Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE

Schlussbericht 5. Juni 2012

Folgeabschätzung einer Einführung von «Smart Metering» im Zusammenhang mit «Smart Grids» in der Schweiz

Auftraggeber:

Bundesamt für Energie BFE
Forschungsprogramme Netze / Energie – Wirtschaft – Gesellschaft
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Auftragnehmer:

Bits to Energy Lab	Ecoplan AG	Weisskopf Partner GmbH	ENCO AG
ETH Zürich		Bau Energie Umwelt	
Scheuchzerstrasse 7	Thunstrasse 22	Albisriederstrasse 184b	Munzachstrasse 4
CH-8092 Zürich	CH-3007 Bern	CH-8047 Zürich	CH-4410 Liestal
www.bits-to-energy.ch	www.ecoplan.ch	www.weisskopf-partner.ch	www.enco-ag.ch

Mit Beiträgen von:

Consentec GmbH	Lehrstuhl für Energiewirtschaft Universität Duisburg Essen Fakultät für Wirtschaftswissenschaften	VISCHER AG Rechtsanwälte	FIR-HSG Universität St.Gallen
Grüner Weg 1	Universitätsstrasse 12	Schützengasse 1 Postfach 1230	Guisanstrasse 36
D-52070 Aachen	D-45117 Essen	CH-8021 Zürich	CH-9010 St.Gallen
www.consentec.de	www.ewl.wiwi.uni-due.de	www.vischer.com	www.fir.unisg.ch
Kapitel 7.4, 7.5, Anhang E	**Kapitel 7.6, Anhang F**	**Kapitel 3 und 11 sowie Anhang H**	

Autoren:

Michael Baeriswyl, Bits to Energy Lab, ETH Zürich
André Müller, Ecoplan AG
Reto Rigassi, ENCO AG
Christof Rissi, Ecoplan AG
Simon Solenthaler, Weisskopf Partner GmbH
Thorsten Staake, Bits to Energy Lab, ETH Zürich
Thomas Weisskopf, Weisskopf Partner GmbH

Mit Beiträgen von:

Peter Hettich, Jan Gerlach, Simone Walther, FIR-HSG Universität St. Gallen
Alexander Ladermann, Consentec
Christian Linke, Consentec
Stefan Rechsteiner, Azra Dizdarevic-Hasic und Claudia Keller, Vischer Rechtsanwälte
Stephan Spiecker, Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Universität Duisburg Essen
Christoph Weber, Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Universität Duisburg Essen

Begleitung seitens des Auftraggebers:

Nicole A. Mathys, Forschungsprogramm Energie – Wirtschaft – Gesellschaft
Michael R. Moser, Forschungsprogramm Netze
Florian Kienzle
Martin Sager

BFE-Projektnummer: SI/500627

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich. Die Berechnungen und Schlussfolgerungen dieses Berichts sind für die durch die Mitglieder vertretenen Behörden nicht verbindlich.

Die vorliegende Studie wurde von einer **Begleitgruppe** bestehend aus den folgenden Personen unterstützt:

Peter Betz, Verband Schweizer Elektrizitätsunternehmen VSE
Hansjörg Biland, Electrosuisse
Markus Bill, Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom
Turhan Demiray, Forschungsstelle Energienetze ETH Zürich
Gregor Dudle, Bundesamt für Metrologie METAS
John Harris, Landis+Gyr (Europe) AG
Peter Kieffer, Landis+Gyr (Europe) AG
Alexander Küster, Swissgrid AG
Hendrick La Roi, Verband Schweizer Elektrizitätsunternehmen VSE
Peter Muster, Konferenz kantonaler Energiedirektoren EnDK
Sara Stalder, Stiftung für Konsumentenschutz SKS
Martin Streicher-Porte, SWICO
Sabine Von Stockar, Schweizerische Energiestiftung SES
Matthias-Anton Ziehl, Bundesamt für Kommunikation BAKOM

