

SCHLUSSBERICHT – 26.06.2015

Smart Metering Roll Out – Kosten und Nutzen

Aktualisierung des Smart Metering
Impact Assessments 2012

Im Auftrag des Bundesamts für Energie

Impressum

Empfohlene Zitierweise

Autor: Ecoplan
Titel: Smart Metering Roll Out – Kosten und Nutzen
Untertitel: Aktualisierung des Smart Metering Impact Assessments 2012
Auftraggeber: Bundesamt für Energie
Ort: Bern
Datum: 26.06.2015

Begleitung seitens BFE

Dr. Matthias Galus (Projektleitung)
Bruno Le Roy

Projektteam Ecoplan

André Müller (Projektleitung)
Corinne Spillmann

Zusammen mit:
Prof. Dr. Thorsten Staake

Der Bericht gibt die Auffassung des Projektteams wieder, die nicht notwendigerweise mit derjenigen des Auftraggebers bzw. der Auftraggeberin oder der Begleitorgane übereinstimmen muss.

ECOPLAN AG

Forschung und Beratung
in Wirtschaft und Politik

www.ecoplan.ch

Monbijoustrasse 14
CH - 3011 Bern
Tel +41 31 356 61 61
bern@ecoplan.ch

Schützengasse 1
Postfach
CH - 6460 Altdorf
Tel +41 41 870 90 60
altdorf@ecoplan.ch

Inhaltsübersicht

	Das Wichtigste in Kürze	2
	Inhaltsverzeichnis	3
	Abkürzungsverzeichnis	4
	Kurzfassung.....	5
1	Einleitung	13
2	Vorgehen und bewertete Kosten und Nutzen im Überblick	15
3	Einführungsszenario: Flächendeckender Rollout.....	17
4	Direkte Kosten und Nutzen	20
5	Indirekte Kosten und Nutzen	28
6	Stimulierung Wettbewerb.....	38
7	Makroökonomische Effekte und ökologische Auswirkungen.....	46
8	Resultate im Überblick	50
9	Anhang A: Experteninterviews.....	61
10	Anhang B: Annahmen	63
	Literaturverzeichnis	69

Das Wichtigste in Kürze

Mit dem vorliegenden Bericht wird eine Aktualisierung des Smart Metering Impact Assessments 2012 vorgenommen. Dabei werden den geänderten Rahmenbedingungen (z.B. Wechselkurs EUR/CHF), den in der Zwischenzeit gesammelten Erfahrungen mit inländischen Pilotprojekten und dem Rollout im Ausland sowie den vom Bundesamt für Energie im November 2014 veröffentlichten Mindestanforderungen und Einführungsmodalitäten eines flächendeckenden Rollouts Rechnung getragen.

Die vorliegende Aktualisierung untersucht die Kosten und Nutzen eines flächendeckenden Rollouts von Smart Metern für die Schweiz.

Das Impact Assessment 2015 bestätigt das Impact Assessment von 2012 und zeigt, dass eine flächendeckende Einführung von Smart Metering aus volkswirtschaftlicher Sicht rentabel ist: Für die Erstellung und den Betrieb der zentralen und dezentralen Smart-Metering-Infrastruktur muss im Zeitraum 2015 bis 2035 mit Nettomehrkosten (Mehrkosten abzüglich Kosteneinsparungen) von 0.83 Mrd. CHF gerechnet werden. Diesen Nettomehrkosten stehen Stromeinsparungen bei den Endkunden und Einsparungen bei den Geschäftsprozessen der Elektrizitätsversorgungsunternehmen von 1.26 bis 1.68 Mrd. CHF gegenüber. Das flächendeckende Rollout von Smart Metern bringt also im Zeitraum 2015 bis 2035 einen quantifizierbaren gesamten Nettonutzen von 0.43 bis 0.85 Mrd. CHF.

Von der flächendeckenden Einführung von Smart Metern profitieren in erster Linie die Endkunden (Haushalte sowie Dienstleistungs- und Gewerbebetriebe) mit Energie- und Geldeinsparungen. Beim heutigen Regulativ wären für die Netzbetreiber und Energielieferanten bzw. Stromproduzenten die quantifizierten Kosten höher als der Nutzen. Für die Wirtschaft erwarten wir leicht positive Impulse. Zugunsten einer möglichst flächendeckenden Einführung von Smart Metering sprechen auch die Stimulierung des Wettbewerbs, die vermiedenen externen Kosten, die Bedeutung von Smart Metering für die Energiestrategie 2050 und die Chancen von neuen, auf Verbrauchsdaten basierende Energiedienstleistungen. Nicht quantifiziert aber wichtig sind die Nutzen von Smart-Metering-Systemen für Netzbetreiber, Stromlieferanten und Bilanzgruppenverantwortliche im Rahmen einer vollen Strommarktöffnung. Hierunter fallen z.B. eine verbesserte Prognosemöglichkeit von Verbrauch und Produktion, welche die Ausgleichsenergiekosten reduziert, die Datengrundlage zur Netzplanung bzw. für den Netzbetrieb verbessert, die Integration von neuen erneuerbaren Energien mittels eines allfälligen Einspeisemanagements verbessert und neue Tarifstrukturen für Netz und Energie, eine effizientere Verwaltung von Eigenverbrauchern sowie letztlich die Einbindung von Aggregatoren, die auf Flexibilität (Verbrauch, Produktion, Speicher) im Verteilnetz zugreifen, ermöglicht.

Inhaltsverzeichnis

	Das Wichtigste in Kürze	2
	Inhaltsverzeichnis	3
	Abkürzungsverzeichnis	4
	Kurzfassung.....	5
1	Einleitung	13
2	Vorgehen und bewertete Kosten und Nutzen im Überblick	15
3	Einführungsszenario: Flächendeckender Rollout.....	17
4	Direkte Kosten und Nutzen	20
5	Indirekte Kosten und Nutzen	28
6	Stimulierung Wettbewerb.....	38
7	Makroökonomische Effekte und ökologische Auswirkungen.....	46
8	Resultate im Überblick	50
8.1	Zusammenfassung aller Kosten und Nutzen	50
8.2	Aufteilung der Kosten und Nutzen auf die Akteure	53
8.3	Sensitivitätsanalyse.....	54
8.3.1	Szenario „flächendeckendes Rollout mit Laststeuerung“	54
8.3.2	Einfluss des Wechselkurses und der Gestehungskosten für Strom	56
8.3.3	Einfluss der Änderung aller Annahmen	57
8.4	Schlussbemerkungen.....	59
9	Anhang A: Experteninterviews.....	61
10	Anhang B: Annahmen	63
	Literaturverzeichnis	69

Abkürzungsverzeichnis

BFE	Bundesamt für Energie
BFS	Bundesamt für Statistik
BKW	BKW Energie AG - Elektrizitätsversorgungsunternehmen mit Sitz in Bern (ehemals Bernische Kraftwerke AG)
CHF	Schweizer Franken
CKW	Centralschweizerische Kraftwerke AG
DeNOx	Rauchgasentstickung
EKZ	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich
EU ETS	EU emissions trading system
EUR	Euro
EVU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
ewz	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich
GPRS	General Packet Radio Service, paketorientierter Dienst zur Datenübertragung in GSM-Netzen
GSM	Global System for Mobile communications, einer der Standards in der Mobiltelefonie
kB	Kilobyte
KEV	Kostendeckende Einspeisevergütung
KMU	Kleine und Mittlere Unternehmen
kWh	Kilowattstunde
LTE	Long Term Evolution (Mobilfunk-Netztechnologie)
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
NBW	Nettobarwert
NEP	Nachfrageentwicklung „Neue Energiepolitik“
PLC	Power Line Communication, Technologie zur Datenübertragung über das Stromnetz
Rp.	Rappen
SaaS	Software as a Service
SM	Smart Meter, Smart Metering
SMIA 2012	Smart Metering Impact Assessment 2012
SMIA 2015	Smart Metering Impact Assessment 2015 – vorliegende Aktualisierung des SMIA 2012
StromVG	Stromversorgungsgesetz
StromVV	Stromversorgungsverordnung
WWB	Nachfrageentwicklung „Weiter wie bisher“

Kurzfassung

Ziel der Aktualisierung des Smart Metering Impact Assessments

Basierend auf den Ergebnissen des Smart Metering Impact Assessments 2012 (SMIA 2012) über die Einführung von Smart-Metering-Systemen und auf einer Analyse der internationalen Entwicklungen werden im Rahmen der Botschaft zur Energiestrategie 2012 verschiedene Massnahmen im Hinblick auf ein flächendeckendes Rollout von Smart Metern vorgeschlagen (neuer Art. 17a und Art. 15 im StromVG). Das BFE hat im November 2014 die technischen Mindestanforderungen und die Einführungsmodalitäten eines flächendeckenden Rollouts konkretisiert.

Das Ziel des vorliegenden SMIA 2015 ist die Aktualisierung der Kosten-Nutzen-Analyse für eine flächendeckende Einführung von Smart-Metering-Systemen in der Schweiz, welche die Voraussetzungen der erarbeiteten Einführungsmodalitäten und Mindestanforderungen mit einbezieht.

Die wesentlichsten aktualisierten Punkte im vorliegenden SMIA 2015 im Vergleich zum SMIA 2012 sind Folgende:

- Flächendeckendes Rollout von Smart Meters gemäss den „Technischen Mindestanforderungen und Einführungsmodalitäten“ vom November 2014. Konkret bedeutet dies:
 - Flächendeckende Einführung von Smart Metern mit einer Abdeckung von 80% bis ins Jahr 2025, wobei ein Bestandsschutz von 10 Jahren für konventionelle Zähler gilt.
 - In den Mindestanforderungen wird keine Laststeuerung durch Rundsteuerung gefordert. Die Kosten als auch die Nutzen der Laststeuerung werden somit nicht berücksichtigt.
 - Verschiedene, weitere technische Mindestanforderungen an die Systeme, die allerdings in geringem Masse einen Einfluss auf die Kosten haben.
- Seit dem Smart Metering Impact Assessment 2012 wurden verschiedene Pilotprojekte Schweizer EVUs abgeschlossen und ausgewertet. Auch aus dem Ausland liegen neue Erfahrungen mit dem Rollout vor. Diese neuen Erkenntnisse und Entwicklungen wurden im Rahmen von Experteninterviews erfasst und sind in das vorliegende SMIA 2015 eingeflossen.
- Veränderte Rahmenbedingungen – insbesondere die neue Wechselkurssituation – sind ebenfalls im vorliegenden SMIA 2015 berücksichtigt.
- Weiter wurden auch die neuesten Erkenntnisse in Bezug auf die Wechselhäufigkeit der Endkunden bezüglich ihrer Stromlieferanten aus dem Monitoring eines geöffneten Strommarktes der EU berücksichtigt.

Kosten und Nutzen eines flächendeckenden Rollouts von Smart Metern

Die nachfolgende Abbildung zeigt die quantifizierten Kosten (negative Werte) und die Nutzen (positive Werte) eines flächendeckenden Rollouts im Vergleich mit einer Situation ohne Smart Metering Rollout (Status Quo). Die zusätzlichen Kosten (rote Balken) und Nutzen (grüne Balken) eines flächendeckenden Rollouts werden für die Jahre 2015 bis 2035 kumuliert ausgewiesen:¹

- Ein flächendeckendes Rollout verursacht bei der Gegenüberstellung der **direkten Kosten und Nutzen** (Installation und Betrieb der Smart Meter) Nettomehrkosten von 835 Mio. CHF bis 2035 oder knapp 50 Mio. CHF pro Jahr.. Dabei sind die zusätzlichen Investitionen in die Smart-Metering-Infrastruktur, welche bis 2035 Mehrkosten von rund 680 Mio. CHF verursachen, die grössten Kostentreiber eines flächendeckenden Rollouts. Trotz des 10-jährigen Bestandsschutzes sind immer noch rund 1.3 Mio. Zähler vorzeitig zu ersetzen. Da diese aber kurz vor Erreichen ihrer Nutzungsdauer stehen, fällt der Wertverlust aufgrund des vorzeitigen Ersatzes mit 14 Mio. CHF relativ gering aus.

Abbildung 1: Direkte Kosten und Nutzen, kumulierte Kosten und Nutzen 2015 - 2035

	Differenz Status Quo versus flächendeckendes Rollout [Mio. CHF]
Investitionskosten	-680
- Gerätekosten dezentrale Infrastruktur	-317
- Installationskosten	-108
- Kosten zentrale Infrastruktur	-255
Wertverlust aufgrund vorzeitigem Ersatz	-14
Betriebskosten	-285
- Eigenverbrauch Zähler	0
- Kundensupport	51
- Soft- und Hardware	-336
Kommunikationskosten	-127
Geschäftsprozesse	431
- Ablesekosten	201
- Rechnungsstellung	0
- Umzugsprozess	229
- Tarifwechsel	2
Effizienzkampagnen	-160
Total direkte Kosten und Nutzen	-835

Für den Betrieb der Smart Meter Infrastruktur ist mit Kosten von insgesamt 285 Mio. CHF zu rechnen – Einsparungen beim Kundensupport stehen relativ hohe zusätzliche Aufwendungen für Software und Hardware-Unterhalt gegenüber. Zusätzlich fallen Kommunikationskosten im Umfang von 127 Mio. CHF an. Die Smart-Metering-Infrastruktur ermöglicht effizientere Geschäftsprozesse, sodass Einsparungen von insgesamt 431 Mio. CHF resultieren. Damit die durch die Smart Meters ermöglichten Stromeinsparungen auch tatsäch-

¹ Sogenannte Nettobarwerte, welche die Cashflows für die Jahre 2015 bis 2035 mit 2% realer Diskontrate auf das Jahr 2015 abdiskontieren.

lich umgesetzt werden, sind spezifische Effizienzkampagnen (z.B. Kundensreiben und Online-Effizienzkampagnen für Portalbenutzer) im Umfang von rund 160 Mio. CHF notwendig.

- Bei der Gegenüberstellung der **indirekten Kosten und Nutzen** sind beim flächendeckenden Rollout die erzielten Strom(kosten)einsparungen für den positiven Nettonutzen von 1'101 bis 1'519 Mio. CHF bzw. 65 bis 90 Mio. CHF pro Jahr verantwortlich: Smart Meter bieten Anreize für Stromeinsparungen. Bei einer „flächendeckenden Einführung“ von Smart Metern verringert sich die gesamte Stromnachfrage um rund 1.8%. Diese relativ bescheidene Stromnachfragereduktion ist u.a. darauf zurückzuführen, dass die Grossverbraucher schon heute mit Mess- und Steuerapparaturen ausgerüstet sind und mit Smart Metern für diese Verbrauchergruppe kaum zusätzliche Anreize zum effizienten Stromverbrauch geschaffen werden. Der Nutzen der 1.8% Stromeinsparungen wurde mittels computergestützten Simulationsmodellen berechnet. Der Nutzen ist – trotz relativ geringer prozentualer Einsparung – bedeutend: Für die Konsumenten kann mit einem Nutzen im Umfang von 1'452 bis 1'642 Mio. CHF gerechnet werden. Die Konsumenten brauchen weniger Strom und haben dementsprechend eine niedrigere Stromrechnung. Die Stromeinsparungen unterscheiden sich zwischen den beiden Nachfrageszenarien „Weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“ relativ stark: Die Stromeinsparungen im Szenario „Neue Energiepolitik“ sind relativ gesehen zwar gleich hoch wie beim Szenario „Weiter wie bisher“, aufgrund der höheren Stromnachfrage im Szenario „Weiter wie bisher“ sind aber die absoluten Stromeinsparungen höher. Dies ist einer der Hauptgründe, wieso die indirekten Nutzen aus der Stromeinsparung im Szenario „Neue Energiepolitik“ kleiner ausfallen als im Szenario „Weiter wie bisher“.

Die Einsparungen bei den Netzkosten müssten situationsbezogen erhoben werden und sind abhängig vom künftigen Stromtarifsystem sowie von neuen Dienstleistungen im Bereich Verbrauchs- und Produktionssteuerung. Auf eine Quantifizierung musste im vorliegenden SMIA 2015 verzichtet werden.

Abbildung 2: Indirekte Kosten und Nutzen, kumulierte Kosten und Nutzen 2015 - 2035

	Differenz Status Quo versus flächendeckendes Rollout [Mio. CHF]	
	"Weiter wie bisher"	"Neue Energiepolitik"
Netzkosten	<i>nicht quantifiziert im vorliegenden SMIA 2015</i>	
Konsumentenrenten	1'642	1'452
- Privathaushalte	724	671
- Dienstleistungen	724	581
- Gewerbe	194	201
Produzentenrenten	-123	-352
Total indirekte Kosten und Nutzen	1'519	1'101

Die Produzenten haben mit Einbussen von -123 Mio. CHF (Nachfrageszenario „Weiter wie bisher“) bis -352 Mio. CHF (Nachfrageszenario „Neue Energiepolitik“) zu rechnen, da

der Nachfragerückgang zu einem leicht sinkenden Strompreis und Margenverluste führt. Unter Beachtung des Stromaussehens wirkt sich dies für die Schweizer Produzenten im Nachfrageszenario „Neue Energiepolitik“ leicht stärker aus als im Nachfrageszenario „Weiter wie bisher“.

- Ein flächendeckendes Rollout ermöglicht einen **erleichterten Anbieterwechsel** (einziger quantifizierter Nutzen unter dem Titel „Stimulierung Wettbewerb“), was in **Einsparungen von 162 Mio. CHF bis ins Jahr 2035** oder knapp 10 Mio. pro Jahr resultiert: Mit Smart Metern wird der Anbieterwechsel effizienter. Die manuelle Ablesung für Abrechnungszwecke entfällt und weitere Automatisierungen und Vereinfachungen des Wechselprozesses werden möglich.

Gesamtergebnis: Nutzen eines flächendeckenden Rollouts grösser als Kosten

Das flächendeckende Rollout bringt einen quantifizierten Nettonutzen von insgesamt 427 Mio. CHF (Nachfrageszenario „Neue Energiepolitik“) bis 846 Mio. CHF (Nachfrageszenario „Weiter wie bisher“) – kumuliert bis zum Jahr 2035. Pro Jahr entspricht dies 25 bis 50 Mio. CHF. Die zusätzlichen Kosten für die Installation und den Betrieb der zentralen und dezentralen Smart-Metering-Infrastruktur sind also kleiner als die erzielbaren Einsparungen bei den Stromkosten der Stromkunden und den Geschäftsprozessen der Elektrizitätsversorgungsunternehmen.

Abbildung 3: Zusammenfassung aller quantifizierten Kosten und Nutzen, kumulierte Kosten und Nutzen 2015 - 2035

	Differenz Status Quo versus flächendeckendes Rollout [Mio. CHF]	
	"Weiter wie bisher"	"Neue Energiepolitik"
Total direkte Kosten und Nutzen	-835	-835
Total indirekte Kosten und Nutzen	1'519	1'101
Total erleichterter Anbieterwechsel	162	162
Total quantifizierte Kosten und Nutzen	846	427

Zu diesen quantifizierten Kosten und Nutzen kommt noch eine Vielzahl von hier nicht quantifizierten Nutzen, welche das flächendeckende Rollout aus einer volkswirtschaftlichen Perspektive noch attraktiver machen. Zu erwähnen sind insbesondere:

- *Stimulierung des Wettbewerbs:* Smart Metering alleine kann den Wettbewerb nicht stimulieren, aber Voraussetzungen schaffen, damit die beabsichtigte Marktliberalisierung auch tatsächlich mehr Wettbewerb und Dynamik in den Strommarkt bringt, z.B. über angepasste Beratungen oder ein verbessertes Customer Relationship Management. Hier können Kosten durch automatisierte Prozesse bei Datenbereitstellung, bei der Datenverarbeitung sowie bei den Aufwänden für Kundenwechsel eingespart werden.

- *Erhöhte Prognosegenauigkeit und Einsparungen bei der Ausgleichsenergie:* Mit den Smart Metern werden detaillierte Stromverbrauchsprofile für Netzbetreiber und Bilanzgruppenverantwortliche nutzbar. Damit kann die Prognosegenauigkeit des Stromverbrauchs bzw. der Stromproduktion gesteigert werden, was eine optimierte Beschaffung ermöglicht und Einsparungen bei der Ausgleichsenergie bringt.
- *Nutzen aus verbesserter Dienstleistungs- und Servicequalität (Smart Market):* Mit Smart Metering werden neue Dienstleistungen möglich. Hierzu zählen bspw. eine flexiblere Stromtarifgestaltung, Smart-Home-Dienstleistungen, ein transparenteres Abrechnungswesen sowie eine automatisierte Energieberatung. Diese Smart-Market-Aktivitäten sind wichtig in Bezug auf einen sich dynamisch entwickelnden Strommarkt. Weiter ermöglicht Smart Metering die Teilnahme von weiteren Akteuren am Markt. Beispielsweise wird die Handhabung von neuen Konzepten im Strommarkt, z.B. die Bündelung des Verbrauchs durch Aggregatoren oder eine Bündelung von dezentralen Erzeugern durch „virtuelle Kraftwerke“, und ihr Einsatz für Regelleistung stark vereinfacht. Dies trägt zur Hebung der Nutzen von Flexibilität in den Verteilnetzen bei. Welchen Nutzen diese neuen Dienstleistungen und Strommarktkonzepte künftig stiften, ist heute weder absehbar noch abschließend in dieser Studie quantifizierbar.
- *Nutzen von Optionen im Zusammenhang mit Smart Grid:* Smart Meter sind ein Baustein eines Smart Grids. Die netzseitigen Nutzen von Smart Meter sind in einer effizienteren Ausnutzung von Netzkapazitäten, bspw. über dynamische Netznutzungstarife und damit einer Erhöhung der Verursachergerechtigkeit, besseren Überwachung der unteren Netzebenen und damit erhöhten Netzsicherheit oder in einer kostengünstigeren Einbindung von Kleinsterzeugern zu suchen, indem z. B. ein Einspeisemanagement ermöglicht oder die Handhabung von Eigenverbrauchskonstrukten stark vereinfacht wird. Nicht zuletzt erlauben die höher aufgelösten Daten eine verbesserte Netzplanung. Weiter können Smart-Meter-Systeme auch als Plattform für die Nutzung von nachfrage- und angebotsseitiger Flexibilität durch Dritte sowie für die Entwicklung und den Betrieb von Gebäudeautomatonsystemen dienen. Damit können ganze Gebäude auf Anreizsignale und Bedürfnisse des Strommarkts bzw. des Stromnetzes reagieren.
- *Wichtiger Pfeiler der Energiestrategie 2050:* Smart Metering unterstützt die Integration neuer erneuerbarer Energien auf vielfältige Weise: Das Zusammenbringen von fluktuierender Einspeisung und Verbrauch wird erleichtert, die Handhabung von Eigenverbrauchskonstrukten sowie die Einbindung und Abrechnung von neuen erneuerbaren Energien und deren Direktvermarktung wird vereinfacht und wirksame Anreize zum Stromsparen können gesetzt werden. Tarife schaffen Anreize für Lastverschiebungen und helfen Strom effizient einzusetzen. Weiter wird auch das Monitoring der Energiestrategie 2050 verbessert und erleichtert.

Aufteilung der Kosten und Nutzen auf die Akteure

Heutiges Regulativ: Hauptnutzen bei den Endkonsumenten – Zusätzliche Kosten für die Netzbetreiber

Der Hauptnutzen fällt bei den Endkonsumenten an (vgl. Abbildung 8-5), da diese durch Energieeinsparungen direkt von einer niedrigeren Stromrechnung profitieren. Dies gilt für die Endkonsumenten als Ganzes. Die einzelnen Haushalte können unterschiedlich profitieren: Die durch Smart Metering ermöglichten neuen Stromtarife schaffen Kostentransparenz und bringen eine verursachergerechte Kostenanlastung. Die Haushalte mit einem günstigen Stromverbrauchsprofil können von der Einführung von Smart Meter daher mehr profitieren. Weiter profitieren die Haushalte auch von verbesserten Abrechnungsprozessen, von einfacheren Lieferantenwechseln in einem geöffneten und spielenden Markt, einem einfachen Eintritt in Eigenverbrauchskonstrukte und letztlich durch effizienter genutzte Infrastruktur.

Die Hauptkosten haben unter dem heutigen Regulativ die Netzbetreiber zu tragen, da diese die direkten Zusatzkosten nicht den Stromkonsumenten verrechnen können.²

Geplante Regelung der Kostentragung lässt sich aufgrund der „Split Incentives“ rechtfertigen

Die verantwortlichen Akteure für das Messwesen – die Netzbetreiber – haben somit unter dem heutigen Regulativ keinen Anreiz für ein flächendeckendes Rollout. Die Netzbetreiber tragen die Kosten und die Konsumenten profitieren („Split Incentives“). Für ein volkswirtschaftlich sinnvolles flächendeckendes Smart Meter Rollout sind also entsprechende Regulierungen notwendig: Die geplanten Regelungen innerhalb von Art. 15 und Art. 17 StromVG sehen vor, dass die Kosten der Smart-Metering-Systeme vollständig den Endverbrauchern angelastet werden, in dem sie als anrechenbare Kosten definiert und somit vollumfänglich über die Netzentgelte abgegolten werden. Auch wenn Smart Metering an sich für die Netze nur indirekt von Vorteil ist; dient das Netz als Plattform für Dienstleistungen im Bereich Smart Market und damit der Umsetzung der Energiestrategie 2050.

