EUR 1.000	Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen
Kosten	Installationskosten Zähler	12.574	–	12.574	–	12.574	–	12.574	–
	Summe direkter Kosten	**12.574**	–	**12.574**	–	**12.574**	–	**12.574**	–
	Summe indirekter Kosten	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**
	Kosten gesamt	**12.574**	**–**	**12.574**	**–**	**12.574**	**–**	**12.574**	**–**
Direkter Nutzen	Weniger Anrufe im „Back Office“	–	46.272	–	46.272	–	42.047	–	34.547
	Zählerablesung	–	37.017	–	37.017	–	33.638	–	27.638
	Summe direkter Nutzen	**–**	**83.289**	**–**	**83.289**	**–**	**76.685**	**–**	**62.185**
Indirekter Nutzen	Geringerer Verbrauch	–	1.112.956	–	1.112.956	–	1.011.340	–	830.948
	Effizienterer Wettbewerb	–	79.497	–	79.497	–	72.239	–	59.353
	Effizienterer Anbieterwechsel	–	33	–	33	–	30	–	25
	Peak/Off-Peak-Verschiebung	–	–	–	–	–	–	–	–
	Summe indirekter Nutzen	**–**	**1.192.486**	**–**	**1.192.486**	**–**	**1.083.609**	**–**	**890.326**
	Nutzen gesamt	**–**	**1.275.776**	**–**	**1.275.776**	**–**	**1.159.293**	**–**	**952.511**
	Nettoeffekt	**–**	**1.263.202**	**–**	**1.263.202**	**–**	**1.146.720**	**–**	**939.937**

Quelle: PwC Analyse

6.2 Ergebnisse für die Netzbetreiber

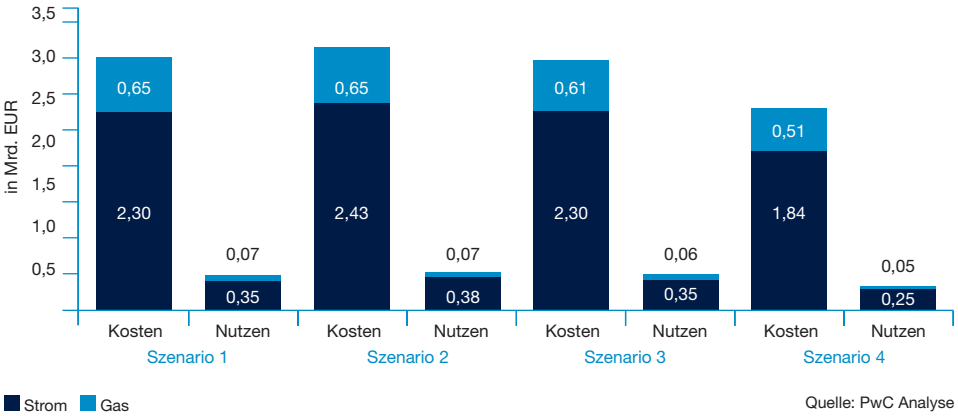
6.2.1 Gesamtergebnisse

Im Folgenden werden die Gesamtkosten und Gesamtnutzen der Netzbetreiber für alle Szenarien verglichen. Die Gesamtkosten setzen sich aus den direkten Kosten (Investitionskosten, Betriebskosten) und den indirekten Kosten zusammen.

Bei allen vier Szenarien sind die Kosten für den Netzbetreiber stärker ausgeprägt als der Nutzen. Das Szenario 2 hat mit rund EUR 3,1 Mrd. an Kosten bzw. EUR 452 Mio. Nutzen, die höchsten Werte in den vier analysierten Szenarien. Ebenso zeigt sich, dass der Anteil der Kosten von Gas Smart Metering an den Gesamtkosten geringer ist als jener von Strom Smart Metering (siehe Abbildung 10 und Tabelle 17).[123]

123 Anmerkung: dies liegt nicht zuletzt daran, dass weniger Gas Smart Meter als Strom Smart Meter installiert werden.

Abbildung 10: Gesamtkosten und -nutzen für Netzbetreiber, Strom und Gas



Quelle: PwC Analyse

Tabelle 17: Gesamtkosten und -nutzen für Netzbetreiber, Strom und Gas

Netzbetreiber in TEUR	Szenario 1 95%, S+G 2017		Szenario 2 95%, S 2015 G 2017		Szenario 3 95%, S 2017 G 2019		Szenario 4 80%, S+G 2020	
	Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen
Strom	2.299.090	354.337	2.425.854	381.739	2.299.090	354.337	1.843.098	272.489
Gas	649.495	70.620	649.495	70.620	605.912	63.824	506.829	52.202
Gesamt	**2.948.584**	**424.957**	**3.075.348**	**452.359**	**2.905.002**	**418.161**	**2.349.927**	**324.629**
Nettoeffekt	**–**	**2.523.627**	**–**	**2.622.989**	**–**	**2.486.841**	**–**	**2.025.235**

Quelle: PwC Analyse

6.2.2 Detailergebnisse Stromnetzbetreiber

Es folgen nun die Detailergebnisse für die verschiedenen Szenarien im Bezug auf die Stromnetzbetreiber.

Die folgende Tabelle 18 illustriert die Investitionskosten – diese liegen in den Szenarien zwischen EUR 704 Mio. und EUR 846 Mio. Die Höhe der Kosten hängt vom Durchdringungsgrad und der Länge der Einführungsphase ab. Die Investitionskosten und die Installationskosten der Smart Meter betragen gemeinsam durchschnittlich 88,0% der gesamten Investitionskosten über alle Szenarien.

Tabelle 18: Investitionskosten der Stromnetzbetreiber in den verschiedenen Szenarien – gesamter Modellzeitraum

Investitionskosten – Strom in 1.000 EUR	Szenario 1 95%, S+G 2017	Szenario 2 95%, S 2015 G 2017	Szenario 3 95%, S 2017 G 2019	Szenario 4 80%, S+G 2020
Investitionskosten Smart Meter	537.614	548.379	537.614	456.789
Installationskosten Smart Meter	193.510	196.613	193.510	165.445
Reinvestitionskosten Smart Meter	0	0	0	0
Infrastruktur Datenzentrum	37.820	38.932	37.820	32.578
Reinvestition IT-Infrastruktur	14.805	14.805	14.805	14.805
Investition Konzentrator	30.754	31.869	30.754	25.459
Zusätzliche Investition Eichung	13.577	15.187	13.577	9.221
Gesamt	**828.082**	**845.785**	**828.082**	**604.334**

Quelle: PwC Analyse

Neben den Investitionskosten fallen zusätzlich noch Betriebskosten für die Stromnetzbetreiber an, die in der untenstehenden Tabelle aufgelistet wurden. Diese liegen in den vier Szenarien in Summe zwischen EUR 692 Mio. und EUR 964 Mio. (siehe Tabelle 19). Die Wartungskosten, die Kosten für monatliche Verbrauchsinformation sowie die laufenden Kosten für die Kommunikationsstruktur machen durchschnittlich 80,0% der gesamten Betriebskosten über alle Szenarien aus.

Tabelle 19: Betriebskosten der Stromnetzbetreiber in den verschiedenen Szenarien – gesamter Modellzeitraum

Betriebskosten – Strom in 1.000 EUR	Szenario 1 95%, S+G 2017	Szenario 2 95%, S 2015 G 2017	Szenario 3 95%, S 2017 G 2019	Szenario 4 80%, S+G 2020
IT-Personal	101.028	108.149	101.028	78.387
Kommunikationsstruktur	200.325	216.129	200.325	153.808
IT-Stromverbrauch	15.825	16.952	15.825	12.272
IT-Wartungskosten	44.250	47.914	44.250	33.814
Wartungskosten Stromzähler	228.943	247.005	228.943	175.780
Stromverbrauchskosten Stromzähler	5.552	5.943	5.552	4.307
Webportal	16.588	16.588	16.588	16.588
Kosten der monatlichen Verbrauchsinformation	283.217	305.668	283.317	217.528
Gesamt	**895.828**	**964.348**	**895.828**	**692.484**

Quelle: PwC Analyse

Doch auch die indirekten Kosten sind beim Stromnetzbetreiber signifikant. Diese errechnen sich im Modell aus der Verhaltensänderung der Endverbraucher. In den vier Szenarien ergeben sich indirekte Kosten zwischen EUR 446 Mio. und EUR 616 Mio. (vgl. Tabelle 20). Die indirekten Kosten der Verhaltensänderung werden wie folgt jährlich über den Modellzeitraum berechnet und aufsummiert: indirekte Kosten durch Verhaltensänderung für Stromnetzbetreiber = Verbrauchsreduktion 3,5% x 4.115 kWh durchschnittliche Stromverbrauch für Kunden unter 100.000 kWh x Anzahl Smart Meter der jeweiligen Konsumentengruppe (Haushalt, Gewerbe, Landwirtschaft) x entgangene Netztarife.

Tabelle 20: Indirekte Kosten der Stromnetzbetreiber in den verschiedenen Szenarien – gesamter Modellzeitraum

Indirekte Kosten – Strom in 1.000 EUR	Szenario 1 95%, S+G 2017	Szenario 2 95%, S 2015 G 2017	Szenario 3 95%, S 2017 G 2019	Szenario 4 80%, S+G 2020
Verhaltensänderung	575.180	615.721	575.180	446.280
Gesamt	**575.180**	**615.721**	**575.180**	**446.280**

Quelle: PwC Analyse

Die Nutzen für den Stromnetzbetreiber in den vier Szenarien liegen zwischen EUR 272 Mio. und EUR 382 Mio. und errechnen sich aus dem geringeren Personalaufwand für die Ablesung, die verbesserte Prognosequalität der Netzverluste, dem Wegfall der automatischen rechnerischen Ermittlung sowie einem effizienteren Anbieterwechsel. (siehe Tabelle 21). Die Position Personalaufwand macht einen Anteil von durchschnittlich 83,0% am gesamten Nutzen des Stromnetzbetreibers über alle Szenarien aus.