Inhaltsübersicht

Inhaltsverzeichnis 3

Abkürzungsverzeichnis 9

Abstract 11

Kurzfassung 13

Résumé 26

1 Einleitung 39

2 Smart Metering: Begriffe – Akteure – Funktionalitäten 42

3 Rechtliche Grundlagen, Datenschutz und Sicherheit 59

4 Vorgehen und bewertete Kosten und Nutzen im Überblick 65

5 Einführungsszenarien 69

6 Direkte Kosten und Nutzen 75

7 Indirekte Kosten und Nutzen 92

8 Stimulierung Wettbewerb 144

9 Makroökonomische Effekte und ökologische Auswirkungen 154

10 Resultate im Überblick 158

11 Gesetzgeberischer Handlungsbedarf bei flächendeckender Einführung von Smart Metering 173

12 Schlussfolgerungen und Empfehlungen 188

Literaturverzeichnis 191

13 Anhang A: Ergänzende Abbildungen Direkte Kosten und Nutzen 196

14 Anhang B: Berechnungstabellen und Detailresultate Direkte Kosten und Nutzen 206

15 Anhang C: Lastverschiebepotenzial Haushalt/Elektromobilität 231

16 Anhang D: Lastverschiebungspotenzial in Industrie und Dienstleistung 246

17 Anhang E: Auswirkungen auf Netzausbau und Netzkosten.....292

18 Anhang F: Auswirkungen auf die Stromerzeugungsseite. 318

19 Anhang G: Experteninterviews.....344

20 Anhang H: Rechtsvergleichende Darstellung des geltenden und des geplanten Regulierungsrahmens in der EU 345

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis **3**

Abkürzungsverzeichnis **9**

Abstract **11**

Kurzfassung **13**

Résumé **26**

1 Einleitung **39**

2 Smart Metering: Begriffe – Akteure – Funktionalitäten **42**

2.1 Begrifflichkeit 42

2.2 Akteure und ihr Umfeld 42
2.2.1 Regulativ 43
2.2.2 Akteure Verbraucherseite 43
2.2.3 Akteure Angebotsseite 43

2.3 Anforderungen an den Smart Meter aus Sicht der Akteure 44
2.3.1 Verbraucherseitige Akteure 44
2.3.2 Angebotsseitige Akteure 47

2.4 Smart Meter - Technische Anforderungen 47
2.4.1 Technik heute 47
2.4.2 Grundanforderungen 48

2.5 Smart Grid und Smart Metering 50
2.5.1 Definition Smart Grid 50
2.5.2 Erwartungen an das Smart Grid 51
2.5.3 Smart Markets 52

2.6 Smart Home und Smart Metering 53

2.7 Stand von Smart Metering im Ausland 54
2.7.1 Situation in ausgewählten Ländern 55

3 Rechtliche Grundlagen, Datenschutz und Sicherheit **59**

3.1 Stromversorgungs-, energie- und eichrechtliche Regulierung 59
3.1.1 Rechtliche Ausgangslage in der Schweiz 59
3.1.2 Rechtliche Grundlagen in der EU 61

3.2 Datenschutzrechtliche Rahmenbedingungen 62
3.2.1 Rechtliche Ausgangslage in der Schweiz 62

3.2.2 Rechtliche Grundlagen in der EU....63

3.3 Telekommunikationsrechtliche Rahmenbedingungen....63
3.3.1 Rechtliche Ausgangslage in der Schweiz....63
3.3.2 Rechtliche Grundlagen in der EU....64

4 Vorgehen und bewertete Kosten und Nutzen im Überblick....65

5 Einführungsszenarien....69

6 Direkte Kosten und Nutzen....75

6.1 Übersicht....75

6.2 Annahmen zu den Investitionskosten....77

6.3 Annahmen zu den Betriebskosten....81

6.4 Direkte Kosten und Nutzen: Resultate der Szenarien....85

6.5 Direkte Kosten und Nutzen: Sensitivitätsanalyse....89

7 Indirekte Kosten und Nutzen....92

7.1 Zeitvariable und dynamische Tarife....93
7.1.1 Einleitung....93
7.1.2 Ökonomische Vorteile flexibler Tarifmodelle....95
7.1.3 Instrumente des Lastmanagements....97
7.1.4 Wie wirken die Tarifmodelle in der Praxis?....101

7.2 Lastprofile/Lastverschiebung/Lastmanagement....102
7.2.1 Lastprofile....102
7.2.2 Haushalte....104
7.15.1 Industrie/Dienstleistungen....106
7.15.2 Elektromobilität....107

7.16 Energieeinsparungen....108
7.16.1 Haushalte....108
7.16.2 Industrie und Dienstleistungen....115
7.16.3 Stromeinsparung bei Haushalten, Dienstleistungen und Industrie/Gewerbe....120