² Die Annahmen zur Kostenaufteilung der einzelnen Kosten- und Nutzenkomponenten sind in Abbildung 10-7 zu finden.

Abbildung 4: Aufteilung der gesamten Kosten und Nutzen des Rollout-Szenarios „flächendeckende Einführung“ auf die verschiedenen Akteure, kumulierte Kosten und Nutzen 2015 - 2035

	Differenz Status Quo versus flächendeckendes Rollout	
	"Weiter wie bisher"	"Neue Energiepolitik"
	Mio. CHF	Mio. CHF
Netzbetreiber	-531	-531
Lieferanten/Produzenten	-212	-441
Privathaushalte	671	617
Dienstleistungen	724	581
Gewerbe	194	201
Total	846	427

Schlussbetrachtungen

Das geplante flächendeckende Rollout von Smart Metern ist aus volkswirtschaftlicher Sicht empfehlenswert

Die aktuellen Berechnungen, welche die neuesten Erkenntnisse sowie die im November 2014 festgelegten Mindestanforderungen und Einführungsmodalitäten berücksichtigen, bestätigen den bereits im Smart Metering Impact Assessment 2012 ausgewiesenen positiven volkswirtschaftlichen Nettonutzen eines flächendeckenden Rollouts von Smart Metern.

Veränderte Rahmenbedingungen seit 2012 führen zu einer tieferen Einschätzung des Nutzens eines flächendeckenden Rollouts:

- Im vorliegenden SMIA 2015 sind die direkten Kosten eines flächendeckenden Rollouts in einer ähnlichen Grössenordnung wie im SMIA 2012. Einzig die Aufteilung auf die einzelnen Kostenkomponenten zeigt punktuelle Unterschiede. Dies aufgrund der in der Zwischenzeit neu gefundenen Erkenntnisse aus der Praxis.
- Die Nutzen aus der Stromeinsparung eines flächendeckenden Rollouts werden aufgrund geänderter Rahmenbedingungen in der aktuellen Berechnung des SMIA 2015 tiefer eingeschätzt als im SMIA 2012. Die Gründe dafür sind:
 - Zunahme des EUR/CHF-Wechselkurses: In der Berechnung 2012 wurde von einem langfristigen Wechselkurs von 1.35 ausgegangen, in den aktuellen Berechnungen wird ein Wechselkurs von 1.06 unterstellt.
 - Ein langsames Rollout der Smart-Metering-Systeme aufgrund des Bestandsschutzes: Die vollen Nutzen von Smart Metering fallen erst nach dem Ablauf des Bestandsschutzes an, wenn alle intelligenten Zähler installiert sind.

- Die Rundsteuerung, die keine Mindestanforderung für Smart Metering in der Schweiz ist: Ohne Rundsteuerung werden die Nutzen der Lastverschiebung nicht mehr berücksichtigt.

Die Aussagen des Smart Metering Impact Assessments 2012 behalten ihre Gültigkeit. Insbesondere sei darauf hingewiesen, dass das Smart-Metering-Rollout ein zentraler Baustein der Energiestrategie 2050 ist.

Smart-Metering-Systeme als zentraler Baustein der Energiestrategie 2050

- Smart-Metering-Systeme fördern die Sensibilität für Stromfragen: Strom – und ganz allgemein Energie – gewinnt an Aufmerksamkeit.
- Smart-Metering-Systeme fördern die Innovation: Smart-Metering-Systeme bieten ein offenes Feld für die kreative Suche nach innovativen Lösungen um Energieeffizienz, Energiedienstleistungen, Lastverschiebung und die stochastische dezentrale Einspeisung zu fördern. Die Energiestrategie 2050 setzt auf diese Innovation.
- Smart-Metering-Systeme erhöhen die Akzeptanz für Stromabgaben: Mit Smart Meter wird Wissen vermittelt, wie der Stromverbrauch individuell beeinflusst werden kann. Weiter erlauben Smart Meter differenziertere Tarifmodelle, welche die Stromkosten „gerechter“ auf die Verbraucher wälzen. All dies kann die Akzeptanz für Stromabgaben, z.B. in einem allfälligen Lenkungssystem, fördern.
- Smart-Metering-Systeme sind ein erster konkreter Schritt hinsichtlich Smart Grids und bringen im Zwischenbereich Smart Grid/Smart Market bestimmte Nutzen: Diese resultieren insbesondere aus einer effizienteren Ausnutzung von Netzkapazitäten, erhöhter Netzsicherheit, kostengünstigerer Einbindung von Kleinsterzeugern und der Teilnahme von weiteren Akteuren am Strommarkt.

1 Einleitung

Botschaft zur Energiestrategie 2050 vom September 2012

Basierend auf den Ergebnissen des Smart Metering Impact Assessments³ über die Einführung von Smart Metering und auf einer Analyse der internationalen Entwicklungen werden im Rahmen der Botschaft zur Energiestrategie 2012 folgende Massnahmen vorgeschlagen (neuer Art. 17a im StromVG):

- Schaffung einer Delegationsnorm, wonach der Bundesrat **Vorgaben zur Einführung von intelligenten Messsystemen (Smart-Metering-Systeme)** bei den Endverbraucherinnen und Endverbrauchern machen kann. Der Bundesrat kann insbesondere die Netzbetreiber dazu verpflichten, bis zu einem bestimmten Zeitpunkt bei allen Endverbraucherinnen und Endverbrauchern oder gewissen Gruppen von Endverbraucherinnen und Endverbrauchern die Installation intelligenter Messsysteme zu veranlassen (sog. Rollout).
- Schaffung einer Delegationsnorm, wonach der Bundesrat festlegen kann, welchen **technischen Mindestanforderungen** die intelligenten Messsysteme bei den Endverbraucherinnen und Endverbrauchern zu genügen haben und welche weiteren Eigenschaften, Ausstattungen und Funktionalitäten sie aufweisen müssen. Dies gilt auch für den Bereich der Sicherheit dieser Systeme.

Bei einer Einführung von Smart Metern (SM) ist zudem die **Kostentragung** zu regeln. Artikel 15 Absatz 1 StromVG soll dahingehend ergänzt werden, dass neben den Betriebs- und Kapitalkosten eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes auch die Kapitalkosten (namentlich Kosten von Anschaffung und Installation) und die Betriebskosten gesetzlich vorgeschriebener intelligenter Messsysteme bei den Endverbraucherinnen und Endverbrauchern als anrechenbare Kosten gelten.

Technische Mindestanforderungen und Einführungsmodalitäten vom November 2014⁴

Das BFE hat im November 2014 die technischen Mindestanforderungen und die Einführungsmodalitäten konkretisiert:

- *Mindestanforderungen*: Die techn. Mindestanforderungen sind wie folgt gegliedert
 - Erfassung, Verarbeitung, Übertragung und Speicherung von Messwerten (bidirektionale Übertragung, 15-Minuten-Messintervall, 30-Tage Speicherung, usw.)
 - Produzenten- und endverbraucherorientierte Anforderungen (externes Visualisierungsmedium, Tarifierung im Gerät nicht vorgeschrieben, usw.)
 - Datensicherheit und Datenschutzaspekte
 - Effizienzanforderungen an SM

³ B2E der ETHZ, Ecoplan, Weisskopf&Partner, Enco (2012). Impact Assessment einer Einführung von Smart Metering im Zusammenhang mit Smart Grids in der Schweiz.

⁴ BFE (2014), Grundlagen der Ausgestaltung einer Einführung intelligenter Messsysteme beim Endverbraucher in der Schweiz. Technische Mindestanforderungen und Einführungsmodalitäten.

- Überwachung und Steuerung des Netzes (keine Bezugs- oder Einspeisebeschränkung)
- *Einführungszeitraum*: 80%-Abdeckung im Versorgungsgebiet mit Smart Metern bis 2025 (unter der Annahme, dass VO 2017 angenommen wird).
- *Bestandsschutz*: Es gilt ein Bestandsschutz von 10 Jahren für konventionelle Zähler ohne bidirektionale Anbindung. Lastgangzähler und nicht konforme intelligente, bidirektionale Messgeräte, welche bereits vor Inkrafttreten der Verordnung zur Einführung von intelligenten Messsystemen beschafft und installiert wurden, geniessen einen Bestandsschutz auf Lebensdauer.
- *Kostentragung*: Es sollen nur die tatsächlich anfallenden Smart-Metering-Kosten eines effizienten Rollouts im Rahmen der Mindestanforderungen verursachergerecht und unter Vermeidung allfälliger Quersubventionierung als anrechenbare Kosten auf die Endkonsumenten über die Netzkosten überwältzt werden können. Funktionalitäten der Smart Meter, welche über die Mindestanforderungen hinausgehen, sind nicht anrechenbar. Insbesondere gilt es folgende Kosten zu differenzieren:
 - Klare Kostenabgrenzung zwischen Strom- und anderen Versorgungsnetzen sowie zwischen Netzkosten und Strombezugskosten (-> buchhalterische Entflechtung)
 - Kosten für Laststeuerung und Lastoptimierungen (-> vermehrt dem Markt, bspw. Systemdienstleistungen, und nicht dem Netz anzulasten)

Zielsetzung der vorliegenden Studie

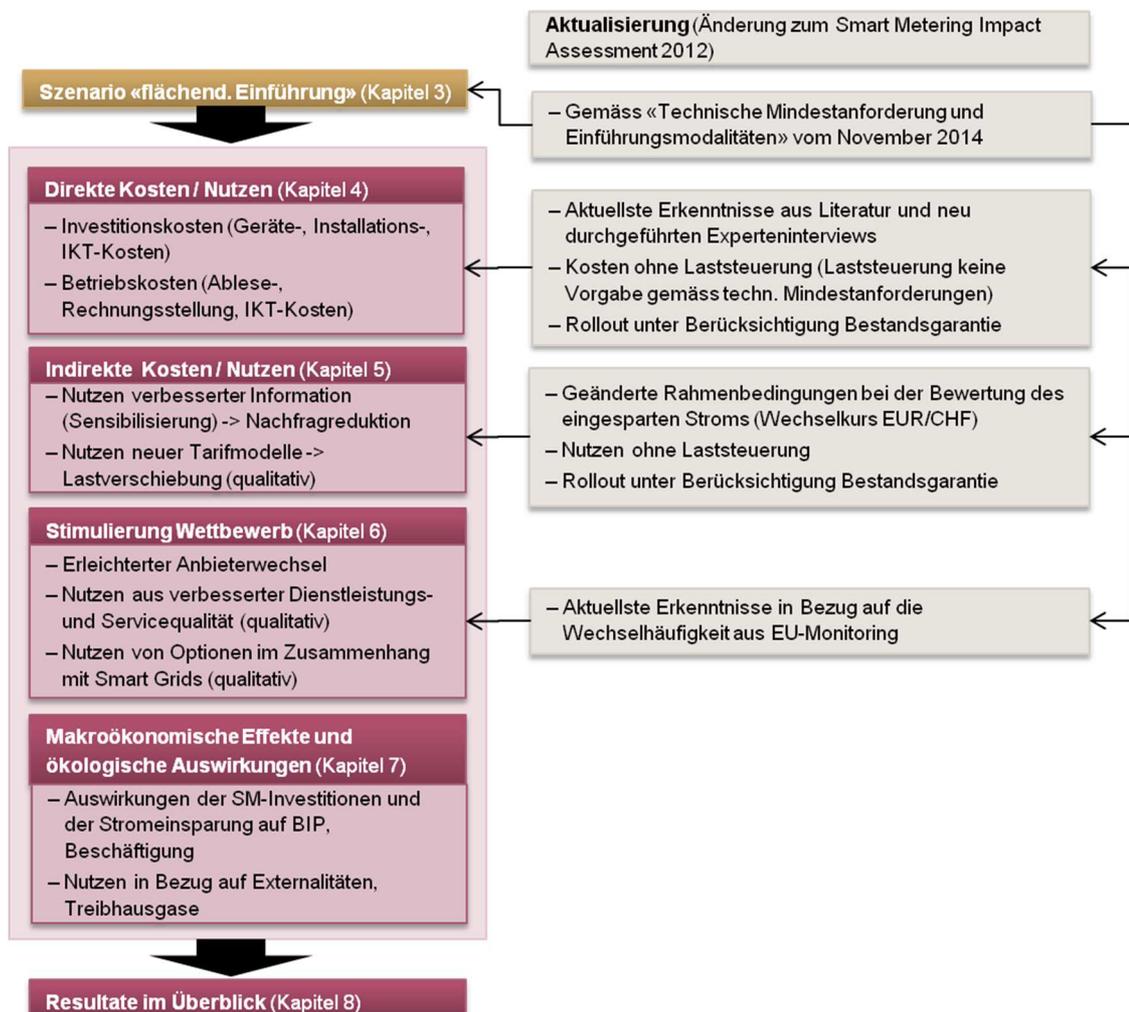
- *Der Einfluss der Mindestanforderungen und Einführungsmodalitäten* auf die im Smart Metering Impact Assessment (SMIA 2012) ausgewiesenen Kosten und Nutzen ist zu prüfen. Speziell zu beachten sind folgende Punkte:
 - Laststeuerung: Die Mindestanforderungen und Einführungsmodalitäten verzichten auf Vorgaben zur Laststeuerung. Die zusätzlichen Kosten einer Einführung von Steuerungstechniken sind in einer separaten Sensitivitätsrechnung darzulegen.
 - Bestandsschutz: Smart Meter werden vermehrt im Rahmen einer sowieso anstehenden Erneuerung eingeführt. Es ist aufzuzeigen, welche Kostenkonsequenzen dies hat.
- *Aktualisierung mit neuesten Erkenntnissen*: Die Kosten sowie die Nutzen sind anhand neuester Erkenntnisse aus dem Grundlagenbericht zur Einführung von Smart Metering – aber auch aus internationalen Studien und schweizerischen Pilotprojekten – zu aktualisieren.
- *Sensitivitätsanalyse*: Die Auswirkungen von geänderten Annahmen und Rahmenbedingungen sind im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse aufzuzeigen.

Das Ziel dieser Vertiefung ist ein **aktualisiertes Kosten-Nutzen-Verhältnis für eine flächendeckende Einführung von Smart-Metering-Systemen** in der Schweiz, welche die Voraussetzungen der erarbeiteten Einführungsmodalitäten und Mindestanforderungen berücksichtigt.

2 Vorgehen und bewertete Kosten und Nutzen im Überblick

Die Einführung von Smart Metering ist mit zusätzlichen Kosten verbunden. Neue Zähler sind zu installieren und neue Informations- sowie Kommunikationstechnologien müssen zur Verfügung gestellt werden. Smart Metering bringt aber auch zusätzlichen Nutzen, wie verbesserte Informationen oder die Möglichkeiten mit neuen Tarifmodellen das Verhalten der Konsumenten im Hinblick auf Effizienzsteigerungen des Gesamtsystems besser zu beeinflussen. Welche Kosten- und Nutzenkomponenten im Rahmen des vorliegenden SMIA 2015 im Vergleich zum SMIA 2012 aufgrund neuer Erkenntnisse bzw. Rahmenbedingungen aktualisiert werden, zeigt die nachfolgende Abbildung.

Abbildung 2-1: Bewertete Kosten und Nutzen und methodisches Vorgehen



Das vorliegende SMIA 2015 folgt der Struktur des SMIA 2012. Wichtige Erklärungen werden in diesem Bericht noch einmal wiederholt, damit das SMIA 2015 für sich alleine lesbar bleibt. Anderes wird stark verkürzt dargestellt – mit dem Hinweis auf Detailerklärungen im SMIA 2012.

Die wesentlichsten aktualisierten Punkte im vorliegenden SMIA 2015 i.Vgl. zum SMIA 2012 sind Folgende:

- Flächendeckendes Rollout von Smart Meters gemäss den „Technischen Mindestanforderungen und Einführungsmodalitäten“ vom November 2014. Konkret bedeutet dies:
 - Flächendeckende Einführung von Smart Metern mit einer Abdeckung von 80% bis ins Jahr 2025, wobei ein Bestandsschutz von 10 Jahren für konventionelle Zähler gilt.
 - In den Mindestanforderungen wird keine Laststeuerung gefordert. Die Kosten als auch die Nutzen der Laststeuerung werden somit nicht berücksichtigt.
- Seit dem Smart Metering Impact Assessment 2012 wurden verschiedene Pilotprojekte Schweizer EVUs abgeschlossen und ausgewertet. Auch aus dem Ausland liegen neue Erfahrungen mit dem Rollout vor. Diese neuen Erkenntnisse zu den Kosten und Nutzen der verschiedenen Smart Metering-Lösungen und Entwicklungen wurden im Rahmen von Experteninterviews erfasst und sind in das vorliegende SMIA 2015 eingeflossen.
- Veränderte Rahmenbedingungen – insbesondere die neue Wechselkursituation EUR/CHF – sind ebenfalls im vorliegenden SMIA 2015 berücksichtigt.
- Weiter wurden die neuesten Erkenntnisse in Bezug auf die Wechselhäufigkeit der Haushalte bezüglich ihrer Stromlieferanten aus dem Monitoring der EU berücksichtigt.

3 Einführungsszenario: Flächendeckender Rollout

Das Einführungsszenario „flächendeckender Rollout“ wird durch die Mindestanforderungen und Einführungsmodalitäten vom November 2014 definiert. Verglichen wird das Szenario „flächendeckendes Rollout“ mit einem Szenario „Status Quo“, das keine Einführung von Smart Meters vorsieht.

Abbildung 3-1: Definition der zu bewertenden Einführungsszenarien

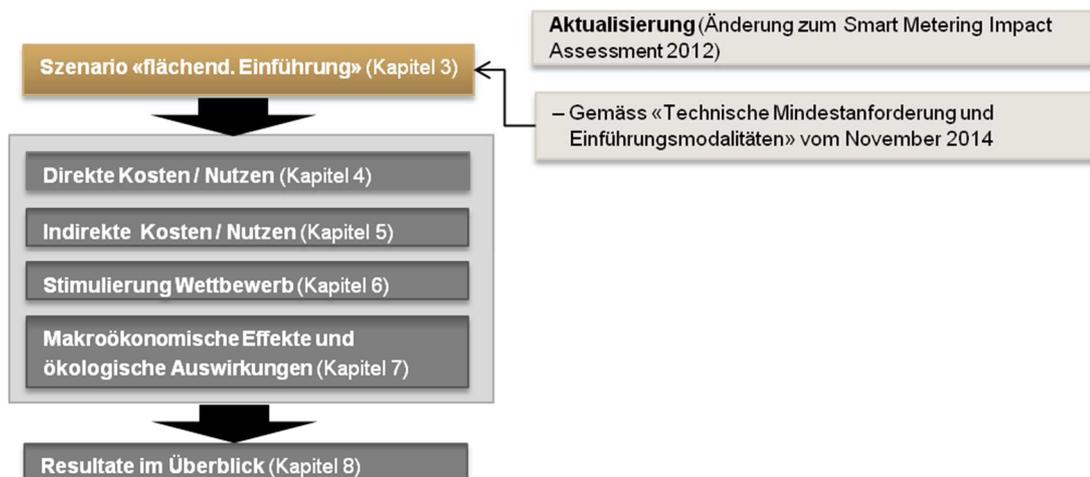


Abbildung 3-2: Smart-Metering-Einführungsszenarien

Status Quo	<ul style="list-style-type: none"> – Keine Einführung von Smart-Metering-Systemen – Bestehende Infrastruktur wird weiterhin genutzt – „Business as usual“ bezüglich des Angebotes von Effizienzkampagnen und energienahen Dienstleistungen
Flächendeckende Einführung	<ul style="list-style-type: none"> – 80% der Messpunkte werden mit Smart Meters und den dazugehörigen Systemen ausgestattet – Die Abdeckungsrate von 80% wird ungefähr zwei Jahre nach 2025 – nach Ablauf der Bestandsschutzgarantie – erreicht – Aufbau einer Smart Metering tauglichen Infrastruktur – Verstärkte Effizienzkampagnen – Keine Anrechnung von Kosten und Nutzen der Laststeuerung (nicht Teil der Mindestanforderungen)

Status Quo

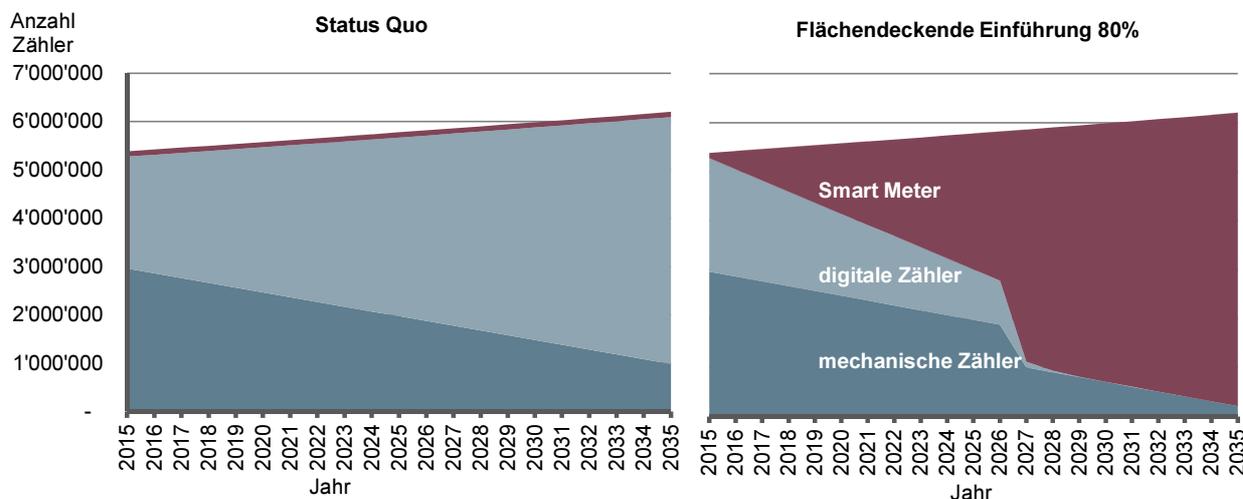
Das Szenario „Status Quo“ dient als Referenzszenario. Hier erfolgt keine Einführung von Smart-Metering-Systemen. Die bestehende Zählerinfrastruktur wird weiterhin genutzt. Folglich fallen keine Investitionskosten für Smart-Metering-Systeme an, allerdings muss die bestehende Zählerinfrastruktur gewartet und bei Erreichen der erwarteten Lebensdauer ersetzt werden. Der Ersatz erfolgt durch digitale Zähler, allerdings ohne Kommunikationsmodul bzw.

bidirektionale Funktionalität. Das Angebot von energienahen Produkten oder Dienstleistungen erfolgt nach heutigen Standards („Business-as-usual“).

Flächendeckende Einführung (ohne Laststeuerung)

Im Szenario „Flächendeckende Einführung“ gehen wir davon aus, dass die konventionellen Zähler nach Ablauf ihrer Lebensdauer durch Smart Meter ersetzt werden, die an entsprechende Systeme zur Fernauslesung und Verwaltung angebunden werden. Bis zum Ablauf des 10-jährigen Bestandsschutzes werden die Zähler im ordentlichen Erneuerungszyklus ersetzt. Erst mit dem Ablauf des Bestandsschutzes ist ein vorzeitiger Ersatz bis zur Erreichung einer Abdeckungsrate von 80% notwendig. Grob geschätzt müssen 1.4 Mio. Zähler vor Ablauf der Lebensdauer ersetzt werden. Dieser vorzeitige Ersatz hat aber keine grossen Kostenfolgen, da die meisten der vorzeitig zu ersetzenden Zähler schon am Ende ihrer Nutzungsdauer sind. Die nachfolgende Abbildung zeigt die angenommene Durchdringung mit Smart Metern im Zeitablauf.⁵ Unter diesen szenarischen Annahmen wird die Abdeckung von 80% ungefähr zwei Jahre nach Ablauf der Bestandsschutzgarantie erreicht, also im Jahr 2027.

Abbildung 3-3: Zählerverteilung in den Szenarien Status Quo und flächendeckendes Rollout



Um eine Einführung von Smart-Metering-Systemen zu ermöglichen, muss die bestehende Zählerinfrastruktur flächendeckend soweit ausgebaut werden, dass beim Wechsel von konventionellen Zählern auf Smart Meter die Verbrauchsmessung sowie Verbrauchskommunikation einwandfrei funktionieren und so die Vorteile aus der bidirektionalen Kommunikation auch genutzt werden können. Die vorliegende Studie geht von einem fünfjährigen Aufbau

⁵ Bei diesem berechneten Rollout handelt es sich um idealtypisches Rollout. In der Praxis wird sich das Rollout besser über die Zeit verteilen. Weiter ist auch im Szenario „Status Quo“ anzunehmen, dass sich die Smart Meters längerfristig zumindest zum Teil durchsetzen werden (einzelne EVUs haben bereits den Rollout beschlossen). In unserer Analyse berechnen wir somit die Kosten und Nutzen zweier idealtypischen Szenarien.

einer Smart-Meter-tauglichen Infrastruktur aus, welcher folgende Aktivitäten beinhaltet: Einbau von Datenkonzentratoren in bestimmten Trafostationen, Installation von Datenzentren bei den Energielieferanten und Sicherstellung der Kommunikation zwischen Smart Meter, Datenkonzentrator und Zählerfernauslesung mit zentralem Datenverarbeitungssystem. Ist die zentrale Infrastruktur aufgebaut, können Smart-Metering-Kunden ihren Stromverbrauch per Internetportal oder Smartphone einsehen.⁶ Es wird angenommen, dass ein Inhome Display nur auf kostenpflichtige Bestellung des Kunden angeboten wird. In diesem Szenario wird dies nicht betrachtet.⁷

Exkurs: Flächendeckende Einführung *mit* Laststeuerung

Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse werden die Kosten der Laststeuerung quantitativ bewertet. Der Nutzen der Laststeuerung wurde im Rahmen dieser Aktualisierung nicht bestimmt, da dieser von Region zu Region unterschiedlich ist und eine Erhebung dieses Nutzens sehr aufwendig wäre.