Tabelle 21: Nutzen der Stromnetzbetreiber in den verschiedenen Szenarien - gesamter Modellzeitraum

Direkte und indirekte Nutzen – Strom in 1.000 EUR	Szenario 1 95%, S+G 2017	Szenario 2 95%, S 2015 G 2017	Szenario 3 95%, S 2017 G 2019	Szenario 4 80%, S+G 2020
Personalaufwand	292.299	314.826	292.299	224.938
Verbesserte Prognosequalität	3.756	4.041	3.756	2.749
Wegfall rechnerische Ermittlung	57.236	61.751	57.236	43.945
Summe direkter Nutzen	**353.290**	**380.619**	**353.290**	**271.677**
Effizienter Anbieterwechsel	1.047	1.120	1.047	812
Summe indirekter Nutzen	**1.047**	**1.120**	**1.047**	**812**
Gesamt	**354.337**	**381.739**	**354.337**	**272.489**

Quelle: PwC Analyse

6.2.3 Detailergebnisse Gasnetzbetreiber

Die Investitionskosten für Gasnetzbetreiber in den vier Szenarien liegen zwischen EUR 182 Mio. und EUR 217 Mio. (siehe Tabelle 22). Diese Bandbreite unterliegt wiederum den Annahmen zur Einführungsperiode bzw. dem Einführungsgrad – die Gesamtkosten beziehen sich auf den gesamten Einführungszeitraum. Die Investitionskosten und die Installationskosten der Gas Smart Meter betragen durchschnittlich 94,0% der gesamten Investitionskosten über die vier Szenarien.

Tabelle 22: Investitionskosten der Gasnetzbetreiber in den verschiedenen Szenarien – gesamter Modellzeitraum

Investitionskosten – Gas in 1.000 EUR	Szenario 1 95%, S+G 2017	Szenario 2 95%, S 2015 G 2017	Szenario 3 95%, S 2017 G 2019	Szenario 4 80%, S+G 2020
Investitionskosten Smart Meter	143.341	143.341	140.456	120.938
Installationskosten Smart Meter	60.369	60.369	59.183	49.348
Reinvestitionskosten Smart Meter	0	0	0	0
Infrastruktur Datenzentrum	10.903	10.903	10.656	9.668
Reinvestition IT-Infrastruktur	2.198	2.198	2.198	2.198
Investition Konzentrator	0	0	0	0
Zusätzliche Investition Eichung	281	281	219	166
Gesamt	**217.092**	**217.092**	**212.711**	**182.318**

Quelle: PwC Analyse

Neben den Investitionskosten sind weiters die Betriebskosten für die Gesamtbetrachtung ausschlaggebend. Die vier verschiedenen Szenarien ergeben eine Bandbreite von EUR 100 Mio. bis EUR 132 Mio. (siehe Tabelle 23). Die Kosten der monatlichen Verbrauchsinformation, die Wartungskosten der Zähler und die Kosten der Kommunikationsstruktur betragen durchschnittlich 69,0% der gesamten Betriebskosten über alle vier Szenarien hinweg.

Tabelle 23: Betriebskosten der Gasnetzbetreiber in den verschiedenen Szenarien – gesamter Modellzeitraum

Betriebskosten – Gas in 1.000 EUR	Szenario 1 95%, S+G 2017	Szenario 2 95%, S 2015 G 2017	Szenario 3 95%, S 2017 G 2019	Szenario 4 80%, S+G 2020
IT-Personal	18.384	18.384	16.706	13.726
Kommunikationsstruktur	12.203	12.203	11.022	9.032
IT-Stromverbrauch	3.167	3.167	2.877	2.364
IT-Wartungskosten	8.304	8.304	7.480	6.122
Wartungskosten Gaszähler	26.819	26.819	24.225	19.851
Stromverbrauchskosten Gaszähler (Modem)	562	562	510	419
Webportal	9.252	9.252	9.252	9.252
Kosten der monatlichen Verbrauchsinformation	53.103	53.103	47.965	39.305
Gesamt	**131.793**	**131.793**	**120.038**	**100.072**

Quelle: PwC Analyse

Wie schon beim Stromnetzbetreiber, lassen sich auch bei den Gasnetzbetreibern indirekte Kosten ableiten. Diese Werte liegen in einer Bandbreite von EUR 224 Mio bis EUR 301 Mio. und sind für die vier verschiedenen Szenarien in der Tabelle 24 dargestellt.

Tabelle 24: Indirekte Kosten der Gasnetzbetreiber in den verschiedenen Szenarien – gesamter Modellzeitraum

Indirekte Kosten – Gas in 1.000 EUR	Szenario 1 95%, S+G 2017	Szenario 2 95%, S 2015 G 2017	Szenario 3 95%, S 2017 G 2019	Szenario 4 80%, S+G 2020
Verhaltensänderung	300.609	300.609	273.163	224.439
Gesamt	**200.609**	**300.609**	**273.163**	**224.439**

Quelle: PwC Analyse

Für die Gasnetzbetreiber stehen den zuvor beschriebenen Kosten die Nutzen entsprechend der Tabelle 25 gegenüber. Der Bereich der Nutzen liegt in den vier Szenarien zwischen EUR 52 Mio. und EUR 71 Mio. Der Anteil der Position Personalaufwand am gesamten Nutzen ist durchschnittlich 77,0% über alle vier Szenarien.

Tabelle 25: Nutzen der Gasnetzbetreiber in den verschiedenen Szenarien - gesamter Modellzeitraum

Direkte und indirekte Nutzen – Gas in 1.000 EUR	Szenario 1 95%, S+G 2017	Szenario 2 95%, S 2015 G 2017	Szenario 3 95%, S 2017 G 2019	Szenario 4 80%, S+G 2020
Personalaufwand	54.440	54.440	49.236	40.370
Verbesserte Prognosequalität	5.396	5.396	4.847	3.851
Wegfall rechnerische Ermittlung	10.728	10.728	9.690	7.940
Summe direkter Nutzen	**70.564**	**70.564**	**63.773**	**52.161**
Effizienter Anbieterwechsel	56	56	51	42
Summe indirekter Nutzen	**56**	**56**	**51**	**42**
Gesamt	**70.620**	**70.620**	**63.824**	**52.202**

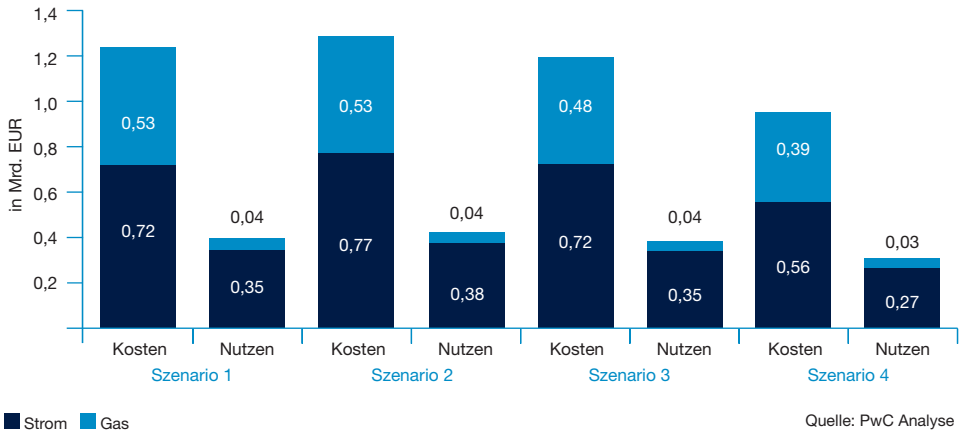
Quelle: PwC Analyse

6.3 Auswirkungen auf die Versorger bzw. Lieferanten

6.3.1 Gesamtergebnis

In allen vier Szenarien sind die Kosten bei einer Einführung von Smart Metering für den Energielieferanten höher als die Nutzen. Die höheren Kosten ergeben sich vor allem durch eine geringere Abnahmemenge für Strom und Gas, wenn die Konsumenten ihr Verbrauchsverhalten ändern und dadurch weniger an Energie verbrauchen. Die Abbildung 11 und Tabelle 26 zeigen wiederum die Kosten und Nutzen der Lieferanten im Detail. Den Kosten von insgesamt EUR 0,95 Mrd. bis EUR 1,30 Mrd. stehen Nutzen von EUR 300 Mio. bis EUR 420 Mio.[124] gegenüber.

Abbildung 11: Gesamtkosten und –nutzen für Energielieferant, Strom und Gas



Quelle: PwC Analyse

Tabelle 26: Gesamtkosten und -nutzen für Energielieferant, Strom und Gas

Lieferant in TEUR	Szenario 1 95%, S+G 2017		Szenario 2 95%, S 2015 G 2017		Szenario 3 95%, S 2017 G 2019		Szenario 4 80%, S+G 2020	
	Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen
Strom	718.766	352.988	769.271	378.544	718.766	352.988	557.908	272.996
Gas	527.529	41.204	527.529	41.204	479.416	37.250	393.932	30.393
Gesamt	**1.246.295**	**394.192**	**1.296.800**	**419.749**	**1.198.182**	**390.237**	**951.840**	**303.389**
Nettoeffekt	**–**	**852.103**	**–**	**877.052**	**–**	**807.945**	**–**	**648.451**

Quelle: PwC Analyse

6.3.2 Detailergebnis Stromlieferant

Die Detailergebnisse für den Stromlieferanten sind aus den folgenden Tabellen zu entnehmen. Die Kostenkomponenten für die Stromlieferanten liegen in den vier Szenarien zwischen EUR 558 Mio. und EUR 769 Mio. Diese Kosten resultieren einerseits aus den IT-Kosten und andererseits aus der Verhaltensänderung der Kunden (siehe Tabelle 27).

124 Anmerkung: Grundsätzlich kann man jedoch davon ausgehen, dass die Lieferanten die Optionen nutzen werden, zusätzliche Produkte und Dienstleistungen anzubieten, die direkt oder indirekt im Zusammenhang mit der Einführung von Smart Metering stehen (z.B. Energieberatung). Die vorliegende Studie untersucht die reine Einführung von Smart Metering, mögliche Geschäftsmodelle für die Energielieferanten sind nicht Teil der Studie.

Die indirekten Kosten resultieren aus dem Rückgang des Energieverbrauchs der Konsumenten und wirken sich dementsprechend auf den Lieferanten aus.

Tabelle 27: Kosten der Stromlieferanten in den verschiedenen Szenarien – gesamter Modellzeitraum

Kosten in 1.000 EUR	Szenario 1 95%, S+G 2017	Szenario 2 95%, S 2015 G 2017	Szenario 3 95%, S 2017 G 2019	Szenario 4 80%, S+G 2020
IT-Kosten	3.849	3.964	3.849	3.207
Summe direkter Kosten	**3.849**	**3.964**	**3.849**	**3.207**
Verhaltensänderung der Kunden	714.916	765.307	714.916	554.701
Summe indirekter Kosten	**714.916**	**765.307**	**714.916**	**554.701**
Gesamt	**718.766**	**769.271**	**718.766**	**557.908**

Quelle: PwC Analyse

Der monetär bewertete Nutzen für die Stromlieferanten resultiert wiederum aus einer geringeren Anzahl an Anrufen bei den „Back Offices“ bzw. Servicestellen, einer verbesserten Prognosequalität für Ausgleichsenergie und der Erleichterung bei den rechnerischen Ermittlungen. Die aufgezählten Positionen stellen den direkten Nutzen dar. Um den Gesamtnutzen zu erheben, werden noch die indirekten Nutzen einer Peak/Off-Peak Verschiebung und einem effizienteren Wechselprozess berücksichtigt. Der Nutzen in den 4 Szenarien liegt somit zwischen EUR 273 Mio. und EUR 379 Mio. Details sind der Tabelle 28 zu entnehmen.