7.17 Auswirkungen auf Netzausbau und Netzkosten....126
7.17.1 Methodik....126
7.17.2 Parametrisierung....127
7.17.3 Untersuchte Nachfrageszenarien und Ergebnisse....128

7.18 Auswirkungen auf Regelleistung....132
7.18.1 Abgleich mit bestehenden Studien....133

7.19 Auswirkungen auf die Stromerzeugungsseite....134
7.19.1 Methodik - Modellrahmen....135
7.19.2 Einsparungen bei den Systemkosten der Stromerzeugung....136
7.19.3 Veränderungen der Konsumenten-und Produzentenrenten....137

7.20 Indirekte Kosten und Nutzen: Resultate der Szenarien 138
7.21 Indirekte Kosten und Nutzen: Sensitivitätsanalyse 141

8 Stimulierung Wettbewerb 144
8.1 Nutzen erleichterter Anbieterwechsel und Reduktion der Marktmacht 145
8.2 Neue Smart-Meter-basierende Dienstleistungen 149
8.3 Nutzen von Optionen im Zusammenhang mit Smart Grids 152

9 Makroökonomische Effekte und ökologische Auswirkungen 154
9.1 Auswirkungen auf Wirtschaft und Beschäftigung 154
9.2 Auswirkungen auf die Treibhausgase und die externen Kosten 155

10 Resultate im Überblick 158
10.1 Direkte Kosten und Nutzen 158
10.2 Indirekte Kosten und Nutzen 160
10.3 Nutzen aus der Stimulierung des Wettbewerbs 162
10.4 Gesamtresultat 164
10.5 Aufteilung von Nutzen und Kosten auf die Akteure 169
10.6 Vergleich mit ausländischen Impact Assessments 171

11 Gesetzgeberischer Handlungsbedarf bei flächendeckender Einführung von Smart Metering 173
11.1 Einleitung 173
11.2 Ziel und Zweck der Einführung von Smart Metering 174
11.3 Pflicht für das Rollout beim Netzbetreiber 175
11.4 Flächendeckendes Rollout mit zeitlicher Vorgabe und Vorgabe des Abdeckungsgrades 176
11.4.1 Umriss des regulatorischen Handlungsbedarfs 176
11.4.2 Handlungsbedarf mit Bezug auf die Durchsetzung 178
11.5 Netzbetreiber darf Eigentum und Betrieb Smart Metering outsourcen 178
11.6 Überwälzung der Kosten auf Endverbraucher 179
11.7 Angebot von zeitvariablen Tarifen (mehr als zwei Stufen) 181
11.8 Förderung der Energieberatung durch Netzbetreiber oder Dritte 182
11.9 Eichrechtlicher Regulierungsbedarf 183
11.10 Datenschutzrechtlicher Regulierungsbedarf 183
11.10.1 Zugang zu Messdaten 184
11.10.2 Datensicherheit 185
11.11 Telekommunikationsrechtlicher Regulierungsbedarf 186

12 Schlussfolgerungen und Empfehlungen 188

Literaturverzeichnis 191

13 Anhang A: Ergänzende Abbildungen Direkte Kosten und Nutzen 196

13.1 Modellannahmen 196

13.2 Entwicklung der Anzahl Zähler 199

13.3 Cash-Flow-Betrachtung 201

14 Anhang B: Berechnungstabellen und Detailresultate Direkte Kosten und Nutzen 206

14.1 Berechnung Mengengerüst 206

14.2 Berechnung Wertgerüst 211

14.3 Detailresultate zu den Szenarien 218

14.4 Detailresultate zur Sensitivitätsanalyse 226

15 Anhang C: Lastverschiebepotenzial Haushalt/Elektromobilität 231

15.1 Einleitung 231

15.2 Lastverschiebepotenzial für den Sektor Hauhalt 232
15.2.1 Heutige Ausgangslage 232
15.2.2 Potenziale durch Smart Meter 232
15.2.3 Herleitung der Potenziale 233
15.2.4 Resultate 234

15.3 Lastverschiebepotenzial für Elektromobilität 238
15.3.1 Heutige Ausgangslage 238
15.3.2 Potenziale durch Smart Meter 238
15.3.3 Herleitung der Potenziale 239
15.3.4 Resultate 241