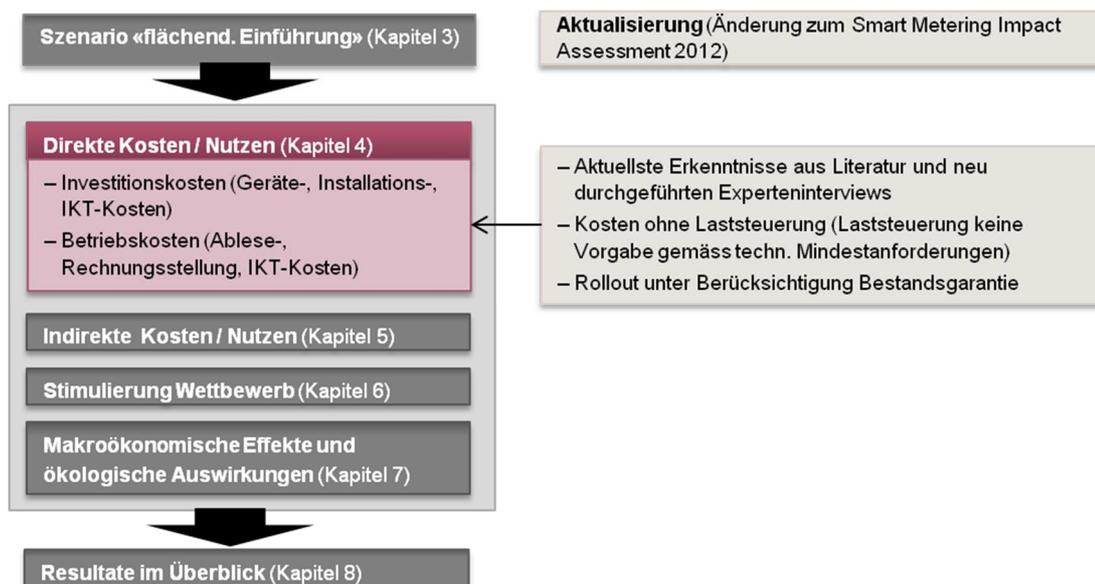
⁶ Für die Berechnung wird unterstellt, dass die Investitionskosten für die zentrale Infrastruktur auf die ersten fünf Jahre nach dem Rollout-Beschluss konzentriert sind. Weiter wird unterstellt, dass die eingebauten Smart Meter bereits in den ersten Jahren bidirektional funktionieren, d.h. bei denjenigen EVUs, die einen schnelleren Rollout vorantreiben, auch die zentrale Infrastruktur schneller aufgebaut wird.

⁷ Vgl. Technische Mindestanforderungen.

4 Direkte Kosten und Nutzen

Die direkten Kosten und Nutzen können unterteilt werden in Investitions- und Betriebskosten bzw. Investitions- und Betriebskosteneinsparungen. Nachfolgend werden die Annahmen für die Berechnung der direkten Kosten und Nutzen dargelegt.

Abbildung 4-1: Bewertung der direkten Kosten und Nutzen



Seit dem Smart Metering Impact Assessment 2012 wurden verschiedene Pilotprojekte von Schweizer EVUs abgeschlossen und ausgewertet. Die Erkenntnisse aus diesen Pilotprojekten (bspw. ewz, CKW) sind in die vorliegende Studie eingeflossen. Weiter weisen einige Länder Erfahrungen mit einem flächendeckenden Rollout auf. Diese aktuellen Erfahrungen und Informationen wurden im Rahmen von Expertengesprächen (vgl. Anhang A) aufbereitet. Die für die Berechnung verwendeten spezifischen Kosten und Nutzen liegen in der Verantwortung der Autoren dieses Berichts. Im Anhang B sind die verwendeten Annahmen für die Berechnung der Kosten und Nutzen über die Periode 2015 bis 2035 zu finden. Für eine detailliertere Diskussion der verwendeten Kosten- und Nutzenkomponenten wird auf das Kapitel 6.2 und 6.3 des SMIA 2012 verwiesen. Nachfolgend präsentieren wir die Resultate für die direkten Kosten und Nutzen mit den aktuellsten Annahmen und diskutieren danach die wichtigsten Abweichungen zum SMIA 2012.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Kosten (negative Werte) und die Nutzen (positive Werte) eines flächendeckenden Rollouts im Vergleich mit einer Situation ohne Smart Metering Rollout (Status Quo). Die Kosten und Nutzen werden für die Jahre 2015 bis 2035 kumuliert ausgewiesen.⁸ Weiter zeigt die Abbildung die Differenz des flächendeckenden Rollouts zum

⁸ Sogenannte Nettobarwerte, welche die Cashflows für die Jahre 2015 bis 2035 mit 2% realer Diskontrate auf das Jahr 2015 abdiskontieren. Die Studie consentec (2015a), Entwicklung der Netzkosten in der Schweiz vor dem Hintergrund des derzeitigen Bedarfs der ES2050 und der Strategie Stromnetze, verwendet dieselben Kostenannahmen im Bereich Smart Metering wie die vorliegende Studie. Consentec rechnet aber mit einem anderen Zeit-

Status Quo: Die roten Balken zeigen die Zusatzkosten für das flächendeckende Rollout, die grünen Balken die Nutzen eines flächendeckenden Rollouts. Diese direkten Kosten und Nutzen unterscheiden sich nicht zwischen den Nachfrageszenarien „Weiter wie bisher“ (WWB) und „Neue Energiepolitik“ (NEP).

Abbildung 4-2: Übersicht über die direkten Kosten und Nutzen der Szenarien, in Mio. CHF, kumulierte Kosten und Nutzen 2015 – 2035

Kostenart	Status quo	Flächendeckende Einführung	
	Mio. CHF	Mio. CHF	Differenz zum Status quo [Mio. CHF]
<i>alle Angaben in NBW 2015</i>			
Investitionskosten	-635	-1'315	-680
Gerätekosten dezentrale Infrastruktur	-247	-564	-317
Installationskosten	-388	-496	-108
Kosten zentrale Infrastruktur	0	-255	-255
Wertverlust aufgrund vorzeitiger Ersatz	0	-14	-14
Betriebskosten	-655	-939	-285
Eigenverbrauch Zähler	-343	-343	0
Kundensupport	-312	-261	51
Soft- und Hardware	0	-336	-336
Kommunikationskosten	-6	-134	-127
Geschäftsprozesse	-2'401	-1'969	431
Ablesekosten	-412	-211	201
Rechnungsstellung	-1'322	-1'322	0
Umzugsprozess	-663	-434	229
Tarifwechsel	-5	-3	2
Effizienzkampagnen	0	-160	-160
Total	-3'696	-4'532	-835

Anmerkung: Der Fokus der Berechnungen liegt auf der Differenz (Zusatzkosten und –nutzen) einer „flächendeckenden Einführung“ im Vergleich zum „Status Quo“ (letzte Spalte der obigen Abbildung). Die für den „Status Quo“ und die „flächendeckende Einführung“ einzeln ausgewiesenen absoluten Kosten (die beiden Spalten links von der Differenzrechnung) beschränken sich auf denjenigen Anteil, der für die Herleitung der Differenzrechnung notwendig ist (bspw. sind die Soft- und Hardwarekosten im „Status Quo“ nicht Null, werden hier aber nicht aufgeführt, da in dieser Kostenkomponente einzig die Zusatzkosten der „flächendeckenden Einführung“ subsummiert sind). Wir haben die Kosten der beiden Szenarien hier einzeln ausgewiesen, um die Nachvollziehbarkeit der Berechnungen zu erleichtern.

horizont (bis 2050) und weist keine Nettobarwerte aus. Die Resultate beider Studien sind somit nicht direkt vergleichbar, jedoch voneinander ableitbar.

Flächendeckendes Rollout verursacht bei Installation und Betrieb Nettomehrkosten von 835 Mio. CHF

Die direkten Kosten betragen – kumuliert über die Jahre 2015 bis 2035 – im Szenario „Status Quo“ rund 3.7 Mrd. CHF. Beim flächendeckenden Rollout ist mit rund 4.5 Mrd. CHF an direkten Kosten zu rechnen. Die direkten Nettomehrkosten, die aus der Installation und dem Betrieb der Smart Meters entstehen, betragen somit 835 Mio. CHF. Sie setzen sich wie folgt zusammen:

- Mehrkosten (rote Balken) für Investitionen, Werterhalt, Betrieb und Effizienzkampagnen von 1'317 Mio. CHF.
- Nutzen bzw. Kosteneinsparungen beim Kundensupport und Geschäftsprozessen im Umfang von 482 Mio. CHF.

Zu beachten ist, dass hier nur die Installations- und Betriebskosten sowie Kosteneinsparungen bei den Geschäftsprozessen betrachtet werden. Weitere Kosten und Nutzen – bspw. die durch die Smart Meters ermöglichte Stromeinsparung – werden in den nachfolgenden Kapiteln behandelt.

Flächendeckendes Rollout verursacht 680 Mio. CHF Mehrkosten bei den Investitionen

Die zusätzlichen Investitionen in die Smart-Metering-Systeme verursachen bis 2035 Mehrkosten von rund 680 Mio. CHF und sind damit der grösste Kostentreiber eines flächendeckenden Rollouts. Die Kosten in die dezentrale und zentrale Smart-Metering-Infrastruktur kommen folgendermassen zustande:

- *317 Mio. CHF Mehrkosten für die Gerätekosten bzw. für die dezentrale Infrastruktur.*

Im *Status Quo* erreichen jährlich rund 230'000 Zähler ihr Lebensende. Zusammen mit den 40'000 neu zu installierenden Zählern aufgrund des Bevölkerungswachstums sind in der Schweiz jährlich rund 270'000 Zähler neu zu installieren. Wir gehen im Szenario *Status Quo* davon aus, dass hauptsächlich digitale Zähler installiert werden, welche zudem nicht mit Kommunikationsmodulen nachrüstbar sind. Die Kosten für solche Zähler betragen aktuell 65 CHF/Zähler. Diese Kosten werden weiter sinken. Wir rechnen mit Durchschnittskosten über die nächsten 20 Jahre von rund 45 CHF/digitalen Zähler. Insgesamt ergeben sich somit im *Status Quo* Kosten von rund 247 Mio. CHF.⁹

Beim *flächendeckenden Rollout* müssen jährlich durchschnittlich 225'000 Zähler¹⁰ nach Ablauf der Lebensdauer und 60'000 Zähler vorzeitig ersetzt werden. Zusammen mit den 40'000 Neuinstallationen aufgrund des Bevölkerungswachstums müssen jährlich durch-

⁹ Eine grobe Berechnung ergibt Kosten von 355 Mio. CHF = 270'000 Zähler * 45 CHF/Zähler * 21 Jahre. Die Abweichungen zu den 247 Mio. CHF sind auf die Abdiskontierung und das jährliche Detailprofil des Zählerersatzes und der Zählererneuerung zurückzuführen.

¹⁰ Im flächendeckenden Rollout müssen – über die ganze Betrachtungsperiode von 2015 bis 2035 – durchschnittlich jährlich 225'000 Zähler nach Ablauf der Lebensdauer ersetzt werden. Im Szenario *Status Quo* liegt der jährliche Zählerersatz mit 230'000 Zähler leicht höher. Dies ist darauf zurückzuführen, dass beim flächendeckenden Rollout durchschnittlich – über den Betrachtungszeitraum – 60'000 Zähler vorzeitig zu ersetzen sind, also der Ersatz nach Ablauf der Lebensdauer beim flächendeckenden Rollout bis 2035 geringer ausfällt.

schnittlich rund 325'000 Smart Meters über die Periode 2015 bis 2035 installiert werden. Die Kosten für Smart Meters betragen aktuell rund 135 CHF/Smart Meter.¹¹ Die Preise werden weiter sinken, so dass mit Durchschnittskosten von knapp 100 CHF/Smart Meter gerechnet werden kann. Insgesamt betragen die Gerätekosten für die Smart Meters inklusive Datenkonzentratoren 564 Mio. CHF über die Betrachtungsperiode 2015 bis 2035.¹²

Die *Zusatzkosten für die Geräte des flächendeckenden Rollouts* zum Status Quo betragen somit 317 Mio., welche sich aus der Differenz aus 564 Mio. CHF im flächendeckenden Rollout abzüglich 247 Mio. CHF im Status Quo ergeben.

- *108 Mio. CHF Mehrkosten für die Installation der Smart Meters:*

Im *Status Quo* betragen die Kosten für den Ersatz der 270'000 Zähler zwischen 70 (Stadt) bis 100 CHF/digitalen Zähler (Land). Durchschnittlich ergeben sich Installationskosten von rund 78 CHF/Zähler über die nächsten 20 Jahre. Insgesamt ergeben sich im Status Quo Installationskosten von rund 388 Mio. CHF.¹³

Die Installation der Smart Meters beim *flächendeckenden Rollout* ist um rund 10 CHF pro Zähler teurer als der Ersatz mit digitalen Zähler (z.B. wegen möglicher Aufwände bei der Entstörung der Kommunikationsnetzes). Die Kosten betragen somit aktuell rund 80 (Stadt) bzw. 110 CHF/Smart Meter (Land). Durchschnittlich ist unter Einrechnung der Lerneffekte und der Verteilung Stadt/Land mit Installationskosten von 80 CHF/Zähler zu rechnen. Insgesamt ergeben sich Installationskosten für die Smart Meters inklusive Datenkonzentratoren von 496 Mio. CHF über die Betrachtungsperiode 2015 bis 2035.¹⁴

Die *Zusatzkosten für die Installation der Geräte des flächendeckenden Rollouts* zum Status Quo betragen 108 Mio. CHF (496 Mio. CHF im flächendeckenden Rollout abzüglich 388 Mio. CHF im Status Quo).

- *255 Mio. CHF Mehrkosten für die zentrale Infrastruktur*

Im *flächendeckenden Rollout* fallen für die zentrale Infrastruktur über die Jahre 2015 bis 2035 Kosten von insgesamt 255 Mio. CHF an. In diesen Kosten sind die Erstinstallation und der Aufbau der zentralen Infrastruktur enthalten. Der Unterhalt, die Energiekosten und der laufende Ersatz der zentralen Infrastruktur sind in den Betriebskosten enthalten. Die 255 Mio. CHF für den Aufbau der zentralen Infrastruktur lassen sich aufteilen in: 91

¹¹ 135 CHF für Smart Meter mit PLC-Kommunikationstechnologie, 140 CHF für Smart Meters mit GPRS und 120 für Smart Meters mit integriertem Funk-Modul im ISM-Band.

¹² Eine grobe Berechnung ergibt Kosten von 683 Mio. CHF = 325'000 Zähler * 100 CHF/Zähler * 21 Jahre. Die Abweichungen zu den 564 Mio. CHF sind auf die Abdiskontierung, das jährliche Detailprofil des Zählerersatzes und der Zählererneuerung zurückzuführen sowie auf die hier auch berücksichtigten Kosten für die Datenkonzentratoren, welche sich auf insgesamt 28 Mio. CHF belaufen (rund 2'000 neu installierte Datenkonzentratoren pro Jahr zu durchschnittlich 750 CHF während 21 Jahren).

¹³ Eine grobe Berechnung ergibt Kosten von 442 Mio. CHF = 270'000 Zähler * 78 CHF/Zähler * 21 Jahre. Die Abweichungen zu den 388 Mio. CHF sind auf die Abdiskontierung und das jährliche Detailprofil des Zählerersatzes und der Zählererneuerung zurückzuführen.

¹⁴ Eine grobe Berechnung ergibt Kosten von 546 Mio. CHF = 325'000 Zähler * 80 CHF/Zähler * 21 Jahre. Die Abweichungen zu den 496 Mio. CHF sind auf die Abdiskontierung, das jährliche Detailprofil des Zählerersatzes und der Zählererneuerung zurückzuführen sowie auf die hier auch berücksichtigten Kosten für die Installation der Datenkonzentratoren, welche sich auf insgesamt 26 Mio. CHF belaufen (rund 2'000 neu installierte Datenkonzentratoren pro Jahr zu durchschnittlich 700 CHF Installationskosten während 21 Jahren). Weiter wurden zusätzlich noch Kosten für die Erstinformation der Smart Meter Nutzer von 1.5 CHF/Zähler berücksichtigt.

Mio. CHF für Hardware und Software-Lizenzen, 107 Mio. CHF für das Customizing und die Anbindung an die bestehenden Systeme, 53 Mio. CHF für nicht im Customizing erfasste Zusatzleistungen und 4 Mio. CHF für die Weiterbildung des Personals (weitere Ausbildungskosten sind bereits in anderen Punkten inkludiert).

Geringer Wertverlust für vorzeitigen Ersatz von 14 Mio. CHF wegen Bestandsschutz

Im flächendeckenden Rollout gilt ein Bestandsschutz von 10 Jahren – also bis Ende 2027, wenn vorausgesetzt wird, dass die rechtlichen Rahmenbedingungen in 2017 in Kraft treten. Vor Ablauf des 10-jährigen Bestandsschutzes müssen zwar rund 1.3 Mio. Zähler vorzeitig ersetzt werden. Die meisten dieser Zähler stehen aber bis 2027 kurz vor Erreichen ihrer Nutzungsdauer, so dass der Wertverlust aufgrund des vorzeitigen Ersatzes mit 14 Mio. CHF relativ gering ausfällt.

Flächendeckendes Rollout verursacht 285 Mio. CHF Mehrkosten im Betrieb

Die zusätzlichen Kosten für den Betrieb der Smart Meter und der Smart-Metering-Infrastruktur verursacht bis 2035 Mehrkosten von rund 285 Mio. CHF:

- *Keine Mehrkosten aufgrund des Eigenverbrauchs der Zähler*

Der Strom-Eigenverbraucher ist zwar mit rund 35 kWh/Jahr und Zähler nicht zu vernachlässigen¹⁵, aber er unterscheidet sich nicht massgeblich zwischen den verschiedenen Zählertypen (mechanisch oder elektronisch mit Datenübermittlung). Mit dem flächendeckenden Rollout ergeben sich somit keine zusätzlichen Stromkosten aufgrund der dezentralen Zählerinfrastruktur.¹⁶

- *51 Mio. CHF Einsparung beim Kundensupport*

Die Kosten für den Kundensupport¹⁷ betragen für traditionelle Zähler 3 CHF/Zähler und Jahr. Für Smart Meter sind sie mit 2 CHF/Zähler und Jahr leicht tiefer.¹⁸ Insgesamt können damit aufgrund des flächendeckenden Rollouts über die Jahre 2015 bis 2035 51 Mio. CHF Einsparungen beim Kundensupport erzielt werden.

- *336 Mio. CHF Mehrkosten für Software und Hardware*

Für Software-Lizenzen, Wartung und Validierung der Daten, Sicherheit und Datenschutz sowie Hardware-Unterhalt fallen durchschnittlich Kosten von 6.6 CHF/Zähler und Jahr an.¹⁹

¹⁵ Über 20 Jahre summieren sich die volkswirtschaftlichen Kosten für diesen zusätzlichen Stromverbrauch auf immerhin 343 Mio. CHF.

¹⁶ Der Stromverbrauch der zentralen Infrastruktur ist in den Betriebskosten für die zentrale Infrastruktur subsumiert.

¹⁷ Die Einsparungen beim Kundensupport ergeben sich aus dem Wegfall von Fragen zum Umzug, einfacher nachvollziehbarer Verbrauchsinformationen über Online-Portal, einfacherer Ferndiagnose durch EVUs usw.

¹⁸ Nach der Erstinstallation der Smart Meters können evtl. kurzzeitig zusätzliche Kosten entstehen, diese halten sich aber – wie die durchgeführten Pilotprojekte zeigen – in Grenzen. Längerfristig ist mit leicht geringerem Aufwand für den Kundensupport zu rechnen (detailliertere, nachvollziehbarere Rechnungen).

¹⁹ Die hier beschriebene Leistung wird auf dem Markt (als SaaS) zu rund 6 CHF/Zähler angeboten.

127 Mio. CHF zusätzliche Kommunikationskosten

Im flächendeckenden Rollout sind die Daten vom Smart Meter über den Datenkonzentrator zur zentralen Infrastruktur zu übertragen. Je nach eingesetzter Technologie (GPRS, PLC usw.) sind die Kosten unterschiedlich hoch. Im Durchschnitt über alle eingesetzten Kommunikationstechnologien ergeben sich Kosten von rund 3 CHF/Smart Meter. Über die ganze Betrachtungsperiode von 2015 bis 2035 ist für die Kommunikation mit Mehrkosten von 127 Mio. CHF zu rechnen.

Flächendeckendes Rollout ermöglicht Einsparungen von 431 Mio. CHF bei den Geschäftsprozessen

Die Smart-Metering-Infrastruktur ermöglicht effizientere Geschäftsprozesse und Einsparungen von insgesamt 431 Mio. CHF, die sich wie folgt aufteilen:

- *201 Mio. CHF Einsparungen bei den Ablesekosten*

Die Ablesekosten betragen für konventionelle Zähler zwischen 3.5 CHF (digitaler Zähler in der Stadt) bis 6.5 CHF/Zähler (mechanischer Zähler auf dem Land). Für Smart Meters fallen keine Ablesekosten mehr an. Es ergeben sich durchschnittliche Einsparungen bei den Ablesekosten von rund 4 CHF/Smart Meter. Insgesamt ergeben sich Einsparungen bei den Ablesekosten bei einem flächendeckenden Rollout von 201 Mio. CHF über den Zeitraum 2015 bis 2035.²⁰

- *Effizienz der Rechnungsstellung unabhängig vom Smart Metering Rollout*

Mit einem flächendeckenden Rollout wird für viele EVUs auch der Rechnungsstellungsprozess optimiert und effizienter gestaltet. Dieser positive Anstoss zur Verbesserung des Rechnungsstellungsprozesses rechnen wir dem flächendeckenden Rollout nicht als Nutzen an, da grundsätzlich auch ohne Rollout der Rechnungsstellungsprozess effizienter ausgestaltet oder ausgelagert werden kann.

- *229 Mio. CHF Einsparungen beim Umzugsprozess*

Der Umzug ist immer mit Kosten verbunden: Heute rechnet man bei der konventionellen Zählertechnologie mit Umzugskosten von 54 (Stadt) bis 72 CHF/Umzug (Land). Mit Smart Meters entfällt insbesondere der zusätzliche Ableseprozess und die Umzugskosten können auf 18 CHF/Umzug reduziert werden. Bei durchschnittlich rund 635'000 Umzugsprozessen pro Jahr entstehen beim flächendeckenden Rollout Einsparungen von insgesamt 229 Mio. CHF über die Jahre 2015 bis 2035.

- *2 Mio. CHF Einsparungen beim Tarifwechsel*

Wie gross die Einsparungen beim Tarifwechsel tatsächlich sein werden, kann im Moment noch nicht hinreichend genau abgeschätzt werden. Sicher ist aber, dass sich Einsparungen erzielen lassen. Aus der aktuellen Situation zeigen sich bereits Einsparungen von knapp 1 CHF pro Tarifwechsel. Gehen wir – konservativ – von 230'000 Tarifwechsel pro

²⁰ In diesen Kosten sind die Wartekosten der Stromkonsumenten auf die Zählerablesung nicht enthalten. Mit der „flächendeckenden Einführung“ von Smart Metern würden diese Wartekosten wegfallen und zusätzliche Nutzen generieren, die wir im Rahmen des vorliegenden Smart Metering Impact Assessments nicht quantifiziert haben.

Jahr aus, ergeben sich Einsparungen von rund 2 Mio. CHF über die ganze Betrachtungsperiode. Wäre beim Tarifwechsel eine zusätzliche Ablesung notwendig, wären die Einsparungen deutlich höher. Es ist zu erwarten, dass der tatsächlich in Zukunft erzielte Nutzen höher liegt, da mit vermehrten Tarifwechseln zu rechnen ist.

160 Mio. CHF für zusätzliche Effizienzkampagnen

Damit die durch die Smart Meters ermöglichten Stromeinsparungen (siehe nächstes Kapitel) auch tatsächlich umgesetzt werden, sind spezifische Effizienzkampagnen (Kundenschreiben und Online-Effizienzkampagnen für Portalbenutzer) notwendig. Insgesamt entstehen Mehrkosten beim flächendeckenden Rollout von 160 Mio. CHF über den ganzen Betrachtungshorizont.