Tabelle 28: Nutzen der Stromlieferanten in den verschiedenen Szenarien – gesamter Modellzeitraum

Nutzen in 1.000 EUR	Szenario 1 95%, S+G 2017	Szenario 2 95%, S 2015 G 2017	Szenario 3 95%, S 2017 G 2019	Szenario 4 80%, S+G 2020
Verbessertes Kundenservice	127.992	137.013	127.992	99.308
Geringere Ausgleichsenergie	9.231	10.077	9.231	6.741
Wegfall rechnerische Ermittlung	57.236	61.751	57.236	43.945
Summe direkter Nutzen	**194.459**	**108.841**	**194.459**	**149.994**
Peak/Off-Peak Verschiebung	158.006	169.143	158.006	122.596
Effizienterer Anbieterwechsel	523	560	523	406
Summe indirekter Nutzen	**158.529**	**169.703**	**158.529**	**123.002**
Gesamt	**352.988**	**378.544**	**352.988**	**272.996**

Quelle: PwC Analyse

6.3.3 Detailergebnis Gaslieferanten

Analog zu den Stromlieferanten, ergeben sich auch für den Gaslieferanten Kosten und Nutzen, die in den folgenden Tabellen näher beschrieben werden.

Die Gesamtkosten (direkt und indirekt) liegen in den vier Szenarien zwischen EUR 394 Mio. und EUR 528 Mio. (Details sind der Tabelle 29 zu entnehmen).

Tabelle 29: Kosten der Gaslieferanten in den verschiedenen Szenarien – gesamter Modellzeitraum

Kosten in 1.000 EUR	Szenario 1 95%, S+G 2017	Szenario 2 95%, S 2015 G 2017	Szenario 3 95%, S 2017 G 2019	Szenario 4 80%, S+G 2020
IT-Kosten	878	878	850	727
Summe direkter Kosten	**878**	**878**	**850**	**727**
Verhaltensänderung der Kunden	526.651	526.651	478.566	393.205
Summe indirekter Kosten	**536.651**	**526.651**	**478.566**	**393.205**
Gesamt	**527.529**	**527.529**	**479.416**	**393.932**

Quelle: PwC Analyse

Der monetär bewertete Nutzen für die Gaslieferanten wird in der folgenden Tabelle 30 für alle Szenarien näher ausgeführt. Der Gesamtnutzen (direkt und indirekt) liegt zwischen EUR 30 Mio. und EUR 41 Mio. über die 4 Szenarien hinweg. Wie schon in vorhergehenden Ausführungen beschrieben wurde, ist der Peak/Off-Peak Effekt bei Gas nicht existent und beträgt damit Null.

Tabelle 30: Nutzen der Gaslieferanten in den verschiedenen Szenarien - gesamter Modellzeitraum

Nutzen in 1.000 EUR	Szenario 1 95%, S+G 2017	Szenario 2 95%, S 2015 G 2017	Szenario 3 95%, S 2017 G 2019	Szenario 4 80%, S+G 2020
Verbessertes Kundenservice	23.291	23.291	21.165	17.389
Geringere Ausgleichsenergie	7.157	7.157	6.370	5.042
Wegfall rechnerische Ermittlung	10.728	10.728	9.690	7.940
Summe direkter Nutzen	**41.176**	**41.176**	**37.224**	**30.372**
Peak/Off-Peak Verschiebung	–	–	–	–
Effizienterer Anbieterwechsel	28	28	25	21
Summe indirekter Nutzen	**28**	**28**	**25**	**21**
Gesamt	**41.204**	**41.204**	**37.250**	**30.393**

Quelle: PwC Analyse

6.4 Effekte durch effizienteren Wettbewerb

Es ist anzunehmen, dass die Einführung von Smart Metering die wettbewerblichen Strukturen maßgeblich verändern wird. Die Erhöhung des Wettbewerbs betrifft vor allem die Endkunden und Lieferanten. Als Hauptursachen für die Steigerung des Wettbewerbs gelten einerseits die Senkung der Eintrittsbarrieren bei Lieferanten durch mehr Kundeninformation und andererseits die erhöhte Wechselbereitschaft der Endkunden.

Bei der Lieferung von Strom und Gas können bestehende Unternehmen, vor allem die sogenannten „Local Players“ auf einen relativ großen Kundenstock aufbauen. Dies führt dazu, dass durch die große Anzahl an nicht-Lastgang-gemessenen Kunden, der Verbrauch für diese Kundengruppe von den Lieferanten relativ gut prognostiziert werden kann.[125]

125 Siehe das Gesetz der Großen Zahlen z.B. in Hartung J. et.al. (1993) Statistik, R. Oldenburg Verlag: Wien, Seite 121.

Der Bedarf an Ausgleichsenergie ist somit geringer. Ein neuer Lieferant, der sich einen Kundenstock erst zunehmend aufbauen muss, wird ceteris paribus einen größeren Schätzfehler bei der Ausgleichsenergie haben, da einzelne Verbraucher den tatsächlichen Verbrauch stärker beeinflussen können und Prognosen deshalb ungenauer werden. Das derzeitige System der jährlichen Verbrauchsbestimmung stellt deshalb eine Markteintrittsbarriere dar und die Umstellung auf Smart Metering würde eine genauere Fahrplanbestimmung und schnelleren Prognose-Lernprozess für neue Lieferanten ermöglichen.

Im Endkundenmarkt gibt es vor allem im Kleinkundenbereich unzählige Analysen zur relativ geringen Wechselbereitschaft im Energiesektor[126]. Durch Smart Metering wird der Stellenwert von Strom und Gas grundlegend verändert. Im Speziellen kann die erhöhte Präsenz des Themas Strom oder Gas im Haushalt dazu führen, dass für Kunden z.B. Strom nicht mehr „nur aus der Steckdose“ kommt, sondern als Produkt stärker wahrgenommen wird. Damit werden Kunden dazu angeregt, sich nicht nur mit ihrem Verbrauch, sondern auch mit ihrer Energierechnung intensiver zu beschäftigen und gegebenenfalls Preisvergleiche anzustellen. Die Wechselkosten werden somit verringert und die Wechselbereitschaft in der Folge erhöht.

Darüber hinaus besteht die Möglichkeit von effizienteren Anbieterwechseln. Auch hier werden die Wechselkosten gesenkt und die Bereitschaft bei den Endverbrauchern den Versorger zu wechseln steigt. Insgesamt führt diese erhöhte Wechselbereitschaft zu einem stärkeren Vergleich der vorhandenen Angebote am Strom und Gasmarkt und Lieferanten werden gezwungen in einem verstärkten (Preis)Wettbewerb einzutreten.

Die Abschätzung der Größe dieser Effekte ist naturgemäß schwierig, da die Intensität der Wettbewerbssteigerung von einer Reihe von exogenen und endogenen Faktoren abhängt. So kann die Reduktion der Eintrittsbarrieren nicht den Einstieg neuer Lieferanten garantieren. Auch die Verhaltensänderung und Minderung der Wechselkosten kann verschiedene Ausmaße annehmen. Bei Vergleichsstudien reicht die Bandbreite der Wettbewerbseffekte typischerweise von 0,5% bis 2,1%[127]. Aufgrund der großen Unsicherheit bei diesem Faktor wurde in der vorliegenden Studie mit einem konservativen Richtwert von einer einmaligen Reduktion des Strom- und Gaspreises von 0,5% gerechnet. Es ist aber durchaus möglich, dass die tatsächlich eintretenden Wettbewerbseffekte um einiges stärker ausfallen werden.

6.5 Effekte auf das Marktmodell

6.5.1 Diskussion der Inputparameter

Die Einführung von Smart Metering ermöglicht den Wegfall der Standardlastprofile und erlaubt in der Folge eine monatsgenaue Abrechnung. Da die Clearing & Settlement Firmen somit die Abrechnungsdaten der bisherigen Standardlastprofilkunden sofort mit Monatsende genau ermitteln, entfällt das zweite Clearing (Jahresclearing). Der administrative und datentechnische Aufwand verringert sich somit maßgeblich.

126 Siehe z.B. Ebnet S. “Wechselkosten und Wechselverhalten im österreichischen Strommarkt“, Wirtschaftsuniversität Wien, 2010.
127 Siehe z.B. SenterNovem, “Recommendation – Implementing smart metering infrastructure at small-scale customers”, 2005

Obwohl eine genaue Bestimmung dieser Aufwandserleichterung schwierig ist, kann davon ausgegangen werden, dass es zu einer Verringerung an Datenverarbeitungsbedarf kommen wird. Somit wird im Modell, aufgrund vorsichtiger Schätzungen, davon ausgegangen, dass durch den Wegfall des 2. Clearings 50,0% weniger an Daten zu verarbeiten sind. Dieser Nutzen wird durch eine Reduktion der gesamten IT-Kosten um 20,0% berücksichtigt. Die IT-Kosten für die Clearing & Settlement Firmen wurden mit EUR 1 pro Zähler[128] pro Jahr berücksichtigt.

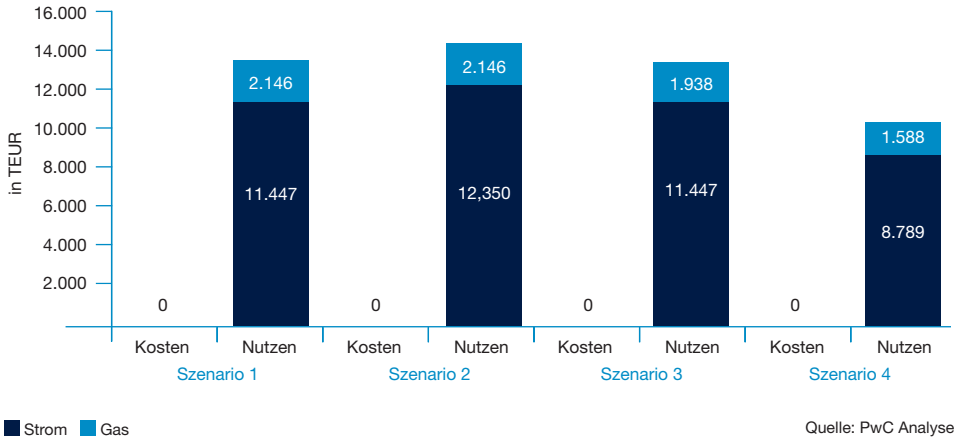
In weiterer Folge kommt es durch die Installation von Smart Metering zu grundlegenden Änderungen bei der Ausgleichsenergiebewirtschaftung. Durch genauere Prognosen kommt es hier zu einer Senkung der Ausgleichsenergiemengen. Dieser Nutzen direkt beim Energielieferanten sowohl für Strom als auch Gas entsprechend berücksichtigt.