15.4 Quellenverzeichnis 244

16 Anhang D: Lastverschiebungspotenzial in Industrie und Dienstleistung 246

16.1 Einleitung 246
16.1.1 Szenario "Selektive Einführung" 246
16.1.2 Szenario "Flächendeckende Einführung" 246
16.1.3 Szenario "Flächendeckende Einführung+" 246

16.2 Lastverschiebung im Industrie- und Dienstleistungssektor 247
16.2.1 Heutige Ausgangslage 247
16.2.2 Potenziale durch Smart Meter 248

16.3 Vorgehen und Methodik 249
16.3.1 Potenzialgruppen im Kontext eines grossflächigen Smart-Meter-Rollout 250
16.3.2 Theoretisches Potenzial 251
16.3.3 Technisches Potenzial 252

16.3.4 Praktisches Potenzial 253
16.3.5 Umsetzbares Potenzial 253

16.4 Die Potenzialgruppen 253

16.5 Herleitung des theoretischen Potenzials 256
16.5.1 Energieverbräuche heute 256
16.5.2 Prognose Energieverbräuche 2035 263
16.5.3 Jahresbetriebszeit 265

16.6 Herleitung des technischen Potenzials 269
16.6.1 Lastmanagementfaktor 269
16.6.2 Verschiebedauer und Vorankündigungszeit 274

16.7 Herleitung des praktischen Potenzials 277
16.7.1 Rundsteuerungsfaktor 277
16.7.2 Installationsfaktor 277

16.8 Herleitung des umsetzbaren Potenzials 280
16.8.1 Rolloutfaktor 280
16.8.2 Ausschöpfung des umsetzbaren Potenzials 280

16.9 Resultate 281
16.9.1 Szenario "Selektive Einführung" 281
16.9.2 Szenario "Flächendeckende Einführung" 283
16.9.3 Szenario "Flächendeckende Einführung+" 284
16.9.4 Vergleiche mit anderen Studien 287

16.10 Quellenverzeichnis 289

17 Anhang E: Auswirkungen auf Netzausbau und Netzkosten 292

17.1 Allgemeine Methodenbeschreibung der Modellnetzanalyse 292
17.1.1 Grundsätzliches 292
17.1.2 Modellierung der Versorgungsaufgabe 293
17.1.3 Planungsvorgaben 299
17.1.4 Netzauslegung 301
17.1.5 Kostenermittlung 303
17.1.6 Stromnetzspezifische Planungsvorgaben 303

17.2 Allgemeine Methodenbeschreibung zur Bestimmung der Reserveleistung und –energie 306
17.2.1 Ursachen für Bilanzungleichgewichte 306
17.2.2 Analytisches Verfahren 307
17.2.3 Abgrenzung von Sekundär- und Tertiärregelreserve 308
17.2.4 Verwendete Daten 311

17.3 Grundlagen der Faltung 316

17.4 Quellenverzeichnis 317

18 Anhang F: Auswirkungen auf die Stromerzeugungsseite. 318

18.1 Einleitung 318

18.2 Methodik 319
18.2.1 Modellrahmen 319
18.2.2 European Electricity Market Model (E2M2s) 320
18.2.3 Joint Marktet Model (JMM) 322
18.2.4 Lastverschiebung 322

18.3 Szenarien 324
18.3.1 Szenario Referenz / „Weiter wie bisher“ 324
18.3.2 Szenario Ausbau Erneuerbare / „Neue Energiepolitik“ 325
18.3.3 Annahmen 325

18.4 Ergebnisse der Analysen 329
18.4.1 Entwicklung des Kraftwerksparks 329
18.4.2 Veränderungen der Last 331
18.4.3 Kraftwerkseinsatz 332
18.4.4 Auswirkungen von Smart Metern auf den Kraftwerkseinsatz 334
18.4.5 Auswirkungen auf CO2-Emissionen 336
18.4.6 Aussenhandelssaldo 337
18.4.7 Bewertung des Einsatzes von Smart Meter in der Schweiz 340