Fazit: Das flächendeckende Rollout verursacht zusätzliche Investitionskosten von 694 Mio. CHF – kumuliert bis zum Jahr 2035, inklusive Wertverlust aufgrund des vorzeitigen Zählerersatzes. Pro Jahr entspricht dies 41 Mio. CHF für den Aufbau der Smart-Metering Infrastruktur. Für den Betrieb dieser Infrastruktur, inklusive Kommunikation und Effizienzkampagnen, fallen Kosten von 623 Mio. CHF oder 37 Mio. CHF/Jahr an. Somit ergeben sich gesamte Mehrkosten von 1.317 Mio. CHF. Diesen Kosten stehen Einsparungen bei den Ablesekosten und den Umzugsprozessen von 483 Mio. CHF oder 28 Mio. CHF/Jahr gegenüber. Die direkten Nettomehrkosten betragen – wie erwähnt – 835 Mio. CHF oder knapp 50 Mio. CHF/Jahr.

Exkurs: Vergleich mit dem Smart Metering Impact Assessment 2012

Die nachfolgende Abbildung stellt die Resultate für die direkten Kosten und Nutzen des Smart Metering Impact Assessments 2012 (SMIA 2012) denjenigen der vorliegenden Aktualisierung SMIA 2015 gegenüber. Im Gesamtergebnis kommen beide SMIA auf ähnliche direkte Zusatzkosten für ein flächendeckendes Rollout. Die neuen Erkenntnisse seit 2011 und die veränderten Vorgaben zum Rollout (Mindestanforderungen und Einführungsmodalitäten gemäss Bericht vom November 2014) zeigen aber doch einige grössere Differenzen in einzelnen Kostenkomponenten. Die drei grössten Unterschiede (rot umrandet) können wie folgt kommentiert werden:

- Im SMIA 2012 wurden die zusätzlichen Installationskosten für Smart Meters über- bzw. die Lerneffekte bei der Installation unterschätzt. Die in der Zwischenzeit im Ausland gesammelten Erfahrungen und die Nachfrage bei Schweizer EVUs zeigen, dass bei einem flächendeckenden Rollout die Installationskosten für Smart Meters nicht wesentlich höher liegen als die Installation konventioneller Zähler. Bei Smart Metern ist aber mit zusätzlichen Installationskosten für Entstörung und Einbau von Filtern/Repeatern zu rechnen. Diese Zusatzkosten sind in der vorliegenden Studie berücksichtigt (für Entstörung und Einbau von Filtern/Repeatern wurde durchschnittlich – über alle Zähler gemittelt – mit Zusatzkosten von 10 CHF/Zähler gerechnet).
- Der Wertverlust aufgrund des vorzeitigen Zählerersatzes ist aufgrund des im SMIA 2015 unterstellten Bestandsschutzes deutlich geringer als im SMIA 2012, in welchem ein kontinuierliches Rollout ohne Bestandsschutz unterstellt wurde.
- Die Erfahrungen aus den Pilotprojekten und dem Ausland zeigen, dass die Kosten für den Betrieb der zentralen Infrastruktur (Soft- und Hardware) unterschätzt wurden. Die aktuellsten bottom-up-

Schätzungen für den Betrieb der zentralen Infrastruktur wie auch die Marktpreise von Drittanbietern, welche für die vorliegende Studie verwendet wurden, ermöglichen eine gute Abschätzung der künftigen Betriebskosten der zentralen Infrastruktur.

Weitere Unterschiede ergeben sich auch bei den Gerätekosten der dezentralen Infrastruktur: Die Zusatzkosten der Smart Meter gegenüber den digitalen Zählern wurde im SMIA 2012 unterschätzt. Da im SMIA 2015 die Kosten für die Rundsteuerung nicht mehr enthalten sind (Mindestanforderungen verlangen keine Laststeuerung), liegen die Mehrkosten mit 317 Mio. CHF im SMIA 2015 nur unwesentlich höher als im SMIA 2012. Die restlichen Unterschiede sind im Wesentlichen auf das unterschiedliche zeitliche Profil des Rollouts und die in diesem Zusammenhang auftretenden Diskontierungseffekte zurückzuführen.

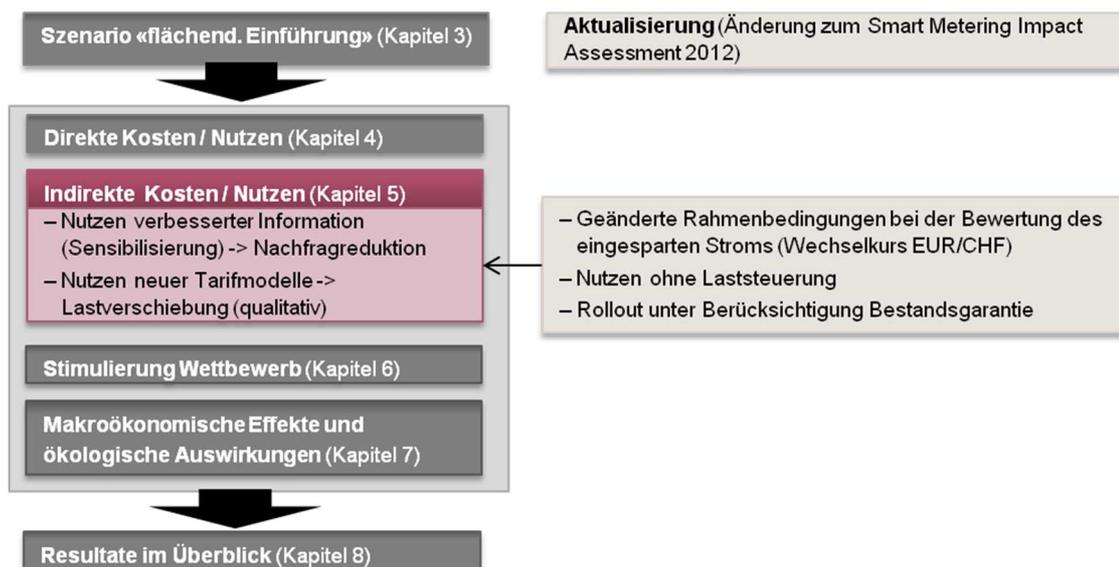
Abbildung 4-3: Vergleich der direkten Kosten und Nutzen des SMIA 2012 und SMIA 2015, kumulierte Kosten und Nutzen 2015 – 2035

Kostenart	Differenz Status Quo versus flächendeckendes Rollout	
	SMIA 2012 Mio. CHF	SMIA 2015 Mio. CHF
Investitionskosten	-1'091	-680
Gerätekosten dezentrale Infrastruktur	-311	-317
Installationskosten	-504	-108
Kosten zentrale Infrastruktur	-275	-255
Wertverlust aufgrund vorzeitiger Ersatz	-133	-14
Betriebskosten	45	-285
Eigenverbrauch Zähler	-27	0
Kundensupport	139	51
Soft- und Hardware	-67	-336
Kommunikationskosten	-39	-127
Geschäftsprozesse	553	431
Ablesekosten	269	201
Rechnungsstellung	0	0
Umzugsprozess	285	229
Tarifwechsel	0	2
Effizienzkampagnen	-218	-160
Total	-883	-835

5 Indirekte Kosten und Nutzen

Bei den indirekten Kosten und Nutzen sind insbesondere die durch die Smart Meter ausgelösten Stromeinsparungen aufgrund der verbesserten Information der Verbraucher zu berücksichtigen.

Abbildung 5-1: Bewertung der indirekten Kosten und Nutzen



In den nachfolgenden Ausführungen bewerten wir den Nutzen der Stromeinsparung, der durch verbesserte Information und Sensibilisierung der Endkonsumenten realisiert wird. Da die Mindestanforderungen vom November 2014 keine Laststeuerung verlangen, wurden die Kosten der Laststeuerung im vorgängigen Kapitel dem Szenario „flächendeckende Einführung“ nicht angerechnet. Entsprechend werden auch keine Nutzen aus der Lastverschiebung dem Szenario „flächendeckende Einführung“ gutgeschrieben. Nicht quantifiziert werden allfällige Nutzen bei den Stromnetzen und bei der Beschaffung von Regelenergie. Wie das SMIA 2012 zeigt, wird mit dem Nutzen durch die Stromeinsparung aber ein grosser Teil des Nutzens eines flächendeckenden Smart-Meter Rollouts erfasst.

Feedback von Smart Metern helfen Strom zu sparen

Smart Meter erfassen und kommunizieren Energieverbräuche mit relativ hoher zeitlicher Auflösung.²¹ Die dadurch zur Verfügung stehenden Daten können Stromkonsumenten dabei unterstützen, das persönliche Verhalten in Bezug zum eigenen Energieverbrauch zu setzen,

²¹ Nach den technischen Mindestanforderungen müssen intelligente Zähler in der Lage sein, mindestens alle 15 Minuten Messdaten zu erfassen und zu übermitteln.

die Konsequenzen von Gewohnheiten und Investitionsentscheidungen für den Verbrauch besser zu verstehen und schlussendlich Energie bewusst und effizient einzusetzen. Es sind also nicht die Smart Meter selbst, die automatisch zu den gewünschten Energieeinsparungen führen, sondern die durch die gewonnenen Daten geförderten Verhaltensanpassungen der Stromkonsumenten. Dieser Zusammenhang unterstreicht die Bedeutung einer verständlichen und motivierenden Aufbereitung der Verbrauchsdaten: Nur Informationen, welche die grosse Mehrheit der Stromkonsumenten richtig interpretieren kann, können die gewünschte Wirkung entfalten, und nur Informationen, die zum Handeln bzw. Umdenken motivieren, führen zu den angestrebten Effekten.

Die Darstellung von Verbrauchsdaten, ein sogenanntes Feedback, kann über verschiedene Kanäle (z.B. Webportale, Smartphones, Inhome Displays, Rechnungsbeilagen, etc.) und mit unterschiedlichen, nutzerspezifischen Inhalten erfolgen. Die Aufbereitung der Informationen unter Berücksichtigung verhaltenswissenschaftlich fundierter Konzepte beeinflusst die Wirkung des Verbrauchfeedbacks stark: Erfolgreiche Konzepte nutzen beispielsweise soziale Normen (z.B. als Einordnung und Wertung des Verbrauchs im Vergleich zu anderen Haushalten), Zielsetzungsfunktionen (z.B. als Selbstverpflichtung, in einem gegebenen Zeitraum 5% Energie zu sparen) und Projektionen (z.B. als Hochrechnung der heute angefallenen Stromkosten auf zwei Jahre). Umgekehrt führt ein – in der Praxis noch häufig anzutreffender – unreflektierter Einsatz solcher Konzepte oft ungewollt zu Mehrverbräuchen bei grossen Teilen der Stromkunden. So reduziert z.B. ein deskriptives normatives Feedback, z. B. „Ihr Stromverbrauch ist deutlich niedriger als der Durchschnitt ähnlicher Haushalte“ bei Geringverbrauchern regelmässig die Einsparbemühungen und führt zu einer Anpassung an den (höheren) Durchschnitt. Das gleiche gilt für ungeschickt gesetzte Ziel oder falsch gewählte Projektionszeiträume. Entsprechend ist hier das Potential der Einsparungen noch nicht vollständig gehoben. Die aktuelle Forschung zur Ausgestaltung und Implementierung geeigneter Konzepte wird mittelfristig zu höheren Einspareffekten mittels Smart-Meter-Daten führen.

Die Kombination von Verbrauchsdaten mit Spielen, Wettbewerben und dem Sammeln von Bonuspunkten motiviert zusätzliche Adressaten zur Beachtung des Feedbacks. Wichtig ist, dass nicht-monetäre Anreize häufig (nicht immer) besser wirken als monetäre Ziele. Auch hier sind durch die laufende Forschung und durch die zunehmenden Erfahrungen der Energieversorger noch wichtige Beiträge zu erwarten, die eine überwiegend technisch-rationale Aufbereitung der Daten (bspw. über zweidimensionale Mengen-Zeit-Diagramme, zahlenlastige Präsentationen, etc.) zugunsten einer spielerischen, motivatorisch geschickten Interaktion mit dem Stromkonsumenten ablösen werden. Die Herleitung der durch Smart Meter ermöglichten Stromeinsparung ist im SMIA 2012 (Kapitel 7.16) detailliert dargelegt. Die in der Zwischenzeit gesammelten Erfahrungen aus Pilotprojekten bzw. Rollouts im In- bzw. Ausland haben die Abschätzung der Stromeinsparung im SMIA 2012 bestätigt. Zu erwähnen sind insbesondere folgende Erfahrungen:

- Die im Pilotprojekt der ewz erzielten Einsparungen in den relevanten Feedback-Gruppen liegen bei 3.2%. Die gesammelten Erfahrungen verdeutlichen die auch schon im SMIA 2012 berücksichtigten erforderlichen Aufwände zur Motivation der Systemnutzung durch die Haushaltskunden (Degen et al. 2013).

- Die im Pilotprojekt der CKW gesammelten Erfahrungen verdeutlichen die Wichtigkeit der Ausgestaltung des Feedbacks und der Begleitkampagnen: Bleibt die durch die Smart Meter-Daten hervorgerufene Motivation der Kunden, sich mit dem eigenen Verbrauch auseinanderzusetzen, unzureichend, stellen sich nur sehr geringe Effekte ein. Die Effekte beschränken sich dann lediglich auf intrinsisch motivierte Nutzer. Hier zeigten sich wieder Einsparungen von rund 3%, während die „Low-Involvement-Kunden“ ihren Verbrauch nur um rund 0.75% reduzierten – und das trotz technisch solider Implementierung der Infrastruktur.
- In einem grossen Feldversuch in Deutschland und Österreich (Schleich et al. 2013) betragen die Einsparungen je nach Ort 3.7% bis 4.5%. Die Effekte stellten sich unabhängig davon ein, ob Feedback mittels konventionellen, aber solide aufbereiteten Effizienzmailings, per Post oder über ein Web-Portal zur Verfügung standen.
- Die durch die meisten Smart Meter zugänglichen 15-minütigen Verbrauchswerte gestatten eine umfassende Unterstützung der Energieberatung, etwa zur automatischen Identifikation und gezielten Ansprache besonders relevanter Haushalte (Beckel et al. 2014). Weiter ermöglichen die abgeleiteten Informationen sehr spezifische Spartipps, Vergleiche zu Referenzgruppen, etc. Wir gehen davon aus, dass die Nutzung entsprechender kostengünstiger Datenanalyseverfahren ein mittelfristig abflauendes Interesse von einfachen Feedback-Interventionen mehr als kompensieren wird.

Wichtig ist festzuhalten, dass nicht alleine die Mittelwerte bestehender Studien zur Abschätzung der Einspareffekte herangezogen werden dürfen. Vielmehr müssen die erfolgreichen Pilotprojekte (nach kritischer Prüfung ihrer Validität und Reliabilität) bei der Abschätzung stärker gewichtet werden, da zu erwarten ist, dass sich die wirkungsvollen Konzepte mittelfristig durchsetzen werden.

1.8% Stromeinsparung durch Smart Meter

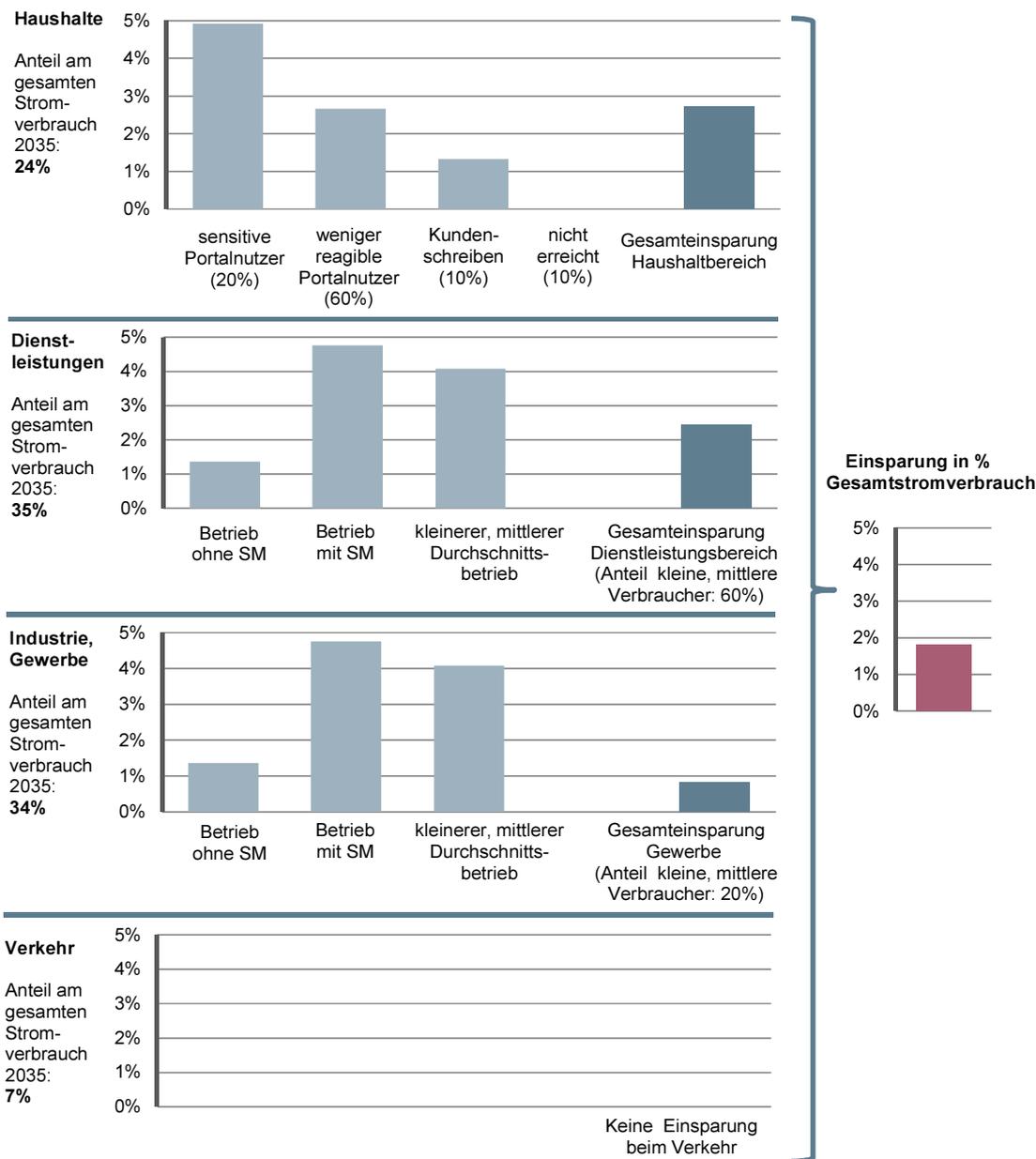
Das SMIA 2012 rechnet bei einem 80%-Rollout mit Stromeinsparungen von rund 1.8%.²² Nachfolgend soll kurz erläutert werden, wie sich die gesamten Stromeinsparungen zusammensetzen:

- Im **Haushaltsbereich** können bei einem Rollout von 80% längerfristig Einsparungen von **2.7%** erreicht werden (vgl. Abbildung 5-2). Einzelne „motivierte“ Haushalte mit Smart Metering (sensitive Portalnutzer) können Einsparungen von 5% erzielen. Der grössere Teil der Haushalte wird aber die Portale nur gelegentlich nutzen, was zu geringeren Stromeinsparungen führen wird (ca. 2.7% anstelle von 5% bei den sensitiven Portalnutzern). Für die Haushalte, die noch keinen Smart Meter installiert haben, wird angenommen, dass ein Teil davon durch Kundensreiben zu einer – wenn auch bescheidenen – Stromeinsparung motiviert werden kann.

²² Diese Einsparungen von 1.8% gelten für den Stromnachfragemix des Nachfrageszenarios „Weiter wie bisher“. Für das Nachfrageszenario „Neue Energiepolitik“ ist aufgrund eines anderen Stromnachfragemixes mit Einsparungen von 1.7% zu rechnen.

Eingereiht in die Prognosen der 18 EU-Mitgliedstaaten, welche im Rahmen der EU-weiten Kosten-Nutzen-Analyse entsprechende Daten zur Verfügung gestellt haben, befinden sich die dieser Folgeabschätzung zugrundeliegenden gesamten Stromeinsparungen im unteren Drittel der herangezogenen Werte (EC_SWD(2014) final, Seite 41, 2014).

Abbildung 5-2: Von den individuellen Einsparungen durch Smart Metering zu den gesamten Einsparungen im Szenario „flächendeckende Einführung“²³



²³ Die Angaben zum Anteil der einzelnen Sektoren am gesamten Stromverbrauch beziehen sich auf das Jahr 2035, einem Rollout von 80% und das Nachfrageszenario „Weiter wie bisher“.

- Im **Dienstleistungsbereich** gehen wir davon aus, dass bei einem 80%-Rollout insgesamt eine Einsparung von **2.4%** erreicht werden kann. Es wird angenommen, dass kleine und mittlere Betriebe mit Smart Metering ein Einsparpotenzial von rund 4.8% erreichen. Weiter gehen wir davon aus, dass auch bei Betrieben ohne Smart-Metering-Infrastruktur Stromeinsparungen von 1.3% erreicht werden können. Dies wird damit begründet, dass die Lerneffekte der Mitarbeiter, die sie in ihrem eigenen Haushalt machen, zumindest teilweise auch im Betrieb ihre Wirkung zeigen. Ein durchschnittlicher, kleiner bzw. mittlerer Betrieb kann – unter Einrechnung des 80% Rollouts – etwa 4% Strom einsparen. Allerdings gilt dies nur für kleinere und mittlere Betriebe. Auf grössere Betriebe hat Smart Metering keinen Einfluss, da diese in der Regel bereits über ein Energiemanagement mit entsprechender Mess- und Steuerungsinfrastruktur verfügen. Der Anteil der kleinen und mittleren Dienstleistungsbetriebe am gesamten Stromverbrauch des Dienstleistungsbereichs beläuft sich in etwa auf 60%. Damit ergeben sich die erwähnten 2.4% Einsparpotenzial im Dienstleistungsbereich für das Szenario flächendeckende Einführung.
- Im Industriebereich bzw. präziser beim **Gewerbe** gehen wir in Bezug auf das bei kleinen und mittleren Betrieben realisierbare Einsparpotenzial von den gleichen Annahmen aus wie beim Dienstleistungsbereich. Allerdings beträgt der Stromanteil der kleinen- und mittleren Gewerbebetriebe am gesamten industriellen bzw. gewerblichen Bereich nur gerade 20%. Im Szenario flächendeckende Einführung ergeben sich in Bezug auf den gesamten Industriebereich somit nur Einsparungen von **0.8%**.

Mit Smart Metering können insgesamt nur rund 50% des Stromverbrauchs beeinflusst werden, da – wie erwähnt – bei Grossverbrauchern wie auch im gesamten Verkehrsbereich keine durch Smart Metering induzierten Einsparungen erzielt werden können. In Bezug auf den **Gesamtstromverbrauch** berechnen sich im Szenario „flächendeckende Einführung“ die realisierbaren Stromeinsparungen auf rund **1.8%**.²⁴

Bewertung des Nutzens der 1.8% Stromeinsparung mit Strommarktmodellen

Um die Auswirkungen der durch Smart Meter ausgelösten Stromeinsparung in der Schweiz zu bestimmen, werden sowohl ein Investitionsmodell als auch ein operatives Modell zur Abbildung des europäischen Strommarktes herangezogen. Die Modellsimulationen wurden im Rahmen des SMIA 2012 durchgeführt und für die vorliegende Aktualisierung SMIA 2015 verwendet.²⁵ Die im SMIA 2012 durchgeführten Modellsimulationen erlauben eine Aufteilung der Effekte in Lastreduktion (Stromeinsparung) und Lastverschiebung (Laststeuerung). Letztere wird im Rahmen der hier vorliegenden Aktualisierung SMIA 2015 nicht miteinbezogen, da die Mindestanforderungen vom November 2014 keine Laststeuerung vorschreiben.

Die Modellsimulationen im SMIA 2012 haben gezeigt, dass die Stromeinsparungen den Schweizer Stromerzeugungspark nicht massgeblich verändern, da unter den im Simulationsmodell unterstellten Annahmen, die Nachfragereduktion in der Schweiz vor allem zum

²⁴ Im Nachfrageszenario beträgt die Stromeinsparung rund 1.8%, im Szenario NEP 1.7%.

²⁵ Vgl. dazu die Ausführungen im Kapitel 7.19 und Anhang F im SMIA 2012.

Produktionsrückgang ausserhalb der Schweiz führt. Dies bedeutet aber nicht, dass die Schweiz keinen Nutzen aus dem Smart Meter Rollout hat, denn bspw. beziehen die Schweizer Stromkonsumenten weniger Strom, haben also über eine tiefere Stromrechnung einen Nutzen.

Veränderungen der Konsumenten- und Produzentenrenten

Für das vorliegende Impact Assessment ist insbesondere die Verteilung der Nutzen auf Produzenten und Konsumenten von Interesse. Die direkten Kosten und Nutzen der Smart Meter, wie sie im vorgängigen Kapitel abgeschätzt wurden, sind hier nicht eingerechnet. Nachfolgend werden einzig die Kosten und Nutzen der durch Smart Metering erzielten Stromeinsparung auf Schweizer Konsumenten und Schweizer Produzenten dargelegt. Als Mass für die Nutzen- bzw. Wohlfahrtsveränderungen werden hier die Produzenten- und Konsumentenrente gewählt.