6.5.2 Darstellung der Hauptergebnisse

Auf Basis der beschriebenen Parameter zeigt der Vergleich der vier Szenarien für das Marktmodell, dass der Nutzen durch den Wegfall des 2. Clearings bis zu 14 Mio. beträgt. Da sich grundsätzlich an der Datenmenge für das Clearing nichts ändert, sind auch keine zusätzlichen Investtionen notwendig und damit fallen auch keine Kosten an.

Am höchsten ist der Nutzen für Strom und für Gas im Szenario 2. Im Gegensatz dazu weist das Szenario 4 mit einer Einführung von 80% Smart Metern bis 2020 den geringsten Nutzen aus. Die genauen Ergebnisse werden in Abbildung 12 und Tabelle 31 dargestellt.

Abbildung 12: Gesamtkosten und -nutzen für Marktmodell, Strom und Gas



Quelle: PwC Analyse

128 Quelle: eigene Berechnungen PwC, abgeleitet aus Geschäftsberichten

Tabelle 31: Gesamtkosten und –nutzen für Marktmodell, Strom und Gas

Marktmodell in TEUR	Szenario 1 95%, S+G 2017		Szenario 2 95%, S 2015 G 2017		Szenario 3 95%, S 2017 G 2019		Szenario 4 80%, S+G 2020	
	Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen
Strom	0	11.447	0	12.350	0	11.447	0	8.789
Gas	0	2.146	0	2.146	0	1.938	0	1.588
Gesamt	**0**	**13.593**	**0**	**14.496**	**0**	**13.385**	**0**	**10.377**
Nettoeffekt	**–**	**13.593**	**–**	**14.496**	**–**	**13.385**	**–**	**10.377**

Quelle: PwC Analyse

Im Strombereich beläuft sich der Nutzen durch den Wegfall des 2. Clearings und dem daraus resultierenden geringeren Datenaufkommen für die IT zwischen EUR 8,8 Mio. und EUR 12,4 Mio.

Im Gasbereich liegt der Nutzen, ebenfalls durch den Wegfall des 2. Clearings zwischen EUR 1,6 Mio. und EUR 2,1 Mio.

6.6 Gesamtergebnis der Kosten-Nutzen-Analyse und Nettoeffekte

Die Zusammenfassung der Ergebnisse für die Kunden, den Netzbetreiber, den Lieferanten und dem Marktmodell führt letztendlich zum Nettoeffekt der Kosten-Nutzen-Analyse. Die gesammelten Werte werden in der Tabelle 32 zusammengefasst. Dabei erweist sich das Szenario 2 als jenes mit dem höchsten Nettoeffekt.

Tabelle 32: Zusammenfassung der Kosten und Nutzen – gesamter Modellzeitraum

	Szenario 1 95%, S+G 2017		Szenario 2 95%, S 2015 G 2017		Szenario 3 95%, S 2017 G 2019		Szenario 4 80%, S+G 2020	
in 1.000 EUR	Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen
Endkunde	12.574	3.871.601	12.574	4.054.568	12.574	3.755.119	12.574	2.966.603
Netzbetreiber	2.948.584	424.957	3.075.348	452.359	2.905.002	418.161	2.349.927	324.692
Lieferant	1.246.295	394.192	1.296.800	419.749	1.198.182	390.237	951.840	303.389
Marktmodell	0	13.593	0	14.469	0	13.385	0	10.377
Gesamt	**4.207.453**	**4.704.343**	**4.384.722**	**4.941.171**	**4.115.757**	**4.576.903**	**3.314.341**	**3.605.060**
Nettoeffekt	**–**	**496.890**	**–**	**556.449**	**–**	**461.145**	**–**	**290.720**

Quelle: PwC Analyse

6.7 Ergebnis der makroökonomischen Analyse

Die Auswirkungen auf die Volkswirtschaft wurden anhand des Szenarios 2 für eine Einführung von Strom 2015 und Gas bis 2017 mit 95% Einführungsgrad berechnet. Ein Großteil der Effekte, rund 90%, wird bereits in der Einführungsperiode von 2011 bis 2015 wirksam, da in dieser Phase ein Großteil der Investitionen getätigt wird.

Das Szenario 2 beruht auf Gesamtinvestitionen der Netzbetreiber von EUR 1.063 Mio., wovon EUR 846 Mio. auf den Strombereich und EUR 217 Mio. auf den Gasbereich entfallen. Die Effekte wurden auf Industrie und Energiewirtschaft entsprechend aufgeteilt.

Durch die Investition der Netzbetreiber für die Einführung von Smart Metering in der Höhe von EUR 1.063 Mio. wird im Bereich Industrie, direkt und indirekt, die zusätzliche Produktion von Gütern im Wert von EUR 1.635 Mio. veranlasst. Bei alleiniger Betrachtung der nationalen Produktion von Gütern ohne Import wird durch diese Investition der nationale Industrieproduktionswert um EUR 1.205 Mio. gesteigert. Die Wertschöpfung wird wiederum um EUR 620 Mio. erhöht.

In der Energiewirtschaft hingegen wird der nationale Wert der Produktion um EUR 532 Mio. erhöht, während sich die Wertschöpfung um EUR 155 Mio. steigert. Die anteiligen Arbeitnehmerentgelte betragen EUR 59 Mio. für rund 64 zusätzlich Beschäftigte pro Jahr.

Die Investition der Netzbetreiber führen in Summe über beide Sektoren zu einer Steigerung der österreichischen Wertschöpfung von EUR 775 Mio., wobei rund die Hälfte auf Arbeitnehmerentgelte entfällt. Generell zeigen die Berechnungen, dass auf Basis des Beschäftigungsmultiplikators durch die Investition in Smart Metering rund 8.400 Arbeitsplätze geschaffen werden. Verteilt man diesen Effekt auf 16 Jahre, so ergibt sich ein durchschnittlicher Effekt von 547 Arbeitsplätzen pro Jahr. Allerdings tritt der überwiegende Teil des Arbeitsplatzeffektes während der Roll-Out-Periode ein.

Tabelle 33: Effekte auf die österreichische Volkswirtschaft – Szenario 2

Bereich	Produktion (national + Importe)	Produktion (national)	Wertschöpfung	Arbeitnehmer-entgelte	Unselbständig Beschäftigte	Zusätzl. Beschäftigte
	TEUR	TEUR	TEUR	TEUR	Anzahl	Anzahl/Jahr
Industrie Österreich 2011-2026	1.635.178	1.205.238	620.054	338.474	7.395	483
Energiewirtschaft 2011-2026	747.534	531.875	155.063	58.592	977	64
Gesamt	**2.382.712**	**1.737.113**	**775.116**	**397.066**	**8.371**	**547**

Quelle: PwC Analyse

7 Schlussfolgerungen

Die volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen Analyse für eine österreichweite Einführung von Smart Metering zeigt, dass in allen vier Szenarien ein positiver Gesamteffekt erzielt werden kann.

Voraussetzungen hierfür sind:

- Abgestimmte und koordinierte Einführung innerhalb der Branche
- Einheitliche und offene Standards für Zählertechnologien und Datenformate
- Einführung von Strom Smart Meter zeitlich vor der Einführung von Gas Smart Meter, damit die Gas Smart Meter die Kommunikationsmodule der Strom Smart Meter nutzen können (Vermeidung von doppelter Infrastruktur).
- Der Gesamtnutzen ist am größten, wenn die Übergangsphase zwischen Smart Meter und herkömmlichen „alten“ Zählern möglichst kurz gehalten wird, um z.B. Parallelitäten in der Systemvorhaltung und damit zusätzliche Kosten weitestgehend zu vermeiden.
- Eine flächendeckende Einführung von mind. 95% Smart Metern ist gegenüber 80% zu bevorzugen, da auf der einen Seite die positiven Gesamteffekte größer sind, auf der anderen Seite die Netzbetreiber bei 80% Smart Meter auch die bisherigen Zähler weiter betreiben müssen (doppelte Systeme).
- Kundengerechte, nachvollziehbare und verwertbare Darstellung des Energieverbrauchs für die Kunden (Webportale, mindestens monatliche Verbrauchsinformation).

Aus dem Vergleich aller vier Szenarien anhand der Nettoeffekte geht hervor, dass eine Einführung der intelligenten Stromzähler von 2011 bis 2015 und der intelligenten Gaszählern von 2011 bis 2017 (Szenario 2) den positivsten volkswirtschaftlichen Effekt aufweist. Auf Basis der durchgeführten Kosten-Nutzen-Analyse stellt dieses Szenario den Best-Case dar.

- Volkswirtschaftliche Gesamtkosten von rd. EUR 4,3 Mrd. davon
  - Direkte Investitionskosten von EUR 850 Mio. im Strombereich und EUR 220 Mio. im Gasbereich
  - Betriebskosten von EUR 964 Mio. im Strombereich und EUR 132 Mio. im Gasbereich
  - Indirekte Kosten von EUR 1,4 Mrd. im Strombereich und EUR 827 Mio. im Gasbereich
- Gesamtnutzen von EUR 3,6 Mrd. im Strombereich und EUR 1,4 Mrd. im Gasbereich
- Nettogegenwartswert von EUR 556 Mio.
- Energieeinsparung von 29,6 TWh über den gesamten Betrachtungszeitraum oder durchschnittlich ca. 2 TWh pro Jahr (0,7 TWh Strom und 1,3 TWh Gas).
- CO_2 Reduktion von rd. 6,2 Mio. Tonnen, dies entspricht einer Marktbewertung von rd. EUR 83 Mio.

Betreffend der Kommunikationsstruktur und den intelligenten Zählern selbst, bietet ein offenes modulares System entsprechende Interoperabilität und Zukunftssicherheit.

Hinsichtlich der Installation der Zähler ist auf bei einem flächendeckenden Einbau der Zähler, ein Multi-Utility-Ansatz zu bevorzugen, um die Installationskosten so gering wie möglich zu halten.