18.5 Zusammenfassung und Fazit 342

18.6 Quellenverzeichnis 343

19 Anhang G: Experteninterviews 344

20 Anhang H: Rechtsvergleichende Darstellung des geltenden und des geplanten Regulierungsrahmens in der EU 345

20.1 Einleitung 345

20.2 Smart Metering im Regulierungsrecht der Europäischen Union 345
20.2.1 Vorbemerkung 345
20.2.2 Geltendes Europäisches Recht mit Bezug zu Smart Metering 346
20.2.3 Aktuelle Regulierungsentwicklungen 348
20.2.4 Fazit 350

20.3 Smart Metering im Datenschutzrecht der Europäischen Union 351
20.3.1 Vorbemerkung 351
20.3.2 Geltendes Europäisches Recht mit Bezug zu Smart Metering 351
20.3.3 Aktuelle Regulierungsentwicklungen 354
20.3.4 Fazit 356

20.4 Smart Metering im Telekommunikationsrecht der Europäischen Union 356
20.4.1 Vorbemerkung 356
20.4.2 Geltendes Europäisches Recht mit Bezug zu Smart Metering 356
20.4.3 Kommunikation über PLC und GPRS im Besonderen 358
20.4.4 Fazit 359

Abkürzungsverzeichnis

AMM	Automated Meter Management
AMR	Automated Meter Reading
BFE	Bundesamt für Energie
BFS	Bundesamt für Statistik
CPP	Critical Peak Pricing (Tarifmodell)
DC-CH	Distribution Code
DSG	Datenschutzgesetz
E2M2s	stochastisches Marktmodell für Europa
EDÖB	Eidgenössischer Datenschutz- und Öffentlichkeitsbeauftragter
ElCom	Eidgenössische Elektrizitätskommission
EnG	Energiegesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FAV	Verordnung über Fernmeldeanlagen
FKV	Verordnung über Frequenzmanagement und Funkkonzessionen
FMG	Fernmeldegesetz
GPRS	General Packet Radio Service, paketorientierter Dienst zur Datenübertragung in GSM-Netzen
GSM	Global System for Mobile communications, einer der Standards in der Mobiltelephonie
HBSM-CH	Handbuch Smart Metering
i.V.	in Verbindung
JMM	Joint Market Model
kB	Kilobyte
KMU	Kleine und Mittlere Unternehmen
kWh	Kilowattstunde
LTE	Long Term Evolution (Mobilfunk-Netztechnologie)
MB	Megabyte
M-Bus	Standard für Verbrauchsdatenerfassung
MC-CH	Branchenrichtlinie „Metering Code“
MessZV	Messzugangsverordnung
Mio.	Millionen
MMEE-CH	Marktmodell für die elektrische Energie
MNA	Modellnetzanalyse
Mrd.	Milliarden
NBW	Nettobarwert
NE	Netzebenen
nEP	Nachfrageentwicklung „neue Energiepolitik“
PLC	Power Line Communication, Technologie zur Datenübertragung über das Stromnetz
RTP	Real Time Pricing (dynamische Tarife)
SDAT-CH	Umsetzungsdokument für die standardisierten Datenaustauschprozesse im Strommarkt Schweiz
SIM	Subscriber Identity Modul, kleiner Prozessor zur Speicherung und Identifikation von Netznutzer

SM	Smart Meter, Smart Metering
SRL	Sekundärregelreserve
StromVG	Stromversorgungsgesetz
StromVV	Stromversorgungsverordnung
TC-CH	Transmission Code
TOU	Time of Use (Tarifmodell)
TRL	Tertiärregelreserve
UMTS	Universal Mobile Telecommunications System, Mobilfunkstandard der dritten Generation (3G)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
wwb	Nachfrageentwicklung „weiter wie bisher“

Abstract

Abstract (d)

Das vorliegende Smart Metering Impact Assessment untersucht die Kosten und Nutzen unterschiedlicher Smart-Metering-Einführungsszenarien für die Schweiz. Als Grundlage für die Analyse dienen insgesamt 30 Interviews mit Vertretern aus Wissenschaft, Industrie, Akteuren der Energiewirtschaft und weiteren Stakeholdern sowie eine Auswertung von Smart-Meter-Pilotprojekten und der aktuellen Literatur. Ausgewiesen werden direkte und indirekte Kosten und Nutzen sowie wettbewerbliche, makroökonomische und ökologische Effekte der Einführungsszenarien. Das interdisziplinäre Projektteam hat dazu verschiedene computergestützte Modelle eingesetzt.