- Veränderungen bei der **Konsumentenrente** entsprechen der Veränderung der Preise multipliziert mit der nachgefragten Menge. Die Veränderung der Konsumentenrente für die Schweizer Stromkonsumenten resultiert aus den Preis- und Nachfrageunterschieden zwischen den Modellsimulationen mit und ohne dem Einsatz von Smart Meter. Dazu werden die stündlichen Preise mit den stündlichen Nachfragemengen multipliziert und über die Zeit aufsummiert, um die gesamten Kosten der Konsumenten zu ermitteln. Die Differenz zwischen den Kosten der Konsumenten kann dann als Veränderung der Konsumentenrente interpretiert werden.
- Die **Produzentenrente** für eine bestimmte Zeiteinheit ergibt sich aus der Differenz zwischen dem Grosshandelspreis und den Produktionskosten. Daher werden zunächst die sich aus dem Grosshandelspreis und der produzierten Menge ergebenden Erlöse ermittelt und dann den ebenfalls über den Zeitablauf aufsummierten Kosten gegenübergestellt. Veränderungen bei der Produzentenrente sind somit abhängig von den Preisveränderungen, Veränderungen bei den Produktionsmengen und Veränderungen bei der Differenz zwischen Erlösen und Grenzkosten. Die Stärke der jeweiligen Effekte hängt von der Steigung der Merit-Order in jedem einzelnen Land ab.

Die Veränderung der Konsumenten- und Produzentenrente in der Schweiz ist für ein Rollout von 80% und für das Jahr in Abbildung 5-3 dargestellt. Die Auswirkungen der rund 1.8% Stromeinsparung können als Differenz zweier Modellsimulationsrechnungen berechnet werden: Gesamteffekt der Smart Metering (inkl. Laststeuerung) abzüglich dem Effekt der Lastverschiebung ergibt den isolierten Effekt der Lastreduktion, also der Einsparung von rund 1.8%. Die absolute Höhe der Konsumenten- und Produzentenrenten ist abhängig vom künftigen Stromverbrauch, welcher sich je nach Nachfrageszenario unterscheidet: Bei relativ hoher Nachfrage (im Nachfrageszenario „WWB“) ergeben sich die grösseren absoluten Auswirkungen einer 1.8%-igen Einsparung als in einer Situation mit tieferer Stromnachfrage (Nachfrageszenario „NEP“):

- Hauptursache für die Veränderungen ist der Rückgang der Schweizer Nachfrage verglichen mit der Verschiebung der Last, wodurch insbesondere die Kosten für die **Haushalte**

- sinken. Insgesamt können die Haushalte durch die mit Smart Metern ermöglichten Stromeinsparungen einen Nutzen von 129 Mio. CHF/Jahr (Nachfrageszenario „NEP“) bzw. 160 Mio. CHF/Jahr (Nachfrageszenario „WWB“) erzielen.
- Der Rückgang der Kosten für die Haushalte geht nicht mit einem Rückgang der Gewinne für **Produzenten** im gleichen Masse einher. Durch den Rückgang der Nachfrage geht zwar der Absatz im heimischen Markt verloren, allerdings kann aufgrund der guten Vernetzung im europäischen Versorgungssystem der Absatz im Ausland gesteigert werden. Dies führt in Summe nur zu einem leichten Rückgang der Schweizer Produzentenrente von -12 Mio. CHF/Jahr (Nachfrageszenario „NEP“) bzw. -31 Mio. CHF/Jahr (Nachfrageszenario „WWB“). Jedoch sind in der Regel Verluste bei den Produzenten der Nachbarländer zu erwarten. Einzige Ausnahme bilden die Effekte der Lastverschiebung im Szenario „Neue Energiepolitik“, wo die Produzenten zu Lasten der Konsumenten gewinnen. Durch einen verstärkten Schweizer Export steigt das Preisniveau in der Schweiz leicht an, so dass sich der Deckungsbeitrag der Produzenten erhöht, während sich die Konsumenten höheren Kosten gegenübersehen.

Abbildung 5-3: Auswirkungen der Stromeinsparung von rund 1.8% im Rollout-Szenario „flächendeckende Einführung“, Jahr 2035

	Differenz Status Quo versus flächendeckendes Rollout	
	"Weiter wie bisher" Mio. CHF *)	"Neue Energiepolitik" Mio. CHF *)
<i>Gesamte Auswirkungen (Simulationsrechnung)</i>		
Konsumentenrenten	178	124
Produzentenrenten	-21	-29
<i>Auswirkungen der Lastverschiebung (Simulationsrechnung)</i>		
Konsumentenrenten	18	-5
Produzentenrenten	-9	3
Auswirkungen der Lastreduktion (Einsparungen ca. 1.8%) (Differenzrechnung)		
Konsumentenrenten	160	129
Produzentenrenten	-12	-31

*) Wert für 80% Rollout, bezogen auf 2035, Wechselkurs EUR/CHF = 1.06 (Annahme: langfristiger Wechselkurs auf aktuellem Niveau)

Die oben dargelegten Auswirkungen wurden mit aufwendigen computergestützten Modellen berechnet (vgl. detaillierte Ausführungen im SMIA 2012). Die Simulationen bezogen sich jeweils auf das Szenario „flächendeckende Einführung“ bei einem Rollout von 80%. Für die Berechnung der kumulierten Konsumenten- und Produzentenrenten über die Jahre 2015 bis 2035 waren verschiedene vereinfachende Annahmen nötig.²⁶

²⁶ Im SMIA 2012 wurden die Auswirkungen auf die Erzeugungsseite mit zwei gekoppelten computergestützten Simulationsmodellen für das Jahr 2035 berechnet. Für die Jahre 2015 bis 2035 wurde unterstellt, dass zwischen

Die Abbildung 5-4 zeigt die indirekten Kosten und Nutzen als Nettobarwerte der kumulierten, indirekten Nutzen und Kosten im Vergleich zum Status Quo (rote Balken für Zusatzkosten; grüne Balken für Zusatznutzen). Die Abbildung zeigt deutlich, dass die indirekten Nutzen durch die Gewinne der Schweizer Stromkonsumenten (Konsumentenrenten) dominieren. Insbesondere gilt dies für die privaten Haushalte und die Dienstleistungen. Im Rahmen der vorliegenden Aktualisierung wurde auf eine Quantifizierung der Einsparungen bei den Netzkosten verzichtet.²⁷ Wie die Abbildung weiter zeigt, unterscheiden sich die Resultate zwischen den beiden Nachfrageszenarien „Weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“ relativ stark:

- Die **Konsumenten** profitieren von der durch Smart Metering ausgelösten Stromeinsparung im Umfang von 1'452 Mio. CHF (Nachfrageszenario NEP) bis 1'642 Mio. CHF (Nachfrageszenario WWB). Bei den Konsumenten sind zwei Gründe für die Unterschiede zwischen den beiden Nachfrageszenarien „Weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“ zu nennen: (1) Die relativen Stromeinsparungen sind zwar bei beiden Nachfrageszenarien gleich hoch, aber da in „Weiter wie bisher“ mit einer deutlich höheren Nachfrage gerechnet wird, ist die absolute Stromeinsparung im „Weiter wie bisher“ höher als in der „Neuen Energiepolitik“, d.h. der Nutzen von Smart Metern ist im Nachfrageszenario „Weiter wie bisher“ grösser. (2) Die für die Berechnung der Konsumentenrente ansetzbaren Stromproduktionspreise sind im Szenario „Neue Energiepolitik“ geringer.²⁸
- Die **Produzenten** haben mit Einbussen von -123 Mio. CHF (Nachfrageszenario WWB) bis -352 Mio. CHF (Nachfrageszenario NEP) zu rechnen, da der Nachfragerückgang zu einem leicht sinkenden Strompreis führt. Unter Beachtung des Stromaussenhandels wirkt sich dies für die Schweizer Produzenten im Nachfrageszenario „Neue Energiepolitik“ leicht stärker aus als im Nachfrageszenario „Weiter wie bisher“.

erzielbarer Stromeinsparung (welche im Gleichschritt mit dem Rollout der Smart Meter verläuft) und den mit den steigenden Stromkosten bewerteten Konsumenten- und Produzentenrenten ein linearer Zusammenhang besteht. Für die Stromgestehungskosten (Grenzkosten ausgedrückt zu Faktorkosten) wird gemäss Modellberechnungen für das Nachfrageszenario „Weiter wie bisher“ bis ins Jahr 2035 mit einer Verdoppelung gerechnet. Sie steigen von rund 6 Rp./kWh auf 12 Rp./kWh im Jahr 2035. Für das Nachfrageszenario „Neue Energiepolitik“ wird mit einer Zunahme um rund 60% von rund 6 Rp./kWh auf 10 Rp./kWh im Jahr 2035 gerechnet.

²⁷ Die Einsparungen bei den Netzkosten müssten situationsbezogen erhoben werden. Zudem sind die Einsparungen im Netz abhängig von der implementierten Tarifierung und neuen Dienstleistungen im Bereich Verbrauchssteuerung oder Produktionssteuerung. Diese können das Netz entlasten aber auch belasten. Eine Analyse zur Hebung von diesen sogenannten Flexibilitätspotenzialen für das Netz und deren Auswirkung ist aufwendig. Im Rahmen der vorliegenden Studie kann dies nicht geleistet werden und es musste auf die Quantifizierung der Einsparungen bei den Netzkosten verzichtet werden. Klar ist jedoch, dass Smart Metering einen Beitrag zur Hebung der nachfrage- und angebotsseitig vorhandenen Flexibilität leisten kann. Inwiefern dies möglich und sinnvoll ist und ggf. Netzkosten sparen kann, wird in anderen Studien untersucht, vgl. DNV GL (2015), Kosten Nutzen Analyse einer Ampellösung für den Strommarkt Schweiz sowie consentec (2015b), Ausgestaltung der Schnittstelle Markt-Netz.

²⁸ Einer der Gründe für einen tieferen Stromproduktionspreis ist darin zu suchen, dass der Anteil der erneuerbaren Stromproduktion im Nachfrageszenario „Neue Energiepolitik“ höher ist. Diese erneuerbare Produktion wird subventioniert (bspw. mittels eines KEV-Systems) und beeinflusst daher die Stromhandelspreise negativ.

Abbildung 5-4: Auswirkungen der Stromeinsparung von rund 1.8% im Rollout-Szenario „flächendeckende Einführung“, kumulierte Kosten und Nutzen 2015 – 2035

	Differenz Status Quo versus flächendeckendes Rollout [Mio. CHF]	
	"Weiter wie bisher"	"Neue Energiepolitik"
Netzkosten	<i>nicht quantifiziert im vorliegenden SMIA 2015 *)</i>	
Konsumentenrenten	1'642	1'452
- Privathaushalte	724	671
- Dienstleistungen	724	581
- Gewerbe	194	201
Produzentenrenten	-123	-352
Total indirekte Kosten und Nutzen	1'519	1'101

*) vgl. dazu die Ausführungen in der Fussnote 27.

Exkurs: Vergleich mit dem Smart Metering Impact Assessment 2012

Die nachfolgende Abbildung stellt die Resultate für die indirekten Kosten und Nutzen des Smart Metering Impact Assessments 2012 (SMIA 2012) mit denjenigen der vorliegenden Aktualisierung SMIA 2015 gegenüber. Im Gesamtergebnis zeigen sich zwischen den beiden SMIA deutliche Unterschiede: Im Nachfrageszenario WWB reduziert sich der Gesamtnutzen um 40% von rund 2.5 Mrd. CHF auf 1.5 Mrd. CHF. Im Nachfrageszenario NEP reduziert sich der Gesamtnutzen um 30% von 1.5 Mrd. CHF auf 1.1 Mrd. CHF. Diese Unterschiede sind nicht auf neue Erkenntnisse zurückzuführen, sondern vor allem auf geänderte Rahmenbedingungen (Wechselkurs), auf die Ausgestaltung des Rollouts (Mindestanforderungen ohne Laststeuerung und Bestandsschutz) und auf den Verzicht der Quantifizierung des Netznutzens. Im Einzelnen können die Unterschiede wie folgt kommentiert werden:

- **Wechselkurs:** Im SMIA 2012 wird mit einem Wechselkurs EUR/CHF von 1.35 gerechnet. In der vorliegenden Aktualisierung SMIA 2015 wird ein Wechselkurs EUR/CHF von 1.06 unterstellt. Die in Euro gemessenen Konsumenten- und Produzentenrenten werden alleine aufgrund des Wechselkurses rund 22% tiefer bewertet.²⁹
- **Mindestanforderung ohne Laststeuerung:** Die Nichtberücksichtigung der Netznutzen und der Lastverschiebung führt im Szenario WWB zu einem geringen Nutzen im Umfang von rund 15%. Gemäss den Modellrechnungen führt dies im Szenario NEP aber zu keinen nennenswerten Zusatzkosten oder -nutzen.
- **Bestandsschutz:** Im SMIA 2012 wurde ein kontinuierliches Rollout mit einer Abdeckung von 80% im Jahr 2025 unterstellt. Im SMIA 2015 wird aufgrund des Bestandsschutzes die 80%-Abdeckung erst zwei Jahre später erreicht und erst gegen Ende des Bestandsschutzes erfolgt ein forciertes Rollout. Im SMIA 2015 fallen aufgrund des später erfolgenden Rollouts auch die Nutzen entsprechend später an, was die restlichen Unterschiede zwischen dem SMIA 2012 und SMIA 2015 erklärt.

²⁹ In einem integrierten und liberalisierten Strommarkt werden sich die Strompreise angleichen, d.h. der in der Schweiz gemessene Nutzen der Stromeinsparung ist abhängig von den ausländischen Strompreisentwicklungen. Relevant ist somit der in Euro ermittelte Modellwert.

Abbildung 5-5: Vergleich der indirekten Kosten und Nutzen des SMIA 2012 und SMIA 2015, kumulierte Kosten und Nutzen 2015 – 2035

	Differenz Status Quo versus flächendeckendes Rollout			
	"Weiter wie bisher"		"Neue Energiepolitik"	
	SMIA 2012 Mio. CHF	SMIA 2015 Mio. CHF	SMIA 2012 Mio. CHF	SMIA 2015 Mio. CHF
Netzkosten	278	0	0	0
Konsumentenrenten	2'507	1'642	1'963	1'452
- Privathaushalte	1'064	724	871	671
- Dienstleistungen	1'135	724	810	581
- Gewerbe	307	194	282	201
Produzentenrenten	-294	-123	-450	-352
Total indirekte Kosten/Nutzen	2'491	1'519	1'513	1'101

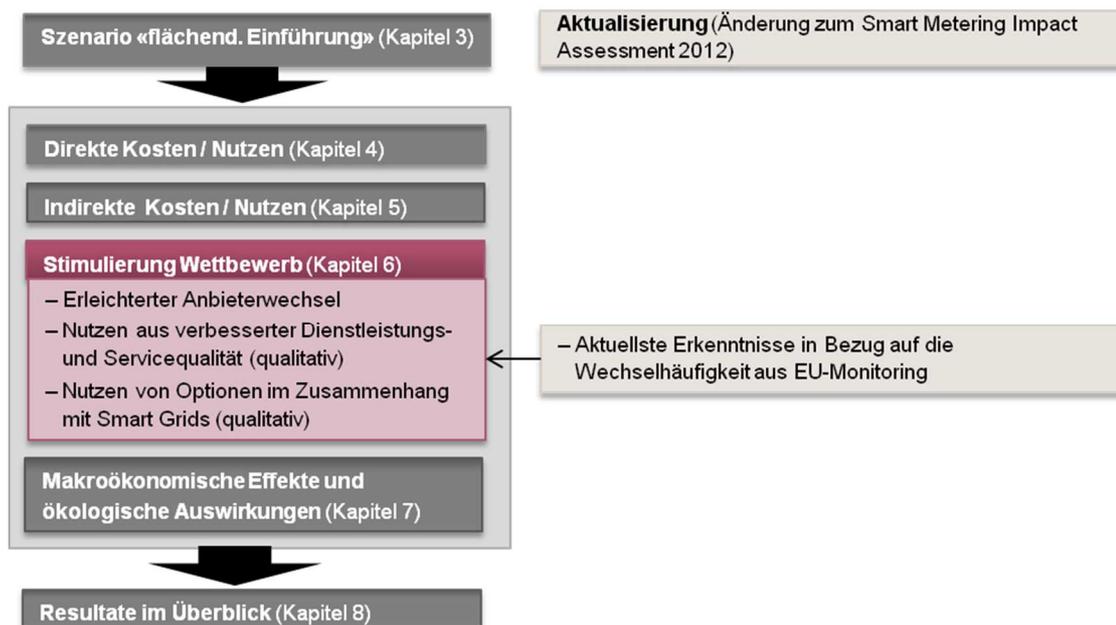
6 Stimulierung Wettbewerb

Für die Stimulierung des Wettbewerbs im Strommarktbereich ist der gesamte Liberalisierungsprozess bestimmend. Smart-Metering-Systeme alleine können den Wettbewerb nicht stimulieren aber Voraussetzungen schaffen, damit die beabsichtigte Marktliberalisierung auch tatsächlich mehr Wettbewerb und Dynamik in den Strommarkt bringt. Zu beachten ist aber auch, dass – je nach Regulierung – Smart-Metering-Systeme die bestehende Marktmacht weiter zementieren können.

Nachfolgend werden folgende vier Aspekte vertieft, wobei die Analyse in den meisten Fällen qualitativ bleiben muss:

- Nutzen des erleichterten Anbieterwechsels (quantitativ)
- Nutzen der Reduktion von Marktmacht (qualitativ)
- Nutzen aus verbesserter Dienstleistungs- und Servicequalität (qualitativ)
- Nutzen von Optionen im Zusammenhang mit Smart Grid (qualitativ)

Abbildung 6-1: Bewertung des Nutzens eines stimulierten Wettbewerbs



Erleichterter Anbieterwechsel

Mit Smart Metern wird der Anbieterwechsel effizienter: Die manuelle Ablesung entfällt und weitere Automatisierungen und Vereinfachungen des Wechselprozesses werden möglich. Exakte Kundeninformationen, stichtaggenaue Verfügbarkeit der Daten, genaue Lokalisierung des Zählers mit allen relevanten Parametern wie Zählerstand und Verbrauchswerte ermögli-

chen das Zustandekommen von Einsparungen beim Netzbetreiber und den Lieferanten. Ein effizienterer Wechselprozess reduziert die Anzahl von Kundenanfragen aufgrund fehlerhafter Wechselprozesse.³⁰ Wie hoch die Einsparungen bei den Wechselkosten sind, lässt sich nur grob bestimmen. Bei den Befragungen der Unternehmen wurden die Smart-Metering-bedingten Einsparungen der Umzugsprozesse auf 36 bis 48 CHF pro Umzug geschätzt. Wir gehen davon aus, dass für den Anbieterwechsel mit Einsparungen in einer ähnlichen Gröszenordnung von 40 CHF/Wechselkunde gerechnet werden kann (vgl. Abbildung 6-1). Die Bandbreite, bzw. die Unsicherheit, ist allerdings relativ gross, da sich insbesondere die durch Smart Metering ermöglichten Optimierungen des Wechselprozesses noch nicht genau abschätzen lassen (vgl. dazu Abbildung 10-6).

Abbildung 6-2: Wechselraten und Smart-Metering-bedingte Wechselkosteneinsparung bei Anbieterwechsel

	Annahmen (Basis- szenario)
Wechselrate [Anteil Kunden, die pro Jahr Anbieter wechseln]	8%
Wechselkosteneinsparung [CHF/Wechselkunde]	40

Wie gross die Einsparungen bei den Wechselkosten sind, hängt auch davon ab, wie viele Kunden jährlich ihren Anbieter wechseln werden. Ein Blick auf die bereits liberalisierten Länder der EU zeigt für 2013 folgende jährliche Wechselraten für Haushalte:³¹

- Tiefe Wechselraten: Österreich (2013: 1.8%, *Durchschnitt 2008-2012: ca. 1.3%*), Frankreich (2.0%, *ca. 2.8%*), Slowenien (3.9%, *ca. 2.3%*)
- Mittlere Wechselraten: Deutschland (5.7%, *ca. 5.8%*), Tschechien (5.7%, *ca. 3.9%*), Dänemark (6.2%, *ca. 2.8%*), Italien (7.6%, *ca. 3.9%*)
- Hohe Wechselraten: Schweden (10.7%, *ca. 8.8%*), Irland (11.3%, *ca. 13.4%*), Grossbritannien (12.3%, *ca. 16.4%*), Niederlande (13.1%, *ca. 10.2%*), Norwegen (15.3%, *ca. 10.0%*) Portugal (26.8%, *ca. 3.9%*)

Die Wechselrate ist abhängig vom Grad der Liberalisierung, von der Differenzierung im Angebot (bspw. in preislicher Hinsicht oder in Bezug auf den Tarifplan), von der Vergleichbarkeit der Angebote bzw. dem Informationsstand der Kunden, von den Vertragsklauseln (bspw. Kündigungsfristen, Laufzeiten, usw.), von der Ausgestaltung des Wechselprozesses aus Sicht des Kunden und vielen weiteren Komponenten. Wie hoch die künftigen Wechselraten in der Schweiz sein werden, lässt sich daher kaum verlässlich abschätzen. Wir gehen davon

³⁰ Vgl. PWC Österreich (2010), Studie zur Analyse der Kosten-Nutzen einer österreichweiten Einführung von Smart Metering.

³¹ ACER, CEER (2014), Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2013, Table 2 und Figure 26. Anmerkung: Aus den Ausführungen geht nicht klar hervor, ob und in welchem Ausmass der Anbieterwechsel beim Umzugsprozess subsummiert ist.

aus, dass die Schweizer Wechselraten mittel- bis längerfristig zwischen 4% bis 12% betragen, d.h. 4% bis maximal 12% der Stromkunden wechseln in einem liberalisierten Markt jährlich ihren Anbieter.

Die nachfolgende Abbildung 6-3 zeigt die Nutzen von Smart Metering durch den erleichterten Anbieterwechsel bzw. die erzielbaren Kosteneinsparungen beim Wechselprozess im Vergleich zum Status Quo (also dem Szenario ohne Smart Meter Rollout). Mit Smart Metern kann der Wechselprozess merklich kostengünstiger gestaltet werden. Die berechneten Kosteneinsparungen von 162 Mio. CHF wurden den Netzbetreibern gutgeschrieben, da bei diesen der Grossteil der Einsparungen realisiert werden kann.³²

Abbildung 6-3: Nutzen von Smart Metering durch erleichterten Anbieterwechsel, kumulierte Kosten und Nutzen 2015 – 2035

Differenz Status Quo versus flächendeckendes Rollout ("Weiter wie bisher" und "Neue Energiepolitik") Mio. CHF	
Erleichterter Anbieterwechsel	162

Exkurs: Vergleich mit dem Smart Metering Impact Assessment 2012

Die nachfolgende Abbildung stellt die Nutzen aus dem erleichterten Anbieterwechsel des Smart Metering Impact Assessments 2012 (SMIA 2012) mit denjenigen der vorliegenden Aktualisierung SMIA 2015 gegenüber. Im Gesamtergebnis zeigen sich zwischen den beiden SMIA keine grösseren Unterschiede:

- *Wechselrate*: Im SMIA 2012 sind wir von einer durchschnittlichen künftigen Wechselrate von 6% ausgegangen. Das Monitoring der EU zeigt deutlich höhere Wechselraten in schon länger liberalisierten Märkten und generell eine steigende Tendenz bei denjenigen Ländern mit tiefer Wechselrate. Für das SMIA 2015 sind wir daher von einer Wechselrate von 8% ausgegangen, was den höheren Nutzen aus dem erleichterten Anbieterwechsel erklärt.
- *Bestandsschutz*: Im SMIA 2012 wurde ein kontinuierliches Rollout mit einer Abdeckung von 80% im Jahr 2025 unterstellt. Im SMIA 2015 wird aufgrund des Bestandsschutzes die 80%-Abdeckung erst zwei Jahre später erreicht und erst gegen Ende des Bestandsschutzes erfolgt ein forciertes Rollout. Im SMIA 2015 fallen aufgrund des später erfolgenden Rollouts auch die Nutzen des erleichterten Anbieterwechsels entsprechend später an, was den erhöhten Nutzen aufgrund der höheren Wechselrate wieder dämpft.

³² Die Wechselprozesse sind als Betriebskosten ein Bestandteil der Netzkosten. Werden die Wechselprozesse durch Automatisierung kostengünstiger, werden Betriebskosten eingespart. Dies führt zu einer Reduktion der anrechenbaren Netzkosten und die daraus folgenden Einsparungen müssen den Endverbrauchern weitergegeben werden. Im Cost+ Verfahren sind alle Kosten die zum Betrieb eines sicheren und effizienten Netzes notwendig sind, anrechenbar. Gemäss Artikel 12 Absatz 3 StromVG dürfen den Endverbrauchern keine Extrakosten für Lieferantenwechsel verrechnet werden, sondern diese Kosten (bzw. Einsparungen) werden in das Netzentgelt gerechnet.