Für das Szenario 2 hat sich gezeigt, dass für eine Einführung der intelligenten Stromzähler von 2011 bis 2015 ca. 1,2 Mio. Zähler und bei Gas von 2011 bis 2017 rund 200 Tsd. Zähler jährlich installiert werden müssen, um eine zeitgerechte Implementierung zu gewährleisten.

8 Anlagenverzeichnis

8.1 Anhang 1: Liste der verwendeten Inputparameter

8.1.1 Strom

#	Parameter		Wert Modell	Referenzstudien	Hrsg.	Bandbreite	Jahr
	Strom						
1	Anzahl Stromzähler in Tsd.	Haushalt	4.094	ECG-Marktstatistik 2008	E-Control	–	2009
		Gewerbe	1.440	ECG-Marktstatistik 2008	E-Control	–	2009
		Landwirtschaft	196	ECG-Marktstatistik 2008	E-Control	–	2009
2	Diskontierungssatz Strom		4,15 %	Erläuterung SNT-VO 2010 – risikoloser Zinssatz	E-Control	2,00-5,00 %	2010
				Cost Benefit Analysis: Concepts and Practise	Boardmann		2008
3	Entgelt für Messleistungen Strom		4,66 %	Durchschnittswert Tarifkalkulator, gewichtet mit ECG Marktstatistik 2008	E-Control	–	2009
4	Netznutzungsentgelt Strom		24,21 %	Durchschnittswert Tarifkalkulator, gewichtet mit ECG Marktstatistik 2008	E-Control	–	2009
5	Netzverlustentgelt Strom		2,66 %	Durchschnittswert Tarifkalkulator, gewichtet mit ECG Marktstatistik 2008	E-Control	–	2009
6	Energiepreis Strom		39,19 %	Durchschnittswert Tarifkalkulator, gewichtet mit ECG Marktstatistik 2008	E-Control	–	2009
7	Steuern und Abgaben		10,92 %	Durchschnittswert Tarifkalkulator, gewichtet mit ECG Marktstatistik 2008	E-Control	–	2009
8	Umsatzsteuer		18,36 %	Durchschnittswert Tarifkalkulator, gewichtet mit ECG Marktstatistik 2008	E-Control	–	2009
9	av. Stromverbrauch Kunde unter 100.000 kWh		4.115 kWh	ECG-Marktstatistik 2008	E-Control	–	2009
10	Wechselrate Strom		1,70 %	ECG-Versorgerwechsel nach Endkundenkategorien – Jahreswert 2008	E-Control	–	2009
11	Zeitaufwand für den Kunden bei fehlerhaften Anbieterwechsel Strom		0,167 h	Implementing smart metering infrastructure at small-scale customers	Senter Novem	–	2005
12	Bearbeitungsdauer BO Anbieterwechsel Strom		0,167 h	Implementing smart metering infrastructure at small-scale customers	Senter Novem	–	2005
13	Anteil Stromlieferant an Verschiebung Peak/Off-Peak		75,00 %	Annahme auf Basis von Senter Novem	–	50,00-75,00 %	2009
				Implementing smart metering infrastructure at small-scale customers	Senter Novem		2005
14	Reduktion Energienachfrage – Verhaltensänderung Konsument Strom		3,50 %	Impact assessment of GB-wide smart meter roll out for the domestic sector	DECC	1,00-7,00 %	2009
				Smart Meters in Great Britain the next steps	Sustainabilty first		2007
				Implementing smart metering infrastructure at small-scale customers	Senter Novem		2005
15	Reduktion Strompreis bzgl. stärkeren Wettbewerbs		0,50%	Implementing smart metering infrastructure at small-scale customers	Senter Novem	0,50-2,10 %	2005
16	Gesamtkosten Ausgleichsenergie		EUR 26.838.701,84	Durchschnitt Ausgleichsenergiekosten abzgl. Marketmaker von 2007-2009	APCS	–	2009
17	Reduktion Ausgleichsenergieaufwand Strom		4,00 %	Annahme auf Basis der Verhaltensänderung von 3,5 %	PwC Ö	–	2009
18	Netzverluste Strom		4,40 %	Betriebsstatistik 2008	E-Control	–	2008
19	Kosten Standardzähler Strom		EUR 25	Reserch into the costs of smart meters for electricity and gas DSOs	Frontier Economics	EUR 20-25	2008
				Implementing smart metering infrastructure at small-scale customers	Senter Novem		2005

#	Parameter	Wert Modell	Referenzstudien	Hrsg.	Bandbreite	Jahr
	Strom					
20	Kosten Smart Meter Strom	EUR 85	Implementing smart metering infrastructure at small-scale customers	Senter Novem	EUR 34-100	2005
			Handlungsempfehlungen für einen wirtschaftlichen Messstellenbetrieb	LBD		2009
			Reserch into the costs of smartmeters for electricity and gas DSOs	Frontier Economics		2008
21	Lebensdauer Standardzähler Strom	25 J	Reserch into the costs of smartmeters for electricity and gas DSOs	Frontier Economics	25-30 J	2008
			Implementing smart metering infrastructure at small-scale customers	Senter Novem		2005
22	Lebensdauer SmartMeter Strom	15 J	Implementing smart metering infrastructure at small-scale customers	Senter Novem	15 J	2005
			Reserch into the costs of smart meters for electricity and gas DSOs	Frontier Economics		2008
			Report of the Board on 2nd Generation incentive Regulation for Ontario's Electricity Distributors	Ontario Energy Board		2007
23	Eichdauer SmartMeter Strom (zusätzlich gibt es noch die Möglichkeit der Nacheichung)	8 J	Maß- und Eichgesetz, BGB 152/1950 – Novellen § 15 Z6 und § 18 Z3	RIS	–	2009
			Handlungsempfehlungen für einen wirtschaftlichen Messstellenbetrieb	LBD		2009
24	Installationskosten pro Smart Meter Strom	EUR 30	Reserch into the costs of smart meters for electricity and gas DSOs	Frontier Economics	EUR 15-60	2008
			Advanced Interval Meter Communication Study	CRA International		2005
25	Stromeigenverbrauch pro Smart Meter inkl. Kommunikationsmodul Strom	15,76 kW/h/a	Impact assessment of a GB-wide smart meter roll out for the domestic sector	DECC	–	2009
			Frontier paper – Centrica smart metering	Frontier Economics		2007
26	Wartungskosten pro Smart Meter Strom	EUR/a 4	Handlungsempfehlungen für einen wirtschaftlichen Messstellenbetrieb	LBD	EUR 2,13-7	2009
			Smart Meters Commercial, Policy and Regulatory Drivers	Sustainabilty first		2006
27	Gesamtstrompreis Haushalt	EUR 0,194 kWh	Durchschnittswert Tarifkalkulator, gewichtet mit ECG Marktstatistik 2008	E-Control	–	2008
28	Gesamtstrompreis Gewerbe	EUR 0,176 kWh	Durchschnittswert Tarifkalkulator, gewichtet mit ECG Marktstatistik 2008	E-Control	–	2008
29	Gesamtstrompreis Landwirtschaft	EUR 0,169 kWh	Durchschnittswert Tarifkalkulator, gewichtet mit ECG Marktstatistik 2008	E-Control	–	2008
30	Preis Bewertung Netzverluste Strom	EUR 0,066 kWh	Erläuterungen SNT Verordnung, letzte drei Jahre, Netzebene 3-7, Beschaffungspreise	E-Control	–	2009
31	Delta Peak/Off-Peak Strom	EUR 0,03 kWh	Durchschnittswert Tarifkalkulator, gewichtet mit ECG Marktstatistik 2008	E-Control	EUR/kWh 0,02-0,03	2008
32	Stromverbrauch öffentliches Netz Ö in GWh	55.359	ECG – Öffentliches Netz, Kalenderjahr 2008, Monatsbilanz, Okt. 09	E-Control	–	2008
33	Stromverbrauch öffentliches Netz + Netzverluste Ö in GWh	58.808	ECG – Öffentliches Netz, Kalenderjahr 2008, Monatsbilanz, Okt. 09	E-Control	–	2008
34	Wachstum Stromendverbrauch öffentliches Netz Ö in %	1,40 %	European Energy and Transport – PRIMES	EU	–	2008

Quelle: PwC Analyse

8.1.2 Gas

#	Parameter		Wert Modell	Referenzstudien	Hrsg.	Bandbreite	Jahr
	Strom						
35	Anzahl Stromzähler in Tsd.	Haushalt	1.282	ECG-Marktstatistik 2008	E-Control	–	2009
		Gewerbe	68	ECG-Marktstatistik 2008	E-Control	–	2009
		Landwirtschaft	0	ECG-Marktstatistik 2008	E-Control	–	2009
36	Diskontierungssatz Gas		4,15 %	Erläuterung SNT-VO 2010 – risikoloser Zinssatz	E-Control	–	2010
				Cost Benefit Analysis: Concepts and Practise	Boardmann	2,00-5,00 %	2008
37	Entgelt für Messleistungen Gas		1,91 %	Durchschnittswert Tarifkalkulator, gewichtet mit ECG Marktstatistik 2008	E-Control	–	2009
38	Entgelt für Ablesung Gas		0,62 %	Durchschnittswert Tarifkalkulator, gewichtet mit ECG Marktstatistik 2008	E-Control	–	2009
39	Netznutzungsentgelt Gas		24,48 %	Durchschnittswert Tarifkalkulator, gewichtet mit ECG Marktstatistik 2008	E-Control	–	2009
40	Energiepreis Gas		47,32 %	Durchschnittswert Tarifkalkulator, gewichtet mit ECG Marktstatistik 2008	E-Control	–	2009
41	Steuern und Abgaben		9,31 %	Durchschnittswert Tarifkalkulator, gewichtet mit ECG Marktstatistik 2008	E-Control	–	2009
42	Umsatzsteuer		16,37 %	Durchschnittswert Tarifkalkulator, gewichtet mit ECG Marktstatistik 2008	E-Control	–	2009
43	av. Gasverbrauch Kunde unter 400.000 kWh		18.486 kWh	Gewerbe, HH und nicht lastganggemessene Kunden, ECG Marktstatistik 2008, Durchschnittswert gewichtet mit Tarifkalkulator	E-Control	–	2009
44	Wechselrate Gas		0,50 %	ECG-Versorgerwechsel nach Endkundenkategorien – Jahreswert 2008	E-Control	–	2009
45	Zeitaufwand für den Kunden bei fehlerhaften Anbieterwechsel Gas		0,167 h	Implementing smart metering infrastructure at small-scale customers	Senter Novem	–	2005
46	Bearbeitungsdauer BO Anbieterwechsel Gas		0,167 h	Implementing smart metering infrastructure at small-scale customers	Senter Novem	–	2005
47	Reduktion Energienachfrage – Verhaltensänderung Konsument Gas		7,00 %	Smart Metering für die Schweiz	BFE	7,00-12,00 %	2009
48	Reduktion Gaspreis bzgl. stärkeren Wettbewerbs		0,50 %	Implementing smart metering infrastructure at small-scale customers	Senter Novem	0,50-2,10 %	2005
49	Ausgleichsenergie Verrechnungspreis Gas		EUR 27 MWh	AGCS Austrian Gas Clearing & Settlement	AGCS	–	2008
50	Ausgleichsenergie Gas		948.800 MWh	AGCS Austrian Gas Clearing & Settlement + 20% für die Regelzonen Tirol und Vorarlberg	AGCS	–	2008
51	Reduktion Ausgleichsenergieaufwand Gas		4,00 %	Annahme auf Basis des Effektes bei Strom iHv 4 %	PwC Ö	–	2009
52	Netzverluste Gas		1,00 %	Erhebung E-Control, Durchschnitt über alle Netzbetreiber	E-Control	–	2008
				E-Control	E-Control	–	2009
53	Kosten Standardzähler Gas		EUR 54	Implementing smart metering infrastructure at small-scale customers	Senter Novem	EUR 40-54	2005
				Reserch into the costs of smart meters for electricity and gas DSOs	Frontier Economics		2008

#	Parameter	Wert Modell	Referenzstudien	Hrsg.	Bandbreite	Jahr
	Strom					
54	Kosten Smart Meter Gas	EUR 100	E-Control	E-Control	EUR 50-112	2009
			Reserch into the costs of smartmeters for electricity and gas DSOs	Frontier Economics		2009
			Implementing smart metering infrastructure at small-scale customers	Senter Novem		2005
55	Lebensdauer Standardzähler Gas	24 J	E-Control	E-Control	24-30 J	2009
			Reserch into the costs of smartmeters for electricity and gas DSOs	Frontier Economics		2008
			Implementing smart metering infrastructure at small-scale customers	Senter Novem		2005
56	Lebensdauer SmartMeter Gas	12 J	E-Control	E-Control		2009
			Reserch into the costs of smart meters for electricity and gas DSOs	Frontier Economics	12-30 J	2008
			Implementing smart metering infrastructure at small-scale customers	Senter Novem		2005
			Smart Meters in Great Britain the next steps	Sustainability first		2007
57	Eichdauer SmartMeter Gas	12 J	Maß- und Eichgesetz, BGB 152/1950 – Novellen § 15 Z8	RIS	–	2009
			Implementing smart metering infrastructure at small-scale customers	Senter Novem		2005
58	Installationskosten pro Smart Meter Strom	EUR 30	Smart Meters in Great Britain the next steps	Sustainability first	EUR 25-70	2007
			Reserch into the costs of smart meters for electricity and gas DSOs	Frontier Economics		2008
59	Stromverbrauch pro Smart Meter Gas inkl. Kommunikationsstruktur (Telekommunikation 8,76 kWh)	8,76 kW/h/a	Impact assessment of a GB-wide smart meter roll out for the domestic sector	DECC	–	2009
60	Instandhaltungskosten (Reparaturen) pro Smart Meter Gas	EUR/a 2,50	Berechnung PwC auf Basis von Frontier Economics	PwC	EUR 2,50-8	2007
			Reserch into the costs of smart meters for electricity and gas DSOs	Frontier Economics		2008
61	Gaspreis Haushalt – Jahresmenge 15.000 kWh	EUR 0,075 kWh	Durchschnittswert Tarifkalkulator, gewichtet mit ECG Marktstatistik 2008	E-Control	–	2009
62	Gaspreis Gewerbe – Jahresmenge 80.000 kWh	EUR 0,051 kWh	Durchschnittswert Tarifkalkulator, gewichtet mit ECG Marktstatistik 2008	E-Control	–	2008
63	Preis Bewertung Netzverluste Gas	EUR 0,027 kWh	AGCS Austrian Gas Clearing & Settlement – Durchschnitt Ausgleichsenergiepreis 2008	AGCS	–	2009
64	Gasverbrauch (Abgaben an Endkunden) Ö in GWh	93.228	ECG – Erdgasbilanz Österreich 2008	E-Control	–	2009
65	Gasverbrauch (Abgaben an Endkunden + Netzverluste 1 %) Ö in GWh	94.160	ECG – Erdgasbilanz Österreich 2008	E-Control	–	2009

Quelle: PwC Analyse

8.1.3 Allgemein

#	Parameter	Wert Modell	Referenzstudien	Hrsg.	Bandbreite	Jahr
	Strom					
66	Inflationsrate Österreich	2,05 %	International Monetary Fund 2000-2008	IMF	–	2009
67	Deeskalator für Preise	- 0,5 %	Annahme des technologischen Fortschritts bei IT	–	–	2009
68	Wachstum Zähler Österreich	1,62 %	Basis Statistik Austria – Mix Gewerbe und Haushaltswachstum 2002-2008	Statistik Austria	–	2009
69	Bewertung Stundensatz Endverbraucher	EUR/h 11,92	Statistik Austria 2009 – Lohnsteuerstatistik	Statistik Austria	11,51-12,66 EUR/h	2009
			Advanced Interval Meter Communication Study	CRA International		2005
70	% Wechselfehler bei Anbieterwechsel	30 %	Annahme abgeleitet von “Implementing smart metering infrastructure”	Senter Novem	10,00-30,00 %	2005
71	Reduktion der fehlerhaften Anbieterwechsel	90 %	Implementing smart metering infrastructure at small-scale customers	Senter Novem	–	2005
72	Anteil Netzbetreiber an Effekt effizienter An-bieterwechsel	66,67 %	Implementing smart metering infrastructure at small-scale customers	Senter Novem	–	2005
73	Anteil Stromlieferant an Effekt effizienter Anbieterwechsel	33,33 %	Implementing smart metering infrastructure at small-scale customers	Senter Novem	–	2005
74	Zeitverlust Kunde fehlerhafte Rechnung	0,5 h	Annahme abgeleitet von “Implementing smart metering infrastructure”	Senter Novem	–	2009
75	Anzahl Anrufe pro Meter bei fehlerhafter Rechnung	0,5	Annahme abgeleitet von “Implementing smart metering infrastructure”	Senter Novem	–	2009
76	Zeitaufwand Call Center für Bearbeitung SL	0,25 h	Annahme abgeleitet von “Implementing smart metering infrastructure”	Senter Novem	–	2009
77	Reduktion der Anrufe bei Call Center SL – fehlerhafte Rechnung	50 %	Annahme abgeleitet von “Implementing smart metering infrastructure”	Senter Novem	30,00-75,00 %	2009
			Impact assessment of a GB-wide smart meter roll out for the domestic sector	DECC		2009
78	Zeitverlust Kunde fehlerhafte Messung	0,5 h	Implementing smart metering infrastructure at small-scale customers	Senter Novem	–	2005
79	Zeitaufwand Call Center für Bearbeitung NB	0,25 h	Implementing smart metering infrastructure at small-scale customers	Senter Novem	–	2005
80	Anzahl Anrufe pro Meter fehlerhafte Messung	0,75	Implementing smart metering infrastructure at small-scale customers	Senter Novem	0,50-1,00	2005
81	Reduktion Anzahl Anrufe bei Call Center NB – fehlerhafte Messung	50 %	Implementing smart metering infrastructure at small-scale customers	Senter Novem	25 - 75 %	2005
82	Anteil von Anrufern mit administrativen Kosten	33 %	Implementing smart metering infrastructure at small-scale customers	Senter Novem	–	2006
83	Kosten Personal + sonstige Back Office/h	EUR 30	Implementing smart metering infrastructure at small-scale customers	Senter Novem	EUR 30-50	2005
84	Verschiebung Peak/Off-Peak	2,50 %	Domestic Metering Innovation	ofgem	2,00-3,00 %	2006
			Impact evalution of the state wide California pricing pilot	CRA International		2005
85	Anteil Endverbraucher an Verschiebung Peak/ Off-Peak	25,00 %	Annahme auf Basis von Senter Novem	E-Control	25,00-50,00 %	2009
			Implementing smart metering infrastructure at small-scale customers	Senter Novem		2005
86	CO_2 Emissionen öster. Energiemix	210 g/kWh	Berechnung PwC auf Basis Ökostrombericht 2006-2008	–	–	2008
87	Reduktion Netzverluste – Effekt durch Peak- und Off-Peak Verschiebung	2,50 %	Annahme auf Basis der Peak-/Off-Peak Verschiebung	–	–	2009