Abbildung 6-4: Vergleich des Nutzens aus erleichtertem Anbieterwechsel des SMIA 2012 und SMIA 2015, kumulierte Kosten und Nutzen 2015 – 2035

	Differenz Status Quo versus flächendeckendes Rollout	
	SMIA 2012 Mio. CHF	SMIA 2015 Mio. CHF
Erleichterter Anbieterwechsel	149	162

Reduktion der Marktmacht der Lieferanten

Da im heutigen Regulativ der Netzbetreiber die anfallenden Wechselkosten nicht dem individuellen Kunden überbinden darf, ergeben sich aus Sicht des den Anbieter wechselnden Stromkunden keine direkten Wechselkosten. Der Stromkunde wird also nicht von zusätzlichen Kosten vom Anbieterwechsel abgehalten. Trotzdem kann davon ausgegangen werden, dass der Wettbewerb unter den Lieferanten durch Smart Metering erheblich stimuliert bzw. verbessert wird. Dies aus folgenden Gründen:

- Smart Metering ermöglicht **kundenspezifische Angebote** (bspw. mit Tarifplänen, die auf verschiedene Kundentypen zugeschnitten sind, neuen Dienstleistungen etc.).
- Smart Metering erhöht die **Sensibilität der Kunden** hinsichtlich der Strompreise und der weiteren durch Smart Metering ermöglichten Dienstleistungen.
- Smart Metering verbessert den **Informationsstand** der Kunden. Der Kunde wird erst mit Smart Metering in die Lage versetzt, die Angebote aus seiner Sicht differenziert zu beurteilen und zu vergleichen.

Dies sind die zentralen Gründe, warum mittels Smart Metering der Wettbewerb zwischen den Lieferanten stimuliert und eine allfällige Marktmacht sowie die Strompreise reduziert werden können. Zu beachten ist, dass die positiven Effekte der Stromeinsparungen auf die geringeren Produktionskosten und die leicht dämpfende Wirkung auf die Strompreise bereits bei den Modellrechnungen des indirekten Nutzens berücksichtigt wurden. In diesen Effekten ist aber die Wirkung der Reduktion von Marktmacht noch nicht integriert.

Bei Marktmacht besteht die Gefahr von allokativer, produktiver und dynamischer Ineffizienz. Für die allokativer und produktiver Ineffizienz dürften andere Faktoren – wie bspw. der generelle Liberalisierungsprozess – bedeutender sein als die Auswirkungen von Smart Metering. Nicht zu unterschätzen ist aber die Stimulierung der dynamischen Effizienz von Smart Metering: Neue, kreative Dienstleistungen entwickeln sich schneller in einem wettbewerblichen Umfeld und die Kundenorientierung der Stromwirtschaft wird sicherlich durch Smart Metering stark gefördert. Eine Quantifizierung dieses Kundennutzens kann im Moment aber noch nicht vorgenommen werden.

Neue Smart-Meter-basierende Dienstleistungen

Smart Meter liefern die Datengrundlage für eine Vielzahl an neuen und verbesserten Dienstleistungen. Abbildung 6-5 zeigt einen Überblick der Dienstleistungen nach Akteuren gegliedert. Für weitere Ausführungen wird auf das Kapitel 8.2 des SMIA 2012 verwiesen.

Abbildung 6-5: Überblick über neue Smart-Meter-basierte Dienstleistungen und betroffene Akteure

Dienstleistung	Akteure
Transparenteres Abrechnungswesen	Endkunden, Energieversorger
Verbessertes Umzugsmanagement	Endkunden, Energieversorger
Verbesserter Kundenkontakt und gesteigerte Auskunftsfähigkeit	Endkunden, Energieversorger
Flexiblere Tarifgestaltung	Endkunden, Energieversorger
Verbesserte Anreiz-Mechanismen für Effizienz-kampagnen	Endkunden, Energieversorger, Kantone, Bund
Automatisierte Energieberatung	Endkunden
Neue Smart-Home-Dienstleistungen	Private Haushalte, Anbieter der Leistungen
Verbesserte Prognosefähigkeit auf den unteren Netzebenen	Energieversorger, Verteilnetzbetreiber
Verbesserte Monitoring-Systeme für den Netzbetrieb	Energieversorger
Reduktion von Ausgleichsenergie	Bilanzkreisverantwortlicher
Bereitstellung von Regelenergie	Übertragungsnetzbetreiber
Optimiertes Lastmanagement	Energieversorger
Virtuelle Kraftwerke / Microgrids	Energieversorger, Übertragungsnetzbetreiber, Betreiber virtueller Kraftwerke
Versorgung elektrischer Fahrzeuge	Energieversorger, Private Haushalte, Flottenbetreiber

Nutzen von Optionen im Zusammenhang mit Smart Grids

Das Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur³³ zur Thematik „Smart Grid“ und „Smart Market“ bringt eine in der Diskussion sehr hilfreiche begriffliche Klärung. Gemäss diesem Eckpunktepapier sind „Netzkapazitätsfragen im Netz und Fragen im Zusammenhang mit Energiemengen im Markt zu behandeln“, für übergreifende Themen sind hybride Ansätze zu finden. In Bezug auf die sich stellenden Herausforderungen im Energiemarkt sieht die Bundesnetzagentur einen „Grossteil der Lösungsansätze ausserhalb des Netzes und weist dem Netz eher eine dienende Rolle zu. Das Netz selbst muss zwar auch intelligenter werden (Smart Grid), aber auch ein intelligentes Netz stellt nur die Basis dar und ist somit weder Selbstzweck noch Mittelpunkt der Betrachtungen der Energiezukunft.“

³³ Bundesnetzagentur (2011), „Smart Grid“ und „Smart Market“, Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems.

Die Smart Meter sind sowohl im Kontext von „Smart Grid“ als auch von „Smart Market“ von Bedeutung. Bspw. sind die im vorgängigen Kapitel aufgeführten möglichen neuen Dienstleistungen im Bereich „Smart Market“ anzusiedeln. Klar ist, dass Smart Metering an der Schnittstelle zwischen Markt und Netz steht und eine für Anwendungen im Bereich Smart Grid neue Optionen eröffnet. Welche Bedeutung Smart Meter für Smart Grids haben, soll nachfolgend kurz beleuchtet werden.

- *Smart Metering und Smart Grid:*

Smart Grids werden eine bessere Auslastung der vorhandenen Netzkapazitäten, eine zielgerichtete Netzerweiterung erlauben und Vorteile bei dezentraler und/oder fluktuierender Einspeisung und deren Verwaltung bieten. Legt man die Überlegungen der Smart Grid Roadmap³⁴ der Schweiz, ihre identifizierten zukünftigen Netzfunktionalitäten und internationalen Entwicklungen³⁵ zu Grunde, bilden Smart Grids eine Infrastrukturplattform für Dienstleistungen im Bereich Smart Markets. Sie erleichtern – sowohl technisch als auch organisatorisch - die fluktuierende Einspeisung der neuen erneuerbaren Energien und ermöglichen die Nutzung vorhandener angebots- und nachfrageseitigen Flexibilität - virtuelle Kraftwerke, dezentrale Speicher und die über Dritte, z. B. Aggregatoren, durchgeführten Verbrauchssteuerungen. Dafür werden Smart Grids neben den nötigen Informationen für einen effizient funktionierenden Strommarkt aber auch Informationen für die Planung und Aufrechterhaltung eines sicheren Netzbetriebs, für die Netzplanung und zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität bereitstellen müssen. Nur eine verlässliche Informationsbereitstellung erlaubt dem Netzbetreiber u. U. notwendige, selektive Eingriffe falls der sichere Netzbetrieb durch den Markt und die darauf agierenden dezentralen Einheiten gefährdet ist, was wiederum eine volkswirtschaftlich effiziente Ausgestaltung der physischen Netzinfrastruktur ermöglicht. Die Bereitstellung der nötigen Informationen gewährleistet denn auch nicht zuletzt eine verursachergerechte Abrechnung der neuen Dienstleistungen, z. B. im Bereich der Flexibilitätsnutzung, die auf dem Netz stattfinden. Genau hier setzen Smart Metering Systeme an und bieten die notwendigen Möglichkeiten. Allerdings sollte festgehalten werden, dass für einen sicheren Netzbetrieb allein ein flächendeckender Rollout von Smart Metern nicht begründet werden kann. Dies gilt auch in einem zukünftigen Markt mit sehr viel dezentraler und fluktuierender Einspeisung. Für den sicheren Netzbetrieb reichen Daten von „neuralgischen“ oder „potenziell neuralgischen“ Punkten im Netz. Die hierzu erforderliche Anzahl an Messpunkten ist relativ gering.³⁶ Smart Metering bietet aber letztlich, abhängig vom Datenschutz, die nötigen Informationen für neue Märkte und einen effizienten Einsatz des Netzes. Smart Metering Systeme bilden so eine effiziente Schnittstelle zwischen Markt und Netz.

³⁴ Vgl. Bundesamt für Energie (BFE) (2015), Smart Grid Roadmap Schweiz – Wege in die Zukunft der Schweizer Elektrizitätsnetze.

³⁵ Vgl. European Commission, Task Force for Smart Grids (2010), Expert Group 1: Functionalities of Smart Grids and Smart Meters; European Commission (2011), Definition, expected Services and functionalities of and Benefits of Smart Grids.

³⁶ Vgl. Einschätzung der Bundesnetzagentur (2011), „Smart Grid“ und „Smart Market“, Seite 9.

- *Nutzen von Optionen im Zusammenhang mit Smart Grid durch Smart Meter:*

Smart Meter sind gemäss den obigen Ausführungen ein Baustein eines Smart Grids und bringen hinsichtlich eines sich evolutionär entwickelnden Smart Grids und im Zwischenbereich Smart Grid/Smart Market bestimmte Nutzen bzw. eröffnen neue Optionen:

- Einbindung von Kleinsterzeugern: Mit Smart Metern können Kosten beim Anschluss, beim Betrieb und bei der Verwaltung von Kleinsterzeugern eingespart werden.³⁷
- Eigenverbrauch: Mit Smart Metering kann der Eigenverbrauch dahingehend unterstützt werden, dass Daten bereitgestellt werden, die es den Kunden ermöglichen, Verbrauch und Produktion besser aufeinander abzustimmen. Zudem wird die Abrechnung der Eigenverbrauchskonstrukte hinsichtlich Energieabnahme und Netznutzung vereinfacht.
- Potenzial bei der Regelleistung/Flexibilitätsnutzung: Smart Metering ermöglicht die Teilnahme von weiteren Akteuren am Markt für Regelleistung, bspw. indem die Bündelung der Nachfrage durch Aggregatoren oder die Bündelung von dezentralen Erzeugern durch „virtuelle Kraftwerke und deren Abrechnung ermöglicht wird.“³⁸ Für solche Dienstleistungen müsste allerdings ein entsprechendes Marktdesign geschaffen werden. Auch Wirkungen auf die Leistungsflüsse in den Verteilnetzen und deren verursachergerechte Verrechnung müssen dabei beachtet werden. Ohne eine Smart Metering Infrastruktur kann der Netzbetreiber kaum feststellen, ob und wie sich der Verbrauch verändert hat, wie sein Netz durch die Dienstleistungen belastet wird und wie er dies in Rechnung stellen kann.
- Potential im Bereich Gebäudeautomationsbereich: Smart Metering bietet eine Schnittstelle von Netz und Markt zum Gebäude und liefert wichtige Informationen. Damit können neue Dienstleistungen angeboten werden, die z. B. über eine flexible Netztarifizierung dem Netz zu Gute kommen, indem z. B. der Verbrauch reduziert wird, die Last- oder Einspeisespitzen bei Bedarf reduziert werden oder das Gebäude als flexibler Speicher funktioniert.
- Einbindung dezentraler Speicher: Smart Metering kann bei deren Integration hilfreich sein, indem eine bei Bedarf nötige Steuerung von solchen Speichern ermöglicht wird, der Speicherbetrieb in der Netznutzung besser verrechnet wird, Herkunftsnachweise des Stroms zielgenauer gehandhabt werden oder der Betrieb für Netzbelange optimiert werden kann (siehe nachfolgende Ausführungen zu den Netzтарifen).
- Netzsicherheit: Indirekt kann Smart Metering auch die Netzsicherheit erhöhen, da zunehmend Messwerte der Spannungsqualität vorhanden sind, die Netzüberwachung verbessert und die Qualität des Netzes erhöht wird. Verbraucher und Produzenten können bei Bedarf vom Netzbetreiber differenzierter angesteuert werden.
- Netzтарifen und Netzkapazitätsnutzung: Smart Metering ermöglicht – über entsprechende Energietarifmodelle (Smart-Market-Aktivität) – eine bessere Koordination der Erzeugungs- und Verbrauchsseite. Durch eine differenzierte Ausgestaltung der Netzтарifen

³⁷ Vgl. dazu. NERA (2008) und BERR (2008). BERR (2008) rechnet, dass pro Smart Meter rund 0.4 Pfund pro Jahr im Bereich Kleinsterzeugung eingespart werden kann – also ein relativ geringer Nutzen.

³⁸ Gemäss StromVV Artikel 11 Absatz 1 sind Bündelungen um mehr als 100 MWh pro Jahr zu erreichen, um damit den Netzzugang beantragen zu können, untersagt.

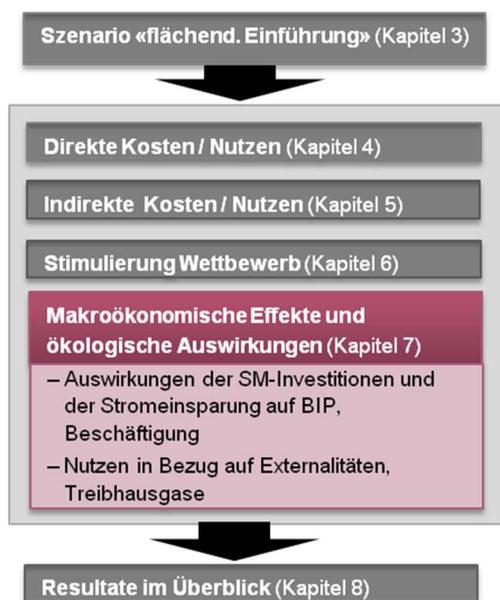
(Smart Grid Aktivität) hinsichtlich einer Leistungs- und Energiekomponente, welche zeitlich differenziert werden können, lassen sich Leistungsspitzen reduzieren und so die vorhandene Infrastruktur effizienter nutzen. Eine effizientere Netzauslastung führt zu Einsparungen beim Netzausbau und letztlich bei den Netzkosten.

- Netzplanung: Durch eine verbesserte Datengrundlage in den Verteilnetzen und die Kenntnis von Lastspitzen kann die Netzplanung verbessert und so Effizienzpotenziale realisiert werden.

7 Makroökonomische Effekte und ökologische Auswirkungen

Im Rahmen dieses Kapitels gehen wir auf die makroökonomischen Effekte und ökologischen Auswirkungen eines Smart Meter Rollouts ein.

Abbildung 7-1: Makroökonomische Effekte und ökologische Auswirkungen



Auswirkungen auf Wirtschaft und Beschäftigung

Was bringt ein flächendeckendes Rollout für die Wirtschaft, und mit welchen Beschäftigungseffekten ist zu rechnen? Es kann davon ausgegangen werden, dass grundsätzlich mit positiven gesamtwirtschaftlichen Effekten zu rechnen ist:

- Erstens schafft die Herstellung und insbesondere die Installation der Smart Meter sowie der gesamten zentralen Infrastruktur Arbeitsplätze.
- Zweitens erhöhen die durch Smart Metering ausgelösten Stromeinsparungen (die in erster Linie verhaltensbedingt sind) das frei verfügbare Einkommen. Da gemäss Modellrechnung in erster Linie weniger Strom importiert wird, wird also der Import durch eine heimische Nachfrage ersetzt, was zu einer – wenn auch leichten – Zunahme der inländischen Produktion und damit der Arbeitsplätze führt.³⁹

Diese beiden direkten Effekte führen über die gesamtwirtschaftliche Verflechtung zu weiteren Nachfrage- und Produktionserhöhungen (indirekte Effekte). Mit Hilfe einer wirtschaftlichen

³⁹ Bei der Veränderung des frei verfügbaren Einkommens wurde berücksichtigt, dass die Investitionen in Smart Metering finanziert werden müssen, d.h. es wurde nur die Nettoveränderung, die sich aus der Stromeinsparung und den Zusatzinvestitionen ergeben, in die Erhöhung des verfügbaren Einkommens eingerechnet. Weiter wurde vereinfachend unterstellt, dass das frei gewordene Einkommen für den Konsum eingesetzt wird.

Verflechtungsmatrix (Input-Output-Analyse) lassen sich die gesamten wirtschaftlichen Effekte auf Produktion, Wertschöpfung und Beschäftigung berechnen. Die wirtschaftliche Verflechtung wurde im SMIA 2012 mit Hilfe der Input-Output-Tabelle 2008 erfasst.⁴⁰ Das SMIA 2012 hat gezeigt, dass die gesamten Effekte sehr gering sind: Output und Wertschöpfung steigen mit einem „flächendeckenden Rollout“ um 0.02%. Gesamthaft entstehen rund 650 Arbeitsplätze. Relativ nehmen in der Energiewirtschaft und der Kommunikationsapparateindustrie die Arbeitsplätze am deutlichsten zu. Auch in der vorliegenden Aktualisierung SMIA 2015 sind die Auswirkungen auf Output und Arbeitsplätze in derselben Grössenordnung, auf eine Neuberechnung wurde verzichtet.

Auswirkungen auf die Treibhausgase

Die Auswirkungen auf die Veränderung der CO₂-Emissionen wurden im Rahmen der Abschätzung der Auswirkungen auf der Stromproduktionsseite (vgl. dazu Kapitel 5) berechnet. Die durch Smart Metering ermöglichten Stromeinsparungen führen zu einer Minderproduktion von Strom. Mit Hilfe von gesamteuropäischen Modellrechnungen wurde berechnet, welche Kraftwerke weniger produzieren. Daraus können die durch Smart Metering eingesparten CO₂-Emissionen der fossil befeuerten Kraftwerke bestimmt werden. Die nachfolgende Tabelle zeigt den Effekt des Szenarios „flächendeckendes Rollout“ auf die gesamteuropäischen CO₂-Emissionen für das Jahr 2035.

Abbildung 7-2: Auswirkungen auf die gesamteuropäischen CO₂-Emissionen für das Szenario „flächendeckende Einführung“, Jahr 2035

	Differenz Status Quo versus flächendeckendes Rollout	
	"Weiter wie bisher" Mio. t CO ₂	"Neue Energiepolitik" Mio. t CO ₂
Auswirkungen auf die gesamteuropäischen CO₂-Emissionen		
CO ₂ -Emissions	-0.74	-0.44

Gemäss Berechnung mit dem gesamteuropäischen Strommodell ist ein Rückgang der CO₂-Emissionen durch Lastreduktion um 0,74 Mio. t für das Szenario „Weiter wie bisher“ und ein Rückgang um 0,44 Mio. t im Szenario „Neue Energiepolitik“ für Europa zu beobachten. Mit der fast unveränderten Produktion in der Schweiz bleiben auch die CO₂-Emissionen nahezu unverändert. Die unterschiedlichen Einsparungen in den Szenarien sind auf die Unterschiede im absoluten Nachfragerückgang in der Schweiz zurückzuführen. Ausserdem ist die durchschnittliche CO₂-Intensität der Stromproduktion im Szenario „Neue Energiepolitik“ niedriger,

⁴⁰ Vereinfachend wurden für das Szenario „flächendeckende Einführung“ die Investitionen und Veränderungen beim Einkommen bzw. Konsum für die Jahre 2015 bis 2035 annuisiert und abdiskontiert auf das Jahr 2008.

daher gibt es hier auch geringere CO₂-Einsparungen. Durch die zusätzliche Integration von erneuerbarer Energie können Emissionen gesenkt werden, was insbesondere einen Teil des Rückgangs der Emissionen im Szenario „Neue Energiepolitik“ erklärt. Haupteinflussfaktor auf die Emissionen bleibt jedoch die Verdrängung konventioneller Produktion.

Zu beachten ist, dass der Nutzen der CO₂-Minderung in den Berechnungen der Konsumenten- und Produzentenrenten im Kapitel 5 bereits eingerechnet ist. Im angewendeten Strommodell wird der Stromsektor dem EU ETS unterstellt und die CO₂-Preise endogen aus den Grenzvermeidungskosten abgeleitet. Die Zertifikatskosten für die CO₂-Emissionen werden beim Strom eingepreist und sind schlussendlich von den Stromkonsumenten zu bezahlen.

Exkurs: Vergleich mit dem Smart Metering Impact Assessment 2012

Im SMIA 2012 wurde nicht neben der Lastreduktion auch die Lastverschiebung zur Berechnung der vermiedenen CO₂-Emissionen berücksichtigt. Der Unterschied zwischen dem SMIA 2012 und dem SMIA 2015 für das Jahr 2035 ergibt sich alleine durch die Nichtberücksichtigung der Lastverschiebung.

Auswirkungen auf die externen Kosten

Im Gegensatz zu den CO₂-Emissionen sind die externen Kosten für Luftverschmutzung (Gesundheitsschäden, Gebäudeschäden, Ernteauffälle) und für vor- und nachgelagerte Prozesse in den bisherigen Ausführungen und Berechnungen noch nicht eingepreist. Die durch die Smart Meter ausgelöste Stromeinsparung und Lastverschiebungen führt zu Änderungen in der Stromproduktion. Dies führt u.a. zu einem Rückgang der fossilen Stromproduktion und damit zu einem Rückgang der externen Kosten. Werden diese „Gewinne“ bei den externen Kosten grob monetarisiert⁴¹ und für die Periode 2015 bis 2035 kumuliert, so ergeben sich spürbare Verbesserungen: Bei einer Politik „Weiter wie bisher“ ergibt sich für ein flächendeckendes Rollout ein Rückgang der externen Kosten um 143 Mio. CHF (Nettobarwert für die gesamte Periode 2015 bis 2035). Bei „Neuer Energiepolitik“ fallen die Einsparungen durch Smart Metering geringer aus, und der Kraftwerkspark ist anders zusammengesetzt. Dies sind die Gründe dafür, dass der Rückgang der externen Kosten mit rund 85 Mio. CHF bei „Neuer Energiepolitik“ weniger stark ausfällt als bei einer Politik „Weiter wie bisher“.

Zu beachten ist, dass diese „Gewinne“ bei den externen Kosten fast ausschliesslich unseren europäischen Nachbarn zugutekommen, da sich gemäss Berechnungen mit dem europäischen Strommarktmodell die heimische Stromproduktion mit dem Smart Meter Rollout kaum ändert.

⁴¹ Die Veränderungen in der Produktion aufgrund der durch die Schweizer Smart Meter ausgelösten Stromeinsparungen und Lastverschiebungen haben vor allem Auswirkungen auf die ausländische Produktion von gasbefeuerten Kraftwerken. Die spezifischen externen Kosten für diese Kraftwerke entnehmen wir dem europäischen Forschungsprojekt ExternE (IER et al., 2004). Als Referenzkraftwerke wählen wir die spezifischen externen Kosten (exkl. Klimakosten) eines Gaskombikraftwerk für Deutschland (0.44 Rp./kWh el) und eines Steinkohlekraftwerks mit DeNOx für Deutschland (1.73 Rp./kWh el). Für die Kernkraftwerke werden keine externen Kosten unterstellt. Insbesondere die gesamten Sicherheits- und Risikobetrachtungen bleiben also ausgeklammert. Anmerkung: Rückwirkende Anpassungen an den neuen EUR/CHF-Wechselkurs für die spezifischen externen Kosten wurden nicht vorgenommen.

Abbildung 7-3: Auswirkungen auf die externen Kosten für das Szenario „flächendeckende Einführung“, kumulierte Kosten und Nutzen 2015 – 2035

	Differenz Status Quo versus flächendeckendes Rollout	
	"Weiter wie bisher"	"Neue Energiepolitik"
	Mio. CHF	Mio. CHF
Vermiedene externe Kosten	143	85

Exkurs: Vergleich mit dem Smart Metering Impact Assessment 2012

Die nachfolgende Abbildung stellt die Nutzen aus den geringeren externen Kosten des Smart Metering Impact Assessments 2012 (SMIA 2012) mit denjenigen der vorliegenden Aktualisierung SMIA 2015 gegenüber. Der Nutzen aufgrund der geringeren externen Kosten ist im SMIA 2015 kleiner als im SMIA 2012, die Gründe sind:

- *Mindestanforderung ohne Laststeuerung*: Der Nutzen der Lastverschiebung wurde auch bei den externen Kosten nicht berücksichtigt.
- *Bestandsschutz*: Im SMIA 2012 wurde ein kontinuierliches Rollout mit einer Abdeckung von 80% im Jahr 2025 unterstellt. Im SMIA 2015 wird aufgrund des Bestandsschutzes die 80%-Abdeckung erst zwei Jahre später erreicht und erst gegen Ende des Bestandsschutzes erfolgt ein forciertes Rollout. Im SMIA 2015 fallen aufgrund des später erfolgenden Rollouts auch die Nutzen der geringeren externen Kosten entsprechend später an.