#	Parameter	Wert Modell	Referenzstudien	Hrsg.	Bandbreite	Jahr
	Strom					
88	Server + Implemtierung	EUR 30.000	Durchschnittswerte aus vergleichbaren Standardnetzbetreibern	PwC Ö	EUR 30.000-40.000	2009
89	Sonstige IT	EUR 8.148	Durchschnittswerte aus vergleichbaren Standardnetzbetreibern	PwC Ö	–	2009
90	Software pro Server	EUR 20.000	Durchschnittswerte aus vergleichbaren Standardnetzbetreibern	PwC Ö	–	2009
91	IT Kosten Clearing & Settlement pro Meter	EUR 1,00	Abgeleitet aus Geschäftsberichten	PwC Ö	–	2009
92	Reduktion IT Kosten Clearing & Settlement pro Meter	20,00 %	Annahme abgeleitet aus Geschäftsbericht und einem geringen Datenvolumen von 50 %	PwC Ö	–	2009
93	Anzahl Smart Meter/Server + Speicher (1 MB/0,5 TB)	30.000	Durchschnittswerte aus vergleichbaren Standardnetzbetreibern	PwC Ö	10.000-50.000	2009
94	Vorhaltedauer Daten IT	36 Monate	Annahme auf Basis der üblichen Vorhaltedauer bei Telekommunikation	E-Control	–	2009
95	Zähler pro Datenkonzentrator	200	Durchschnittswerte aus vergleichbaren Standardnetzbetreibern	PwC Ö	100-300	2009
96	Kosten Konzentrator	EUR 1.500	Handlungsempfehlungen für einen wirtschaftlichen Messstellenbetrieb	LBD	EUR 1.000-2.000	2009
97	Vorrat Smart Meter für Eichung Kommunikationsstruktur PLC pro Meter	2,50 %	Nacheichverordnung BGB 62, Jahrgang 1999	Eichamt	–	1999
98	Datenübertragung, Instandhaltung exkl. Stromverbrauch	EUR 0,50	Research into the costs of smart meters for electricity and gas DSOs	Frontier Economics	–	2008
99	Kommunikationsstruktur GSM/GPRS Funk pro Meter – Datenübertragung exkl Stromverbrauch	EUR 10,50	Smart Meters in Great Britain the next steps	Sustainability first	–	2007
100	Kommunikationsstruktur WLAN, ZigBee pro Meter für Datenübertragung, Instandhaltung exkl. Stromverbrauch	EUR 0,50	Research into the costs of smart meters for electricity and gas DSOs	Frontier Economics	–	2008
101	Mietkosten Konzentratoren	EUR 100,00	Durchschnittswerte aus vergleichbaren Standardnetzbetreibern	PwC Ö	–	2009
102	Anteil Konzentratoren mit Mietkosten	50,00 %	Abgeleitet aus Anzahl von Trafostationen von Gasnetzbetreibern	PwC Ö	–	2009
103	Personalkosten IT pro Server	EUR 14.800	Durchschnittswerte aus vergleichbaren Standardnetzbetreibern	PwC Ö	–	2009
104	Stromverbrauch IT Klima + Server	13.140 kWh/a	Durchschnittswerte aus vergleichbaren Standardnetzbetreibern	Erecon	–	2006
105	Wartungskosten IT Infrastruktur	15,00 %	Implementing smart metering infrastructure at small-scale customers	Senter Novem	–	2006
106	Prsonalkosten Ablesung eines Zählers	EUR/h 16,00	GSNT-VO	E-Control	–	2010
107	Durchschnittl. Dauer für Ablesung eines Zählers	0,25 h	Implementing smart metering infrastructure at small-scale customers	Senter Novem	–	2005
108	Aufwand rechnerische Ermittlung pro Zähler beim NB	EUR/a 1,00	Abgeleitet aus Geschäftsberichten der Netzbetreiber und Energielieferanten	PwC Ö	–	2009
109	CO_2 Emissionen in Tt	88.000	Klimaschutzbericht 2009	UBA	–	2009
	Wachstum in %	-5,97 %	E-Control Ökostrombericht	E-Control	–	2009
110	Preis CO_2/t	EUR 15,67	EUA Avarage August 2008 bis August 2009	EEX	–	2009
111	Webportal – Datenmodell + Businesslogik, einmalige Kosten für alle Netzbetreiber	EUR 100.000	Umfrage bei Telekommunikationsunternehmen, Recherche	PwC Ö	–	2009

8.1.3 Allgemein

#	Parameter	Wert Modell	Referenzstudien	Hrsg.	Bandbreite	Jahr
	Strom					
112	Webportal – Datenmodell + Businesslogik pro Netzbetreiber für Customizing	EUR 100.000	Umfrage bei Telekommunikationsunternehmen, Recherche	PwC Ö	–	2009
113	Anzahl Netzbetreiber Strom	15	http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/strom/marktregeln/allgemeinebedingungen/ab-verteilbetzbetreiber	E-Control	–	2010
114	Anzahl Netzbetreiber Gas (nur die Größten)	10	http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/gas/marktregeln/allgemeinebedingungen/ab-verteilbetzbetreiber	E-Control	–	201
115	Anzahl Server für Webportal pro Netzbetreiber	3	Repräsentative Webportallösungen von Telekommunikationsunternehmen	PwC Ö	–	2009
116	Datenbankserver	EUR 100.000	Umfrage bei Telekommunikationsunternehmen, Recherche	PwC Ö	–	2009
117	Nutzungsdauer Server	7 J	Repräsentative Webportallösungen von Telekommunikationsunternehmen	PwC Ö	–	2009
118	Prozentsatz Kunden mit gleichzeitigem Zugriff	5,00 %	Webserver Performance – E Commerce	Tecchannel	–	2009
119	Anteil Webportal	55,00 %	Umfrage bei Telekommunikationsunternehmen	PwC Ö	–	2009
			Implementing smart metering infrastructure at small-scale customers	Senter Novem	–	2005
120	Kosten für monatl. postalische Information	EUR 1,00	Implementing smart metering infrastructure at small-scale customers	Senter Novem	–	2005
121	Anteil postalische Information	45,00 %	Umfrage bei Telekommunikationsunternehmen	PwC Ö	–	2009
			Implementing smart metering infrastructure at small-scale customers	Senter Novem		2005

8.2 Anhang 2: Literaturquellen

AGCS, 2009: Austrian Gas Clearing & Settlement 2008,
http://www.agcs.at/balance_energy_market/statistics/.

APCS, 2009: Durchschnitt Ausgleichenergiekosten abzgl. Marketmaker von 2007-2009,
http://www.apcs.at/balance_energy_market/statistics/.

Austrian Energy Agency, 2009: Bewertung der Zielerreichung gemäß Energieeffizienz- und Energiedienstleistungsrichtlinie 2006/32/EG.
http://www.monitoringstelle.at/fileadmin/dam/spritspar/downloads/methoden/Methoden_final_091012.pdf.

Baringa, 2009: Smart Meter Rollout: Risk & Optimism Bias Project.

BGB 62, 1999: Verordnung der Nacheichfrist für Elektrizitätszähler und elektrische Tarifgeräte, http://www.ris.bka.gv.at/Dokumente/BgblPdf/1999_62_2/1999_62_2.pdf.

BGB 74, 2009: Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend über die Verlängerung der Nacheichfrist für Balgengaszähler,
http://www.ris.bka.gv.at/Dokumente/BgblAuth/BGBLA_2009_II_74/COO_2026_100_2_516709.pdf.

Boardman, Greenberg, Vining, Weimer, 2006: Cost-benefit Analysis: Concepts and Practice, third edition.

Bundesamt für Energie, 2009: Smart Metering für die Schweiz – Potenziale, Erfolgsfaktoren und Maßnahmen für die Steigerung der Energieeffizienz.

Capgemini, 2008: From Policy to Implementation: The Status of Europe's Smart Metering Market.

CRA International, 2005: Advanced Interval Meter Communication Study,
http://www.dpi.vic.gov.au/dpi/dpinenergy.nsf/LinkView/8DE8870381398390CA2574E90013A7014CAC723B1D538D66CA25740C000D2004/$file/AMI%20Study.pdf.

CRA International, 2005: Impact evaluation of the state wide California pricing pilot, 2005.

DECC, 2009: Impact assessment of a GB-wide smart meter roll out for the domestic sector,
http://www.decc.gov.uk/Media/viewfile.ashx?FilePath=Consultations%5CSmart%20Metering%20for%20Electricity%20and%20Gas%5C1_20090508152831_e_@@_smartmeteriadomestic.pdf&filetype=4.

Ebnet, 2010: Wechselkosten und Wechselverhalten im österreichischen Strommarkt, Wirtschaftsuniversität Wien.

E-Control, 2009: Der österreichische Elektrizitätsmarkt, Verbraucherstruktur, August 2009.

E-Control, 2009: Der österreichische Erdgasmarkt, Verbraucherstruktur, August 2009.

E-Control, 2009: Erdgasbilanz Österreich, Kalenderjahr 2008,
http://www2.e-control.at/portal/page/portal/ECONTROL_HOME/GAS/ZAHLEN_DATEN_FAKTEN/ENERGIESTATISTIK/Berichtsjahr2008/files/2008_ErdGasBil-12.xls.

E-Control, 2009: Gaspreiszusammensetzung, April 2009;
http://www.e-control.at/de/konsumenten/gas/der-gaspreis/preiszusammensetzung.

E-Control, 2009: HEPI Index Juli 2009 Strom,
http://www.e-control.at/de/konsumenten/strom/strompreis/strompreis-monitor#hepi.

E-Control, 2009: HEPI Index Juli 2009 Gas,
http://www.e-control.at/de/konsumenten/gas/der-gaspreis/gaspreis-monitor#hepi.

E-Control, 2009: Liberalisierungseffekte im österreichischen Elektrizitätsmarkt/Gasmarkt, Versorgerwechsel nach Endkundenkategorien, Dezember 2008.

E-Control, 2009: Durchschnittswert Tarifkalkulator, gewichtet mit ECG Marktstatistik 2008

E-Control, 2009: Netzverluste in Österreich 2006,
http://www2.e-control.at/portal/page/portal/ECONTROL_HOME/STROM/ZAHLENDATENFAKTEN/ENERGIE-STATISTIK/Archiv/Betriebsstatistik2006/files/2006JR_OffVer.xls.

E-Control, 2009: Ökostrombericht Juli 2009,
http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/presse/dokumente/pdfs/ECG_Oekostrombericht_Endversion_Final%20Document_2009-07-2.pdf.

E-Control, 2009: Öffentliches Netz, Kalenderjahr 2008,
http://www2.e-control.at/portal/page/portal/ECONTROL_HOME/STROM/ZAHLENDATENFAKTEN/ENERGIESTATISTIK/Berichtsjahr2008/files/2008_StromOeNBil-12.xls.

E-Control, 2009: Strompreiszusammensetzung, April 2009,
http://www.e-control.at/de/konsumenten/strom/strompreis/preiszusammensetzung.

E-Control, 2009: Strom-Systemnutzungstarife-Verordnung 2010,
http://www.e-control.at/portal/page/portal/recht/bundesrecht/strom/verordnungen.

E-Control, 2009: Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung 2010,
http://www.e-control.at/de/recht/bundesrecht/gas/verordnungen.

E-Control, 2009: Richtlinie 2006/32/EG,
http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/recht/dokumente/pdfs/energieeffizienzrichtlinie-2006_0.pdf.

E-Control, 2010: Marktteilnehmer Strom,
http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/strom/marktregeln/allgemeine-bedingungen/ab-verteilnetzbetreiber.

E-Control, 2010: Marktteilnehmer Gas, Quelle:
http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/gas/marktregeln/allgemeine-bedingungen/ab-verteilnetzbetreiber.

E-Control, 2010: Richtlinie 2009/72/EG,
http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/recht/dokumente/pdfs/elektrizitaetsbinnenmarkt-richtlinie-130709.pdf.

E-Control, 2010: Richtlinie 2009/73EG,
http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/recht/dokumente/pdfs/erdgasbinnenmarkt-richtlinie-130709.pdf.

Europäische Kommission, 2008: European Energy and Transport, Trends to 2030,
http://ec.europa.eu/dgs/energy_transport/figures/trends_2030_update_2007/energy_transport_trends_2030_update_2007_en.pdf.

Frey, Bruno /Kirchgässner, Gebhard, 2002: Demokratische Wirtschaftspolitik, Theorie und Anwendung, 3. Auflage.

Frontier Economics, 2008: Research into the costs of smart meters for electricity and gas DSOs,
http://www.energiekamer.nl/images/Kostenonderzoek_FE%26L_webversie_tcm7-121129.pdf.

Frontier Economics, 2007: Smart Metering,
http://www.frontier-economics.com/_library/publications/frontier%20paper%20-%20Centrica%20smart%20metering%20oct2007.pdf.

Haag, Tschirschky, Meister, 2008: Smart Metering – ‚Missing link' für den Umbau der E-nergiewirtschaft? rgebnisse einer Studie der Utilities Practice,
http://www.atkearney.de/content/veroeffentlichungen/whitepaper_practice.php/practice/energie/id/50439.

Hanusch, Horst, 2004: Nutzen-Kosten-Analyse, 2. Auflage.

Hartung, 1993: Gesetz der Großen Zahlen, R. Oldenburg Verlag: Wien, Seite 121.

IMF, 2009: Inflationsrate, BIP-Prognose für Österreich,
http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2009/01/weodata/weorept.aspx?sy=2000&ey=2014&scsm=1&ssd=1&sort=country&ds=.&br=1&c=122&s=NGDP_RPCH%2CPCPIPCH&grp=0&a=&pr.x=52&pr.y=14.

Kester, Burgos, 2008: European Smart Metering Alliance: European Smart Metering Guide. Energy Efficiency and the Customer.

Kolleritsch, 2004: Input-Output-Multiplikatoren 2000, Statistik Austria.

Konsument, 2005: Heizsystem & Warmwasser.

Konsument, 2009: Energiesparen – ganz einfach!

LBD, 2009: Handlungsempfehlungen für einen wirtschaftlichen Messstellenbetrieb,
http://www.lbd.de/cms/pdf-gutachten-und-studien/0902-LBD-Studie-wirtschaftlicher-Messstellenbetrieb.pdf.

Mader, Manfred, 2009: Siemens baut an Geldmaschine. Wirtschaftsblatt, 05. Oktober 2009, Seite 3.

Maß- und Eichgesetz, 2010: Gesamte Rechtsvorschrift für Maß- und Eichgesetz – Langtitel und Änderungen.
http://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung/Bundesnormen/10011268/MEG%2c%20Fassung%20vom%20 26.05.2010.pdf.

Meterpedia, 2009: Smart Metering-Projekte weltweit,
http://meterpedia.com/mwp/.

Nowotny, Ewald, 1999: Der öffentliche Sektor. Eine Einführung in die Finanzwissenschaft, 4. Auflage.

Ofgem, 2006: Domestic Metering Innovation - Next Steps,
http://www.ofgem.gov.uk/MARKETS/RETMKTS/METRNG/SMART/Documents1/14527-Metering%20Innovation_Decision%20document_final.pdf.

Ontario Energy Board, 2007: Report of the Board on 2nd Generation Incentive Regulation for Ontario's Electricity Distributors,
http://www.oeb.gov.on.ca/documents/cases/RP-2004-0196/addendum_report_20070129.pdf.

SenterNovem, 2005: Recommendation - Implementing smart metering infrastructure at small-scale customers.

Stäglin, 2005: Die Input-Output Rechnung als Hilfsmittel der Prognose, in Mertens P. und Rässler S. (Hrsg.) Prognose, 6. Auflage, Physica-Verlag HD.

Statistik Austria, 2009: Arbeitsmarktstatistik 2007, http://www.statistik.at/web_de/static/arbeitsmarktstatistik_-_jahresergebnisse_2007_schnellbericht_030570.pdf.

Statistik Austria, 2009: Branchendaten nach Wirtschaftszweigen, ÖNACE C-K.

Statistik Austria, 2009: Bruttoinlandsprodukt nach Wirtschaftsbereichen, http://www.statistik.at/web_de/static/bruttoinlandsprodukt_nach_wirtschaftsbereichen_nominell_019716.xls.

Statistik Austria, 2009: Hauptergebnisse der Lohnsteuerstatistiken 2002 bis 2007, http://www.statistik.at/web_de/static/hauptergebnisse_der_lohnsteuerstatistiken_fuer_die_jahre_2002_bis_2007_019134.xls.

Statistik Austria, 2009: IKT-Einsatz in Haushalten 2009.

Statistik Austria, 2009: Österreich und seine Bundesländer, http://www.statistik.at/web_de/services/wirtschaftsatlas_oesterreich/oesterreich_und_seine_bundeslaender/index.html.

Statistik Austria, 2009: Privathaushalte und Familien 1984 bis 2008.

Statistik Austria, 2009: Telefonische Auskünfte zu Multiplikatoren in Österreich.

Statistik Austria, 2005: Input-Output-Tabelle inklusive Aufkommens- und Verwendungstabelle, Wien 2009. http://www.statistik.at/web_de/dynamic/statistiken/volkswirtschaftliche_gesamtrechnungen/input-output-statistik/publikationen?id=20&webcat=358&nodeId=524&frag=3&listid=358.

Sustainability first, 2007: Smart Meters in Great Britain the next steps, http://www.sustainabilityfirst.org.uk/docs/smartmeters%20-%20the%20next%20steps%20-%20july2007.pdf.

Sustainability first, 2006: Smart Meters: Commercial, Policy and Regulatory Drivers, http://www.sustainabilityfirst.org.uk/docs/smart%20meters%20pdf%20version.pdf.

Tecchannel, 2010: Vergleich der Webserver-Performance.

Umweltbundesamt, 2009: Klimaschutzbericht 2009, http://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/REP0226.pdf.

VaasaEtt, 2010: Global energy think tank, http://www.vaasaett.com/2010/01/respond-2010/.

8.3 Anhang 3: Tabellenverzeichnis

8.4 Anhang 4: Abbildungsverzeichnis

8.5 Anhang 5: Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Definition
AGCS	Austrian Gas Clearing & Settlement AG
APCS	Austrian Power Clearing & Settlement AG
AMM	Automated Meter Management
AMR	Automated Meter Reading
BIP	Bruttoinlandsprodukt
CAPEX	Capital Expenditures
CO_2	Kohlenstoffdioxid
DSL	Digital Subscriber Line
ECG, E-Control	Energie-Control
EEX	European Energy Exchange
EG	Europäische Gemeinschaft
EUA	European Union Emission Allowance
EUR	Euro
g/kWh	Gramm pro Kilowattstunde
GPRS	General Packet Radio Service
GSM	Global Sstem für Mobile Communications
GSNT-VO	Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung
GWh	Gigawattstunde
HEPI	Europäischer Haushalts-Energiepreisindex
i.d.R.	in der Regel
IMF	International Monetary Fund
IP	Internet Protokoll
IT	Informationstechnologie
KNA	Kosten/Nutzen Analyse
kBit/s	Kilobit pro Sekunde
kWh	Kilowattstunde
kWh/a	Kilowattstunde per anno
LWL	Lichtwellenleiter
M-Mus	Meter-Bus
MB	Megabyte
Mio.	Million
Mrd.	Milliarde
MWh	Megawattstunde
OPEX	Operational Expenditures
PLC	Powerline Carrier
PRIMES	Modell zur Preis- und Wachstumsprognose der EU
PwC	PricewaterhouseCoopers
RL	Richtlinie
SNT-VO	Systemnutzungstarife-Verordnung
TEUR	Tausend Euro
Tsd.	Tausend
WLAN	Wireless Local Area Network
z.B.	zum Beispiel

Ihre Ansprechpartner bei PricewaterhouseCoopers

Ihre Ansprechpartner zur Studie

Bernhard Haider
Partner
Tel. +43 1 501 88 2900
bernhard.haider@at.pwc.com

Erwin Smole
Director
Tel. +43 1 501 88 2928
erwin.smole@at.pwc.com

Globale Ansprechpartner

Manfred Wiegand
Global Utilities Leader
Tel. +49 201 438 1517
manfred.wiegand@de.pwc.com

Michael Hurley
Global Energy, Utilities & Mining
Advisory Leader
Tel. +44 20 7804 4465
michael.hurley@uk.pwc.com

James Koch
Global Energy, Utilities & Mining
Tax Leader
Tel. +1 713 356 4626
james.koch@us.pwc.com

Lokale Ansprechpartner

Österreich
Gerhard Prachner
Tel. +43 1 501 88 1800
gerhard.prachner@at.pwc.com

Belgien
Bernard Gabriels
Tel. +32 3 259 3304
bernard.gabriels@be.pwc.com

Central & Eastern Europe
Alexander Chmel
Tel. +7 495 9676334
alexander.chmel@ru.pwc.com

Dänemark
Per Timmermann
Tel. +45 39453945
per.timmermann@dk.pwc.com

Finnland
Juha Tuomala
Tel. +358 9 2280 1451
juha.tuomala@fi.pwc.com

Frankreich
Philippe Girault
Tel. +33 1 56 57 88 97
philippe.girault@fr.pwc.com

Deutschland
Manfred Wiegand
Tel. +49 201 438 1517
manfred.wiegand@de.pwc.com

Griechenland
Socrates Leptos-Bourgi
Tel. +30 210 687 4693
socrates.leptos.-.bourgi@gr.pwc.com

Irland
Denis O'Connor
Tel. +353 1 792 6288
denis.g.oconnor@ie.pwc.com

Italien
John McQuiston
Tel. +390 6 57025 2439
john.mcquiston@it.pwc.com

Niederlande
Jeroen van Hoof
Tel. +31 26 3712575
jeroen.van.hoof@nl.pwc.com

Norwegen
Ståle Johansen
Tel. +47 95 26 04 76
staale.johansen@no.pwc.com

Portugal
Luis Ferreira
Tel. +351 213 599 296
luis.s.ferreira@pt.pwc.com

Russland
Alexander Chmel
Tel. +7 495 9676334
alexander.chmel@ru.pwc.com

Spanien
Gonzalo Sanchez Martinez
Tel. +34 946 022 534
gonzalo.sanchez@es.pwc.com

Schweden
Martin Gavelius
Tel. + 46 8 555 335 29
martin.gavelius@se.pwc.com

Schweiz
Ralf Schlaepfer
Tel. +41 58 792 1620
ralf.schlaepfer@ch.pwc.com

Türkei
Faruk Sabuncu
Tel. +90 212 326 6082
faruk.sabuncu@tr.pwc.com

Großbritannien
Ross Hunter
Tel. +44 207 804 4326
ross.hunter@uk.pwc.com

www.pwc.at