Abbildung 7-4: Vergleich des Nutzens aus den geringen externen Kosten des SMIA 2012 und SMIA 2015, kumulierte Kosten und Nutzen 2015 – 2035

	Differenz Status Quo versus flächendeckendes Rollout			
	"Weiter wie bisher"		"Neue Energiepolitik"	
	SMIA 2012	SMIA 2015	SMIA 2012	SMIA 2015
	Mio. CHF	Mio. CHF	Mio. CHF	Mio. CHF
Vermiedene externe Kosten	222	143	103	85

8 Resultate im Überblick

Nachfolgend werden die in den Kapiteln 4 bis 7 hergeleiteten Kosten und Nutzen eines Smart Meter Rollouts zusammengefasst. Das Kapitel ist wie folgt strukturiert:

- Zusammenfassung aller Kosten und Nutzen (Kapitel 8.1)
- Aufteilung der Kosten und Nutzen auf die Akteure (Kapitel 8.2)
- Sensitivitätsanalyse (Kapitel 8.3)
- Schlussbemerkungen (Kapitel 8.4)

Abbildung 8-1: Resultate im Überblick



8.1 Zusammenfassung aller Kosten und Nutzen

Die nachfolgende Abbildung zeigt die quantifizierten Kosten (negative Werte) und die Nutzen (positive Werte) eines flächendeckenden Rollouts im Vergleich mit einer Situation ohne den Rollout von Smart-Metering-Systemen (Status Quo). Die zusätzlichen Kosten (rote Balken) und Nutzen (grüne Balken) eines flächendeckenden Rollouts werden für die Jahre 2015 bis 2035 kumuliert ausgewiesen:⁴²

- *Flächendeckendes Rollout verursacht bei der Gegenüberstellung der **direkten Kosten und Nutzen** (Installation und Betrieb der Smart Meter) Nettomehrkosten von 835 Mio. CHF bis 2035 oder knapp 50 Mio. CHF pro Jahr.* Die direkten Nettomehrkosten, die aus der Installation und dem Betrieb der Smart Meters entstehen, betragen 835 Mio. CHF. Die zusätzlichen Investitionen in die Smart-Metering-Infrastruktur verursachen bis 2035 Mehrkosten von rund 680 Mio. CHF und sind damit die grössten Kostentreiber eines flächendeckenden Rollouts. Durch den 10-jährigen Bestandsschutz sind zwar immer noch rund 1.3 Mio. Zähler vorzeitig zu ersetzen. Da diese aber kurz vor Erreichen ihrer Nutzungs-

⁴² Sogenannte Nettobarwerte, welche die Cashflows für die Jahre 2015 bis 2035 mit 2% realer Diskontrate auf das Jahr 2015 abdiskontieren.

dauer stehen, fällt der Wertverlust aufgrund des vorzeitigen Ersatzes mit 14 Mio. CHF relativ gering aus. Beim Betrieb der Smart Meter Infrastruktur ist mit Kosten von insgesamt 285 Mio. CHF zu rechnen – Einsparungen beim Kundensupport stehen relativ hohe zusätzliche Aufwendungen für Software und Hardware-Unterhalt gegenüber. Zusätzlich fallen noch Kommunikationskosten im Umfang von 127 Mio. CHF an. Die Smart-Metering-Infrastruktur ermöglicht aber auch effizientere Geschäftsprozesse und Einsparungen von insgesamt 431 Mio. CHF, welche sich positiv auswirken. Damit die durch die Smart Meters ermöglichten Stromeinsparungen auch tatsächlich umgesetzt werden, sind spezifische Effizienzkampagnen (z.B. Kundenschriften und Online-Effizienzkampagnen für Portalbenutzer) im Umfang von rund 160 Mio. CHF notwendig.

Abbildung 8-2: Direkte Kosten und Nutzen, kumulierte Kosten und Nutzen 2015 - 2035

	Differenz Status Quo versus flächendeckendes Rollout [Mio. CHF]
Investitionskosten	-680
- Gerätekosten dezentrale Infrastruktur	-317
- Installationskosten	-108
- Kosten zentrale Infrastruktur	-255
Wertverlust aufgrund vorzeitigem Ersatz	-14
Betriebskosten	-285
- Eigenverbrauch Zähler	0
- Kundensupport	51
- Soft- und Hardware	-336
Kommunikationskosten	-127
Geschäftsprozesse	431
- Ablesekosten	201
- Rechnungsstellung	0
- Umzugsprozess	229
- Tarifwechsel	2
Effizienzkampagnen	-160
Total direkte Kosten und Nutzen	-835

- Bei der Gegenüberstellung der **indirekten Kosten und Nutzen** sind beim flächendeckenden Rollout die erzielten Strom(kosten)einsparungen für den positiven Nettonutzen von 1'101 bis 1'519 Mio. CHF bzw. 65 bis 90 Mio. CHF pro Jahr verantwortlich: Smart Meter bieten Anreize für Stromeinsparungen. Bei einer „flächendeckenden Einführung“ von Smart Metern verringert sich die gesamte Stromnachfrage um rund 1.8%. Diese relativ bescheidene Stromnachfragereduktion ist u.a. darauf zurückzuführen, dass die Grossverbraucher schon heute mit Mess- und Steuerapparaturen ausgerüstet sind und mit Smart Metern für diese Verbrauchergruppe kaum zusätzlichen Anreize zum effizienten Stromverbrauch geschaffen werden. Der Nutzen der 1.8 % Stromeinsparungen wurde mittels computergestützten Simulationsmodellen berechnet. Der Nutzen ist – trotz relativ geringer

prozentualer Einsparung – bedeutend: Für die Konsumenten kann mit einem Nutzen im Umfang von 1'452 bis 1'642 Mio. CHF gerechnet werden. Die Konsumenten brauchen weniger Strom und haben dementsprechend eine niedrigere Stromrechnung. Die Stromeinsparungen unterscheiden sich zwischen den beiden Nachfrageszenarien „Weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“ relativ stark: Generell sind die Stromeinsparungen im Szenario „Neue Energiepolitik“ zwar relativ gesehen gleich hoch wie bei „Weiter wie bisher“, aufgrund der höheren Stromnachfrage im Szenario „Weiter wie bisher“ sind die absoluten Stromeinsparungen aber höher. Dies ist einer der Hauptgründe, wieso die indirekten Nutzen aus der Stromeinsparung im Szenario „Neue Energiepolitik“ kleiner ausfallen als im Szenario „Weiter wie bisher“.

Die Produzenten haben mit Einbussen von -123 Mio. CHF (Nachfrageszenario „Weiter wie bisher“) bis -352 Mio. CHF (Nachfrageszenario „Neue Energiepolitik“) zu rechnen, da der Nachfragerückgang zu einem leicht sinkenden Strompreis und Margenverluste führt. Unter Beachtung des Stromaussehens wirkt sich dies für die Schweizer Produzenten im Nachfrageszenario „Neue Energiepolitik“ leicht stärker aus als im Nachfrageszenario „Weiter wie bisher“.

Abbildung 8-3: Direkte Kosten und Nutzen, kumulierte Kosten und Nutzen 2015 - 2035

	Differenz Status Quo versus flächendeckendes Rollout [Mio. CHF]	
	"Weiter wie bisher"	"Neue Energiepolitik"
Netzkosten	0	0
Konsumentenrenten	1'642	1'452
- Privathaushalte	724	671
- Dienstleistungen	724	581
- Gewerbe	194	201
Produzentenrenten	-123	-352
Total indirekte Kosten und Nutzen	1'519	1'101

- *Flächendeckendes Rollout ermöglicht einen erleichterten Anbieterwechsel (einziger quantifizierter Nutzen unter dem Titel „Stimulierung Wettbewerb“), was in Einsparungen von 162 Mio. CHF bis ins Jahr 2035 oder knapp 10 Mio. pro Jahr resultiert: Mit Smart Metern wird der Anbieterwechsel effizienter. Die manuelle Ablesung für Abrechnungszwecke entfällt und weitere Automatisierungen und Vereinfachungen des Wechselprozesses werden möglich.*

Gesamtresultat: Nutzen eines flächendeckenden Rollouts grösser als Kosten

Das flächendeckende Rollout bringt einen quantifizierten Nettonutzen von insgesamt 427 Mio. CHF (Nachfrageszenario „Neue Energiepolitik“) bis 846 Mio. CHF (Nachfrageszenario „Weiter wie bisher“) – kumuliert bis zum Jahr 2035. Pro Jahr entspricht dies 25 bis 50 Mio.

CHF. Die zusätzlichen Kosten für die Installation und den Betrieb der zentralen und dezentralen Smart-Metering-Infrastruktur sind also kleiner als die erzielbaren Einsparungen bei den Stromkosten der Stromkunden und den Geschäftsprozessen der Elektrizitätsversorgungsunternehmen.

Abbildung 8-4: Zusammenfassung aller quantifizierten Kosten und Nutzen, kumulierte Kosten und Nutzen 2015 - 2035

	Differenz Status Quo versus flächendeckendes Rollout [Mio. CHF]	
	"Weiter wie bisher"	"Neue Energiepolitik"
Total direkte Kosten und Nutzen	-835	-835
Total indirekte Kosten und Nutzen	1'519	1'101
Total erleichterter Anbieterwechsel	162	162
Total quantifizierte Kosten und Nutzen	846	427

Zu diesen quantifizierten Kosten und Nutzen kommt noch eine Vielzahl von hier nicht quantifizierten Nutzen, welche das flächendeckende Rollout aus einer volkswirtschaftlichen Perspektive noch attraktiver machen.

8.2 Aufteilung der Kosten und Nutzen auf die Akteure

Heutiges Regulativ: Hauptnutzen bei den Endkonsumenten – Zusätzliche Kosten für die Netzbetreiber

Der Hauptnutzen fällt bei den Endkonsumenten an (vgl. Abbildung 8-5), da diese direkt von einer tieferen Stromrechnung profitieren. Dies gilt jedoch nur für die Endkonsumenten als Ganzes, für einzelne Haushalte kann sich die Einführung von Smart Metern aufgrund der neuen Stromtarifizierung negativ auswirken. Weiter können die Haushalte direkt oder indirekt auch von den hier nicht quantifizierten Nutzen profitieren. Die Hauptkosten haben unter dem heutigen Regulativ die Netzbetreiber zu tragen, da diese die direkten Zusatzkosten nicht den Stromkonsumenten verrechnen können.⁴³

Geplante Regelung der Kostentragung lässt sich aufgrund der „Split Incentives“ rechtfertigen

Die verantwortlichen Akteure für das Messwesen – die Netzbetreiber – haben somit unter dem heutigen Regulativ keinen nachhaltigen Anreiz für ein flächendeckendes Rollout. Die Netzbetreiber tragen die Kosten und die Konsumenten profitieren („Split Incentives“). Für ein volkswirtschaftlich wünschbares flächendeckendes Smart Meter Rollout sind also entsprechende Regulierungen notwendig: Die geplanten Regelungen innerhalb von Art. 15 und Art. 17 StromVG sehen vor, dass die Kosten der Smart-Metering-Systeme vollständig den End-

⁴³ Die Annahmen zur Kostenaufteilung der einzelnen Kosten- und Nutzenkomponenten sind in Abbildung 10-7 zu finden.

verbrauchern angelastet werden in dem sie als anrechenbare Kosten definiert und somit vollumfänglich über die Netzentgelte abgegolten werden.

Abbildung 8-5: Aufteilung der gesamten Kosten und Nutzen des Rollout-Szenarios „flächendeckende Einführung“ auf die verschiedenen Akteure, kumulierte Kosten und Nutzen 2015 - 2035

	Differenz Status Quo versus flächendeckendes Rollout	
	"Weiter wie bisher"	"Neue Energiepolitik"
	Mio. CHF	Mio. CHF
Netzbetreiber	-531	-531
Lieferanten/Produzenten	-212	-441
Privathaushalte	671	617
Dienstleistungen	724	581
Gewerbe	194	201
Total	846	427

8.3 Sensitivitätsanalyse

8.3.1 Szenario „flächendeckendes Rollout mit Laststeuerung“

Da die Mindestanforderungen und Einführungsmodalitäten vom November 2014 keine Laststeuerung verlangen, wurden beim vorgängig berechneten Szenario „flächendeckende Einführung“ keine Kosten und Nutzen für die Laststeuerung berücksichtigt.

Werden die Kosten der Rundsteuerung im Szenario „flächendeckendes Rollout mit Laststeuerung“ berücksichtigt, so ergeben sich zusätzliche Investitionskosten und höhere Wertverluste aufgrund des vorzeitigen Ersatzes der bestehenden Rundsteuerung im Umfang von +140 Mio. CHF. Mit Laststeuerung steigt das Total der direkten Kosten von 835 auf 975 Mio. CHF (vgl. nachfolgende Abbildung 8-6 mit Abbildung 4-2). Trotz höherer Investitionskosten ergibt sich gemäss Abbildung 8-8 immer noch ein deutlich positives Resultat: Der Nettonutzen liegt in der Grössenordnung von 263 Mio. CHF (Nachfrageszenario „NEP“) bis 796 Mio. CHF (Nachfrageszenario „WWB“), was rund 15 bis gut 45 Mio. CHF pro Jahr entspricht (die Annahmen zur Rundsteuerung sind im Anhang B zu finden). Zu erwähnen ist, dass in diesen quantifizierten Nutzen der Nutzen für die Netze noch nicht enthalten ist (vgl. Abbildung 8-7). Diesen Netznutzen einer Laststeuerung haben wir nicht quantifiziert, da er situationsabhängig ist und von Netzgebiet zu Netzgebiet bzw. von Netzbetreiber zu Netzbetreiber völlig unterschiedlich zu bewerten wäre.

Abbildung 8-6: Direkte Kosten und Nutzen eines flächendeckenden Rollouts mit Laststeuerung, kumulierte Kosten und Nutzen 2015 - 2035

Differenz Status Quo versus flächendeckendes Rollout [Mio. CHF]	
Investitionskosten	-807
- Gerätekosten dezentrale Infrastruktur	-363
- Installationskosten	-190
- Kosten zentrale Infrastruktur	-255
Wertverlust aufgrund vorzeitigem Ersatz	-27
Betriebskosten	-285
- Eigenverbrauch Zähler	0
- Kundensupport	51
- Soft- und Hardware	-336
Kommunikationskosten	-127
Geschäftsprozesse	431
- Ablesekosten	201
- Rechnungsstellung	0
- Umzugsprozess	229
- Tarifwechsel	2
Effizienzkampagnen	-160
Total direkte Kosten und Nutzen	-975

Abbildung 8-7: Indirekte Kosten und Nutzen eines flächendeckenden Rollouts mit Laststeuerung, kumulierte Kosten und Nutzen 2015 - 2035

Differenz Status Quo versus flächendeckendes Rollout [Mio. CHF]		
	"Weiter wie bisher"	"Neue Energiepolitik"
Netzkosten	<i>nicht quantifiziert im vorliegenden SMIA 2015</i>	
Konsumentenrenten	1'822	1'396
- Privathaushalte	804	645
- Dienstleistungen	803	558
- Gewerbe	216	193
Produzentenrenten	-214	-320
Total indirekte Kosten und Nutzen	1'609	1'076

Abbildung 8-8: Zusammenfassung aller quantifizierten Kosten und Nutzen eines flächendeckenden Rollouts mit Laststeuerung, kumulierte Kosten und Nutzen 2015 - 2035

Differenz Status Quo versus flächendeckendes Rollout [Mio. CHF]		
	"Weiter wie bisher"	"Neue Energiepolitik"
Total direkte Kosten und Nutzen	-975	-975
Total indirekte Kosten und Nutzen	1'609	1'076
Total erleichterter Anbieterwechsel	162	162
Total quantifizierte Kosten und Nutzen	796	263

8.3.2 Einfluss des Wechselkurses und der Gestehekungskosten für Strom

Die Freigabe des Wechselkurses zum Euro im Januar 2015 hatte eine Aufwertung des Schweizer Frankens im Vergleich zum Euro zur Folge. Damit sind für die Schweiz die Stromgestehungskosten im internationalen Handel gesunken. Die durch die Smart Meters ermöglichten Stromeinsparungen haben somit weniger viel wert. Würde der Schweizer Franken im Vergleich zum Euro bis zur Parität weiter erstarken, dann sinkt der Nutzen aus der Stromeinsparung von 1'101 Mio. CHF auf 1'038 Mio. CHF. Insgesamt ergibt sich aber immer noch ein deutlich positiver Nutzen-Kosten-Saldo von 365 Mio. CHF. Bei schwächerem Schweizer Franken erhöht sich der Nettonutzen auf 470 Mio. CHF. Analog ergibt sich bei tieferen bzw. höheren Stromgestehungskosten ein tieferer (207 Mio. CHF) bzw. höherer (647 Mio. CHF) Nettonutzen. Auch unter diesen geänderten Annahmen sind die Nutzen eines flächendeckenden Rollouts von Smart Metern noch immer grösser als deren Kosten.

Abbildung 8-9: Quantifizierte Kosten und Nutzen eines flächendeckenden Rollouts mit geänderten Annahmen zum Wechselkurs und zu den Stromgestehungskosten, kumulierte Kosten und Nutzen 2015 – 2035

Sensitivität	Differenz Status Quo versus flächendeckendes Rollout Nachfrageszenario „Neue Energiepolitik“ [Mio. CHF]				
	Basis-szenario	stärkerer Franken	schwächerer Franken	tieferer Stromgestehungskosten	Höhere Stromgestehungskosten
Wechselkurs EUR/CHF	Aktuell (1.06)	Parität (1.00)	Langfr. Trend (von 1.17 auf 1.06 steigend)	= Basis-szenario	= Basis-szenario
Stromgestehungskosten (Grenzkosten)	von 6 auf 10 Rp./kWh steigend	= Basis-szenario	= Basis-szenario	20% tiefer	20% höher
Total indirekte Kosten und Nutzen (Stromeinsparung)	1'101	1'038	1'143	881	1'321
Total quantifizierte Kosten und Nutzen	427	365	470	207	647

8.3.3 Einfluss der Änderung aller Annahmen

Nicht nur für Stromgestehungskosten und Wechselkurs ist die künftige Entwicklung unsicher, auch andere Annahmen zu den Investitions- und Betriebskosten, zur Wechselrate, zur erzielbaren Stromeinsparung usw. sind mit Unsicherheit behaftet.⁴⁴ Den Einfluss aller dieser zahlreichen unterschiedlichen Annahmen mit ihren Bandbreiten zeigen wir mit Hilfe einer Monte-Carlo-Simulation.⁴⁵

Die Abbildung 8-6 zeigt das Resultat dieser Monte-Carlo-Simulation, bei welcher der total quantifizierte Nettonutzen 10'000 mal mit unterschiedlichen Annahmen berechnet wurde.⁴⁶ Die Abbildung zeigt die Verteilung für das Nachfrageszenario „Weiter wie bisher“ (obere Grafik) und „Neue Energiepolitik“ (untere Grafik).

Die wichtigsten Erkenntnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen:

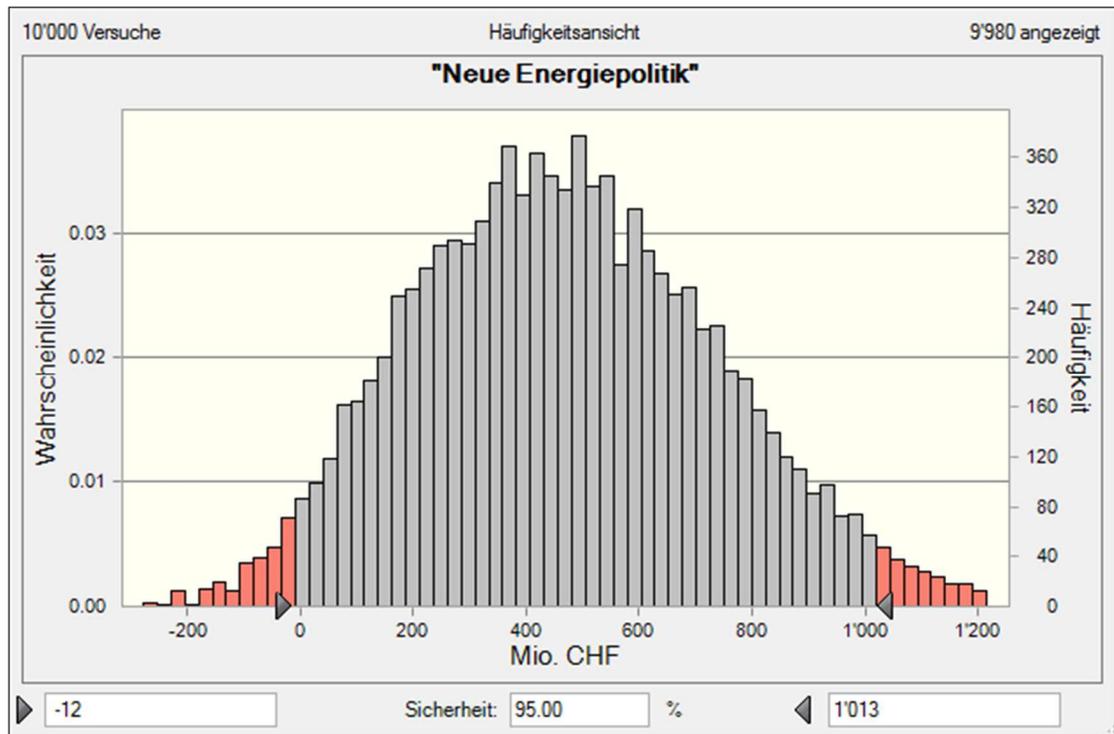
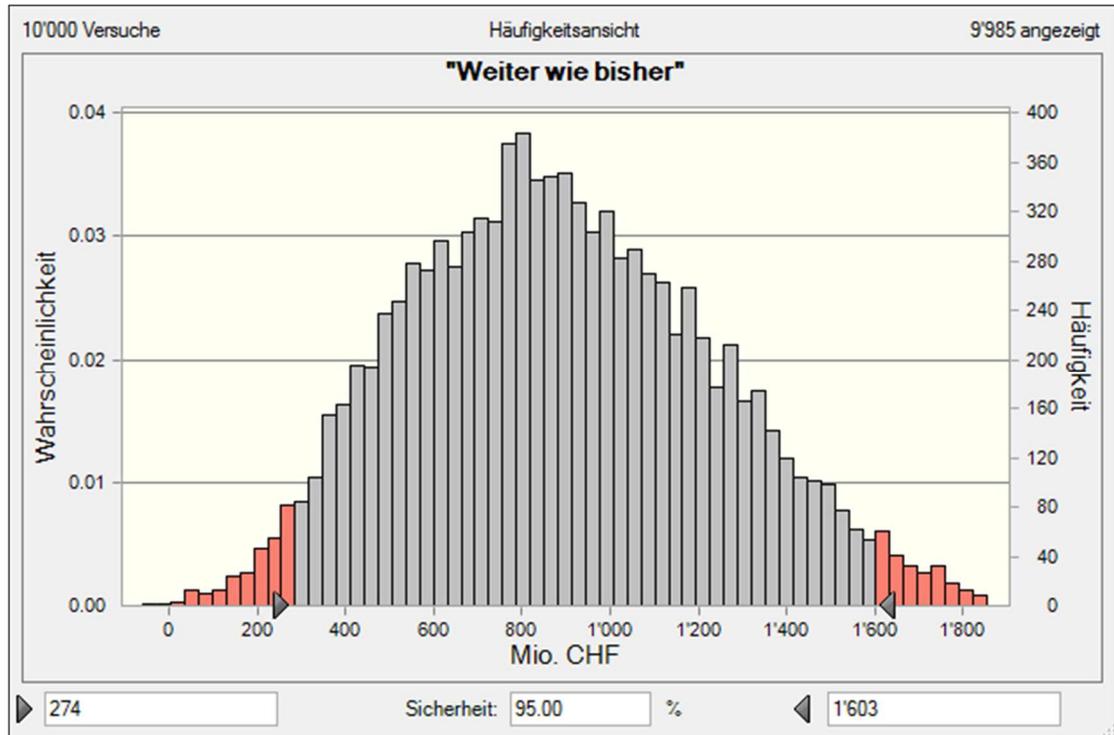
- Beim Nachfrageszenario „Weiter wie bisher“ kann bei einem flächendeckenden Rollout auch im schlechtesten Fall noch mit einem positiven Nutzen/Kosten-Verhältnis gerechnet werden. Die Monte-Carlo-Simulation ergibt, dass bei einem flächendeckenden Rollout mit einer Wahrscheinlichkeit von 95% mit einem quantifizierbaren Nettonutzen von 274 bis 1'603 Mio. CHF bis 2035 gerechnet werden darf (Basisfall ergibt einen Nettonutzen von 846 Mio. CHF, vgl. Abbildung 8-4).
- Beim Nachfrageszenario „Neue Energiepolitik“ kann bei einem flächendeckenden Rollout mit einer Wahrscheinlichkeit von 95% mit einem quantifizierbaren Nettonutzen -12 bis 1'013 Mio. CHF bis 2035 gerechnet werden. Der Basisfall ergibt einen Nettonutzen von 427 Mio. CHF, vgl. Abbildung 8-4. Das Risiko eines negativen Nettonutzens liegt unter 3% und das maximale Risiko („worst case“) bei -330 Mio. CHF, aufsummiert über die nächsten 20 Jahre. Diesem Risiko sind aber auch die nicht quantifizierten Chancen des durch Smart Metering stimulierten Wettbewerbs gegenzurechnen.

⁴⁴ Die Unsicherheiten bezüglich den direkten Kosten und Nutzen sind als Bandbreiten der Abbildung 10-1 bis Abbildung 10-7 zu entnehmen. Die Bandbreiten für die Annahmen zur Berechnung der Nutzen aus dem erleichterten Anbieterwechsel sind Abbildung 6-2 zu finden. Weiter sind wir davon ausgegangen, dass sich die Bandbreite zu den Stromeinsparungen zur Berechnung der indirekten Kosten und Nutzen auf +/- 30% beziffern lässt. Die Bandbreiten zu den Stromgestehungskosten und dem Wechselkurs sind der Abbildung 8-6 zu entnehmen.

⁴⁵ Innerhalb der Bandbreiten wurde jeweils eine uniforme Verteilung unterstellt.

⁴⁶ Die Monte-Carlo-Simulation berücksichtigt alle Bandbreiten gemäss Anhang B.

Abbildung 8-10: Quantifizierte Kosten und Nutzen eines flächendeckenden Rollouts mit allen Annahmen innerhalb der Bandbreite – Monte-Carlo-Simulation, kumulierte Kosten und Nutzen 2015 – 2035



8.4 Schlussbemerkungen

Das geplante flächendeckende Rollout von Smart Metern ist aus volkswirtschaftlicher Sicht empfehlenswert

Die aktuellen Berechnungen, welche die neuesten Erkenntnisse sowie die im November 2014 festgelegten Mindestanforderungen und Einführungsmodalitäten berücksichtigen, bestätigen den bereits im Smart Metering Impact Assessment 2012 ausgewiesenen positiven volkswirtschaftlichen Nettonutzen eines flächendeckenden Rollouts von Smart Metern.

Veränderte Rahmenbedingungen seit 2012 führen zu einer tieferen Einschätzung des Nutzens eines flächendeckenden Rollouts:

- Im vorliegenden SMIA 2015 sind die direkten Kosten eines flächendeckenden Rollouts in einer ähnlichen Grössenordnung wie im SMIA 2012. Einzig die Aufteilung auf die einzelnen Kostenkomponenten zeigt punktuelle Unterschiede.
- Die Nutzen aus der Stromeinsparung eines flächendeckenden Rollouts werden aufgrund geänderter Rahmenbedingungen in der aktuellen Berechnung des SMIA 2015 tiefer eingeschätzt als im SMIA 2012. Die Gründe dafür sind:
 - Zunahme des EUR/CHF-Wechselkurses: In der Berechnung 2012 wurde von einem langfristigen Wechselkurs von 1.35 ausgegangen, in den aktuellen Berechnungen wird ein Wechselkurs von 1.06 unterstellt.
 - Ein langsames Rollout der Smart Meter aufgrund des Bestandsschutzes: Die vollen Nutzen von Smart Metering fallen erst nach dem Ablauf des Bestandsschutzes an, wenn alle intelligenten Zähler installiert sind.
 - Die Rundsteuerung, die keine Mindestanforderung für Smart Metering in der Schweiz ist: Ohne Rundsteuerung werden die Nutzen der Lastverschiebung nicht mehr berücksichtigt.

Die Aussagen des Smart Metering Impact Assessments 2012 behalten ihre Gültigkeit. Insbesondere sei darauf hingewiesen, dass das Smart-Metering-Rollout ein zentraler Baustein der Energiestrategie 2050 ist.

Smart-Metering-Rollout als zentraler Baustein der Energiestrategie 2050

- Smart Meter fördern die Sensibilität für Stromfragen: Strom – und ganz allgemein Energie – gewinnt an Aufmerksamkeit.
- Smart Meter fördern die Innovation: Smart Meter bieten ein offenes Feld für die kreative Suche nach innovativen Lösungen für Energieeffizienz, Lastverschiebung und die stochastische dezentrale Einspeisung. Die Energiestrategie 2050 setzt auf diese Innovation.
- Smart Meter erhöhen die Akzeptanz für Stromabgaben: Mit Smart Meter wird Wissen vermittelt, wie der Stromverbrauch individuell beeinflusst werden kann. Weiter erlauben

Smart Meter differenziertere Tarifmodelle, welche die Stromkosten „gerechter“ auf die Verbraucher wälzen. All dies kann die Akzeptanz für Stromabgaben fördern.

- Smart Meter sind ein Baustein eines Smart Grids und bringen hinsichtlich eines sich evolutionär entwickelnden Smart Grids und im Zwischenbereich Smart Grid/Smart Market bestimmte Nutzen bzw. eröffnen neue Optionen: Diese resultieren insbesondere aus einer effizienteren Ausnutzung von Netzkapazitäten, erhöhter Netzsicherheit, kostengünstigerer Einbindung von Kleinsterzeugern und der Teilnahme von weiteren Akteuren am Strommarkt.

9 Anhang A: Experteninterviews

Mit folgenden Personen bzw. Vertreter von Unternehmen wurden im Rahmen der vorliegenden Aktualisierung des Smart Metering Impact Assessments Interviews durchgeführt.

Arbon Energie

Gesprächspartner: Herr Knaak

Rolle im Unternehmen: Geschäftsführer

Zeitpunkt des Gespräches: 26.03.2015, 9:00 Uhr

BKW Energie AG

Gesprächspartner: Daniel Berner

Rolle im Unternehmen: Leiter Solution Engineering

Zeitpunkt des Gespräches: 25.03.2015, 15:00 Uhr

BKW Energie AG

Gesprächspartner: Jesko Herre

Rolle im Unternehmen: Leiter Meter to Cash

Zeitpunkt des Gespräches: 31.03.2015, 15:00

Centralschweizerische Kraftwerke AG CKW

Gesprächspartner: André Rast

Rolle im Unternehmen: Leiter Energiemessung

Zeitpunkt des Gespräches: 25.03.2015, 07:30 Uhr

Elektrilevi („EL“) (Estland)

Gesprächspartner: Mait Rahi

Rolle im Unternehmen: Senior Projekt Manager

Zeitpunkt des Gespräches: 01.04.2015, 11:00

Energie Thun AG

Gesprächspartner: Christoph Woodtli

Rolle im Unternehmen: Innovations-/Projektmanager

Zeitpunkt des Gespräches: 20.03.2015, 15:30 Uhr

Enpuls AG (eine 100-prozentige Tochter der **EKZ**)

Gesprächspartner: Peter Kaffenberger

Rolle im Unternehmen: Geschäftsführer Enpuls AG

Zeitpunkt des Gespräches: 31.03.2015, 11:00 Uhr

ewz

Gesprächspartner: Antonio Martinelli

Rolle im Unternehmen: Leiter Messtechnik

Zeitpunkt des Gespräches: 01.04.2015; 09:00 Uhr

Görlitz

Gesprächspartner: Ralf Eggert

Rolle im Unternehmen: Tender Business

Zeitpunkt des Gesprächs: 09.04.2015, 14:30 Uhr

Landis+Gyr

Gesprächspartner: Peter Kieffer / Christian Meier

Rolle im Unternehmen: Vice President Sales-Partner Management EMEA / Director Business Strategy Switzerland

Zeitpunkt des Gespräches: 30.03.2015, 15:00 Uhr

10 Anhang B: Annahmen

Abbildung 10-1: Annahmen - Rahmentwicklung

Rahmenentwicklung	Wert	Einheit	Bandbreite	Kommentar
Grunddaten				
Stand Bevölkerung 2015	8'155'127	Anzahl		
Bevölkerungswachstum	0.50%			Annahme
Haushaltgrösse 2015	2.12	Personen / HH		bis 2030 Prognosen für die Haushaltgrösse vorhanden, ab 2031 lineare Fortschreibung
Entwicklung Haushaltgrösse	-0.25%			Annahme
Anzahl Arbeitsstätten mit Smart Meters	330'000	Anzahl		gemäss Zahlen AM für Berechnung der indirekten Kosten/Nutzen
Anzahl Haushaltszähler 2015	5'053'689	Anzahl		Abschätzung auf Basis der Anzahl Häuser nach BFS 2009, inkl. Zähler in Mehrfamilienhäuser für Allgenerstromverbrauch (aufgerechnet auf das Jahr 2015 basierend auf Bevölkerungsszenarien des BFS)
Anteil Zähler städtisches Gebiet	72%			Annahme: Verhältnis bleibt über Zeit gleich
Anzahl Wohnungen städtisches Gebiet	2'893'741	Anzahl		
Anzahl Wohnungen ländliches Gebiet	1'114'610	Anzahl		
Soziale Diskontrate	2%			
Preisentwicklungen				
Preisentwicklung elektronische Geräte pro Jahr	-3%		+/- 20%	alle elektronischen Geräte dezentral Smart Meter, Inhome Display inkl. Gateway, Digitale Zähler, M-Bus, Rundsteuerung hybrid/SM
Effizienzsteigerung des Rechnungsprozesses pro Jahr	-3%			Berücksichtigung von Effizienzpotenzialen wie E-Rechnung etc.
Lohnentwicklung pro Jahr	0.71%			
Entwicklung Kommunikationskosten pro Jahr	-5%		+/- 20%	
Szenario Status quo				
Anteil mechanische Zähler 2015	55%		+/- 10%	
Anteil digitale Zähler 2015	43%		+/- 10%	
Anteil Smart Meter 2015	2%		+/- 10%	
Anteil digitale Zähler bei Ersatz mechanischer Zähler bis 2025	100%			Schweizer EVUs bauen keine mechanischen Zähler mehr ein
Szenario Flächendeckende Einführung (100%)				
Zielwert Anteil Smart Meter	80%			Ende 2027
Anteil Smart Meter bei normalem Ersatz	100%			
Flächendeckendes Rollout, Zähler pro Jahr	0	Anzahl		Für Sensitivitätsanalyse: Rollout 404'862
Anteil hybride Rundsteuerungsmodule an neuen Modulen	50%			Für Sensitivitätsanalyse: 50%; in beiden Szenarien werden auch bei den normalen Zählern bei der Erneuerung die Hälfte der Module durch hybride Rundsteuerungsmodule ersetzt.

Abbildung 10-2: Annahmen – Investitionskosten (Teil 1)

Investitionskosten	Wert	Einheit		Kommentar
Gerätekosten dezentral				alle Kosten in CHF, andere Einheiten sind spezifisch angegeben
Mechanischer Zähler	60	CHF	+/- 20%	Annahme: Preise bleiben konstant
Digitaler Zähler, nicht mit Kommunikationsmodul kombinier- und nachrüstbar	65	CHF	+/- 20%	
Digitaler Zähler, mit Kommunikationsmodul kombinier- und nachrüstbar	100	CHF	+/- 20%	
Anteil digitaler Zähler mit Kommunikationsschnittstelle 2015	30%			
Smart Meter mit integriertem PLC-Modul	135	CHF	+/- 20%	
Smart Meter mit integriertem GPRS-Modul	140	CHF		
Smart Meter mit integriertem Funk-Modul im ISM-Band	120	CHF	+/- 20%	
Kommunikationsmodul PLC	65	CHF	+/- 20%	
Kommunikationsmodul GPRS/LTE	75	CHF	+/- 20%	
Kommunikationsmodul Fiber (je Zähler, bei 7.5 Modulen pro Zähler)	93	CHF	+/- 30%	
Anteil PLC	80%		+/- 20%	
Anteil GPRS/LTE	10%		+/- 20%	
Anteil Funk ISM-Band (inkl. Fiber)	10%		+/- 20%	
Datenkonzentrator mit GPRS Kommunikation	1'000	CHF	+/- 20%	
Anzahl Datenkonzentratoren pro Smart Meter PLC Stadt	0.5%		+/- 20%	
Anzahl Datenkonzentratoren pro Smart Meter PLC Land	2.0%		+/- 20%	
Rundsteuerungsmodul traditionell	0	CHF	+/- 20%	Für Sensitivitätsanalyse: 110 CHF
Rundsteuerungsmodul hybrid	0	CHF	+/- 20%	Für Sensitivitätsanalyse: 160 CHF
Lastschaltmodul	0	CHF	+/- 20%	Für Sensitivitätsanalyse: 145 CHF
Haushalte pro Rundsteuerungsmodul Stadt	0	Anzahl		Für Sensitivitätsanalyse: 4
Haushalte pro Rundsteuerungsmodul Land	0	Anzahl		Für Sensitivitätsanalyse: 1.5
Lebensdauer				
Zähler mechanisch	30	Jahre	+/- 20%	
Zähler digital	18	Jahre	+/- 20%	
Zähler Smart Meter PLC und GPRS	18	Jahre	+/- 20%	Achtung bei Smart Metern sind die Lebensdauern bei der Erneuerung nicht automatisiert
Rundsteuerungsmodul	30	Jahre	+/- 20%	Für Sensitivitätsanalyse: 30 Jahre
Lastschaltmodul	18	Jahre	+/- 20%	Für Sensitivitätsanalyse: 18 Jahre
Datenkonzentrator mit GPRS Kommunikation	18	Jahre	+/- 20%	eigene Abschätzung, Erneuerung der Datenkonzentratoren nicht automatisiert

Abbildung 10-3: Annahmen – Investitionskosten (Teil 2)

Investitionskosten	Wert	Einheit		Kommentar
Installationskosten				
Mechanische und digitale Zähler				
<i>Stadt</i>	70	CHF	+/- 20%	
<i>Land</i>	100	CHF	+/- 20%	
Ersatz der Rundsteuerung	0	CHF		Für Sensitivitätsanalyse: 200 CHF
Smart Meter				
<i>Stadt</i>	80	CHF	+/- 20%	
<i>Land</i>	110	CHF	+/- 20%	
<i>Preisentwicklung Smart Meter</i>	-0.9%	CHF / Jahr	+/- 20%	
Datenkonzentratoren mit GPRS Kommunikation	700	CHF	+/- 20%	Installation, SIM einsetzen und parametrieren
Anteil Datenkonzentratoren mit GPRS	70%		+/- 20%	übrige Datenkonzentratoren arbeiten mit bestehenden Kanälen
Erstinformation Smart Meter pro Smart Meter Kunde	1.5	CHF	+/- 20%	
Zentrale Infrastruktur				
Weiterbildung	4'000'000	CHF	+/- 30%	Annahme: wird optimal organisiert
Dauer der Aufrüstung	5	Jahre		
EVUs und Verbünde > 75'000 Messstellen (je Verbund)	57'500'000	CHF		
Anzahl der Verbünde, durchschnittlich 100'000 Messstellen	25	Anzahl		
Anzahl Messstellen	100'000	Anzahl		
Software-Lizenzen und Hardware	1'100'000	CHF	+/- 30%	
Customizing und Anbindung an bestehende Systeme	800'000	CHF	+/- 30%	
Nicht im Customizing/Anbindung enthaltene Zusatzleistungen	400'000	CHF	+/- 30%	
EVUs und Verbünde < 75'000 Messstellen (je Verbund)	225'000'000	CHF		
Anzahl der Verbünde, durchschnittlich 5'000 Messstellen	500	Anzahl		
Anzahl Messstellen	5'000	Anzahl		
Software-Lizenzen und Hardware (zusätzlich zu SAAS-Betrieb)	150'000	CHF	+/- 50%	
Customizing und Anbindung an bestehende Systeme (zusätzlich zu SAAS-Betrieb)	200'000	CHF	+/- 50%	
Nicht im Customizing/Anbindung enthaltene Zusatzleistungen	100'000	CHF	+/- 50%	

Abbildung 10-4: Annahmen – Betriebskosten (Teil 1)

Betriebskosten	Wert	Einheit		Kommentar
Dezentral				
Eigenverbrauch mechanische Zähler	35	kWh/Jahr	+/- 20%	
Eigenverbrauch digitale Zähler	35	kWh/Jahr	+/- 20%	
Eigenverbrauch Smart Meter	35	kWh/Jahr	+/- 20%	
Kosten Kundensupport traditionelle Zähler	3	CHF/Jahr	+/- 20%	=0.03h/Jahr*100 CHF/h
Kosten Kundensupport Smart Meter	2	CHF/Jahr	+/- 20%	=0.02h/Jahr*100 CHF/h
Zentral				
EVUs und Verbünde > 75'000 Messstellen (je Verbund)				
Software-Lizenzen, Patches, Sicherheitsupdates etc.	12%		+/- 20%	12% auf (Software-Lizenzen + Customizing)
Störungsmanagement (in Wartung und Betrieb Kommunikation enthalten)	0	CHF		
Wartung und Validierung der Daten, Sicherheit und Datenschutz	500'000	CHF	+/- 20%	
Kosten insgesamt für EVUs und Verbund > 75'000 Messstellen	7	CHF		
EVUs und Verbünde < 75'000 Messstellen (je Verbund)				
Software-Lizenzen, Störungsmanagement, Wartung (SAAS)	6	CHF	+/- 30%	
Lizenz-, Wartungs- und Supportkosten für Software pro Messstelle	6.6	CHF		
Ablesekosten				
Ablesekosten mechanische Zähler				
Stadt	4.00	CHF	+/- 10%	Annahme: durch Rationalisierung kann Lohnsteigerung ausgeglichen werden
Land	6.50	CHF	+/- 10%	
Ablesekosten digitale Zähler				
Stadt	3.50	CHF	+/- 10%	
Land	5.50	CHF	+/- 10%	
Kommunikationskosten				
Anteil Datenkonzentratoren mit GPRS Verbindung				
	70%			
Kommunikationskosten PLC pro Zähler und Jahr (Betrieb Kommunikationsnetz)	1	CHF/Jahr	+30% / -50%	
Kommunikationskosten GPRS pro Zähler und Jahr	30	CHF/Jahr	+30% / -50%	
Kommunikationskosten Fiber pro Zähler und Jahr	13.33	CHF/Jahr	+30% / -50%	
Kommunikationskosten ISM-Funk pro Zähler und Jahr	1	CHF/Jahr	+30% / -50%	
Kommunikationskosten PLC-Datenkonzentratoren zu zentralem System pro Zähler und Jahr	1.92	CHF/Jahr	+30%	
Rechungsstellung (exkl. Ablesekosten)				
Privatkunden, Land	24	CHF	+/- 10%	
Privatkunden, Stadt	18	CHF	+/- 10%	
KMU	63	CHF	+/- 10%	
Effizienzkampagnen				
Kundenschreiben	1.5	CHF	+/- 20%	
Online-Effizienzkampagne / Portal	3.0	CHF	+/- 20%	

Abbildung 10-5: Annahmen – Betriebskosten (Teil 2)

Betriebskosten	Wert	Einheit		Kommentar
Umzugsprozess				
Umzugshäufigkeit Stadt	14%		+/- 20%	
Umzugshäufigkeit Land	7%		+/- 20%	
ohne Smart Meter - Stadt	54	CHF/Umzug	+/- 10%	Kosten Umzugsprozess ohne Smart Meter Stadt = 54 CHF; Umzugshäufigkeit Stadt = 14%
Kosten Umzugsprozess ohne Smart Meter - Stadt	7.56	CHF	+/- 10%	
ohne Smart Meter - Land	72	CHF/Umzug	+/- 10%	Kosten Umzugsprozess ohne Smart Meter Land = 72 CHF; Umzugshäufigkeit Land = 7%
Kosten Umzugsprozess ohne Smart Meter - Land	5.04	CHF	+/- 10%	
mit Smart Meter - Stadt	18	CHF/Umzug	+/- 20%	Kosten Umzugsprozess mit Smart Meter Stadt = 18 CHF; Umzugshäufigkeit Stadt = 14% (gemäss ZKB 12.3% schweizweit; gemäss EKZ 12/7% Stadt /Land)
Kosten Umzugsprozess mit Smart Meter - Stadt	2.52	CHF	+/- 20%	
mit Smart Meter - Land	18	CHF/Umzug	+/- 20%	Kosten Umzugsprozess mit Smart Meter Land = 18 CHF; Umzugshäufigkeit Land = 7%
Kosten Umzugsprozess mit Smart Meter - Land	1.26	CHF	+/- 20%	
Tarifwechsel				
Tarifwechsel Häufigkeit	4%		+/- 20%	
Kosten Tarifwechsel ohne Smart Meter - Stadt	0.0432	CHF		
Tarifwechsel innerhalb einer Abrechnungsperiode ohne Smart Meter - Stadt	1.08	CHF	+/- 20%	
Kosten Tarifwechsel ohne Smart Meter - Land	0.0576	CHF		
Tarifwechsel innerhalb einer Abrechnungsperiode ohne Smart Meter - Land	1.44	CHF	+/- 20%	
Kosten Tarifwechsel mit Smart Meter - Stadt	0.0144	CHF		
Tarifwechsel innerhalb einer Abrechnungsperiode mit Smart Meter - Stadt	0.36	CHF	+/- 20%	
Kosten Tarifwechsel mit Smart Meter - Land	0.0144	CHF		
Tarifwechsel innerhalb einer Abrechnungsperiode mit Smart Meter - Land	0.36	CHF	+/- 20%	

Abbildung 10-6: Annahmen zu Wechselraten und Smart-Metering-bedingte Wechselkosteneinsparung bei Anbieterwechsel

	untere Bandbreite	Annahmen (Basis-szenario)	obere Bandbreite
Wechselrate [Anteil Kunden, die pro Jahr Anbieter wechseln]	4%	8%	12%
Wechselkosteneinsparung [CHF/Wechselkunde]	25	40	70

Anmerkung: Bei der unteren Bandbreite unterstellen wir, dass im Wesentlichen nur die Kosten für die Zählerablese entfallen und bei der oberen Bandbreite gehen wir davon aus, dass zusätzliche Optimierungen des Wechselprozesses durch die Verbreitung von Smart Metern möglich werden.

Abbildung 10-7: Annahmen – Aufteilung der Kosten und Nutzen auf die Akteure

	Netz- betreiber	Lieferant/ Produzent	Haus- halte	Dienst- leistung	Gewerbe
Direkte Kosten und Nutzen					
Investitionskosten					
- Gerätekosten dezentrale Infrastruktur	100%				
- Installationskosten	100%				
- Kosten zentrale Infrastruktur	90%	10%			
Wertverlust aufgrund vorzeitiger Ersatz	100%				
Betriebskosten					
- Eigenverbrauch Zähler	100%				
- Kundensupport	100%				
- Soft- und Hardware	90%	10%			
Kommunikationskosten	100%				
Geschäftsprozesse					
- Ablesekosten	100%				
- Rechnungsstellung	90%	10%			
- Umzugsprozess	90%	10%			
- Tarifwechsel	90%	10%			
Effizienzkampagnen	33%	33%	33%		
Erleichterter Anbieterwechsel		100%			
Indirekte Kosten und Nutzen					
Netzkosten	nicht quantifiziert				
Konsumentenrenten					
- Privathaushalte			100%		
- Dienstleistungen				100%	
- Gewerbe					100%
Produzentenrenten		100%			

Literaturverzeichnis

ACER, CEER (2014)

Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2013.

B2E - Bits to Energy Lab ETHZ, Ecoplan, Weisskopf Partner GmbH, ENCO AG (2012)

Impact Assessment einer Einführung von Smart Metering im Zusammenhang mit Smart Grids in der Schweiz. Studie im Auftrag des Bundesamts für Energie.

Beckel Christian, Leyna Sadamori, Thorsten Staake, Silvia Santini (2014)

Revealing Household Characteristics from Smart Meter Data. Preprint submitted to Elsevier.

BERR (2008)

Impact assessment of smart metering roll out for domestic consumers and for small businesses. Department for Business, Enterprise and Regulatory Reform. April 2008. London.

BFE (2014), Grundlagen der Ausgestaltung einer Einführung intelligenter Messsysteme beim Endverbraucher in der Schweiz. Technische Mindestanforderungen und Einführungsmodalitäten.

BFE (2015)

Smart Grid Roadmap Schweiz – Wege in die Zukunft der Schweizer Elektrizitätsnetze.

Bundesnetzagentur (2011)

„Smart Grid“ und „Smart Market“. Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems. Bonn.

consentec (2015a)

Entwicklung der Netzkosten in der Schweiz vor dem Hintergrund des derzeitigen Bedarfs der ES2050 und der Strategie. Studie im Auftrag des Bundesamts für Energie.

consentec (2015b)

Ausgestaltung der Schnittstelle Markt-Netz. Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie.

DNV GL (2015)

Kosten-Nutzen-Analyse einer Ampellösung für den Strommarkt Schweiz. Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie.

Degen Kathrin, Charles Efferson, Fabian Frei, Lorenz Goette, Rafael Lalive (2013)

Smart Metering, Beratung oder Sozialer Vergleich. Was beeinflusst den Elektrizitätsverbrauch? Studie im Auftrag des Bundesamts für Energie.

European Commission (2011)

Definition, expected Services and functionalities of and Benefits of Smart Grids.

European Commission (2014)

Cost-benefit analyses & state of play of smart metering deployment in the EU-27. Commission Staff Working Document SWD(2014) 189 final.

- European Commission, Task Force for Smart Grids (2010)
Expert Group 1: Functionalities of Smart Grids and Smart Meters.
- IER, Germany, ARMINES / ENSMP, France, PSI, Switzerland, Université de Paris I, France, University of Bath, United Kingdom, VITO, Belgium (2004)
New Ext: New Elements for the Assessment of External Costs from Energy Technologies. Final Report to the European Commission.
- NERA Economic Consulting (2008)
Cost Benefit Analysis of Smart Metering and Direct Load Control. Overview Report for Consultation. Report for the Ministerial Council on Energy Smart Meter Working Group.
- PwC PricewaterhouseCoopers Österreich (2010)
Studie zur Analyse der Kosten-Nutzen einer österreichweiten Einführung von Smart Metering.
- Schleich Joachim, Marian Klobasa, Sebastian Gölz, Marc Brunner (2013)
Effects of feedback on residential electricity demand—Findings from a field trial in Austria. Energy Policy 61 (2013) 1097-1106.