Das Impact Assessment zeigt, dass eine flächendeckende Einführung von Smart Metering aus volkswirtschaftlicher Sicht rentabel ist: Die Geräte- und Installationskosten verursachen im Zeitraum 2015 bis 2035 Mehrkosten von 1 Mrd. CHF. Den Mehrkosten stehen Stromeinsparungen bei den Endkunden von 1.5 bis 2.5 Mrd. CHF gegenüber. Das relativ grosse Lastverschiebungspotenzial führt nur zu geringem Nutzen, während das relativ kleine Effizienzpotenzial zu grossem Nutzen führt. Von der flächendeckenden Einführung von Smart Metern profitieren in erster Linie die Endkunden (Haushalte sowie Dienstleistungs- und Gewerbebetriebe). Beim heutigen Regulativ wären für die Netzbetreiber und Energielieferanten bzw. Stromproduzenten die 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 und die Bedeutung von Smart Metering für die Energiestrategie 2050.

Abstract (f)

La présente étude d'impact du comptage intelligent analyse les coûts et les avantages que présentent différents scénarios d'introduction du comptage intelligent en Suisse. L'analyse repose sur trente entretiens au total, réalisés avec des scientifiques, des industriels, des acteurs du secteur de l'énergie et d'autres intervenants et personnes concernées; elle repose aussi sur une évaluation de projets pilotes et sur les articles récents dans le domaine. L'analyse présente quels sont les coûts et avantages directs et indirects des scénarios envisagés, ainsi que les effets de ces scénarios dans les domaines de la concurrence, de la macroéconomie et de l'écologie. Pour parvenir à ce résultat, l'équipe de projet interdisciplinaire a employé divers modèles informatisés.

L'étude d'impact montre qu'une introduction généralisée du comptage intelligent est rentable pour l'économie suisse: si les appareils et frais d'installation occasionnent des coûts de l'ordre d'un milliard de francs pour la période 2015 - 2035, ces surcoûts engendrent des économies d'électricité de 1,5 à 2,5 milliards de francs pour le client final. Le potentiel de report de la charge, relativement important, n'apporte qu'un faible avantage, alors que le potentiel d'efficacité, relativement faible, apporte un avantage important. L'introduction généralisée de

compteurs intelligents bénéficie surtout au client final (ménages et les services et l'artisanat). Dans le cadre réglementaire actuel, les coûts seraient plus élevés que les avantages pour les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) ainsi que pour les fournisseurs d'énergie et les producteurs d'électricité. Nous prévoyons des impulsions légèrement positives pour l'économie. D'autres éléments qui jouent en faveur de l'introduction la plus complète possible du comptage intelligent sont la stimulation de la concurrence, les coûts externes évités ainsi que l'importance du comptage intelligent pour la stratégie énergétique 2050.

Abstract (e)

The smart metering impact assessment investigates the costs and benefits of different smart metering rollout scenarios for Switzerland during the period 2015-2035. It is based on the evaluation of smart metering pilot projects and 30 interviews with representatives from academia, industry, and government. Next to the direct and indirect costs and benefits of smart metering, the study assesses the economic and ecologic effects of the investigated scenarios. The interdisciplinary project team applied several simulation-based models to calculate these various effects.

The impact assessment concludes that the benefits of a nationwide smart metering rollout outweigh the costs. Even though the smart metering equipment and its installation cause additional costs of one billion CHF (compared to the costs of maintaining the existing metering infrastructure), a full rollout leads to an energy consumption reduction worth 1.5 to 2.5 billion CHF. The study shows that the large load shifting potential in Switzerland only leads to small economic benefits, while the small consumption reduction potential leads to large benefits. Customers (households, services and industry) are the major benefactors of a smart metering rollout. For network operators and energy suppliers, however, the associated costs are higher than the expected benefits. Additionally, smart metering leads to slightly positive impulses for the economy. The stimulation of competition amongst energy related products and services, the avoided external generation costs, and the importance of smart metering for Switzerland's energy strategy 2050 advocate for a nationwide rollout of smart metering.

Kurzfassung

Ziele des Smart Metering Impact Assessments

Das Ziel der Studie ist es, verschiedene Szenarien zu einem möglichen Smart-Metering-Rollout zu definieren und diese hinsichtlich wirtschaftlicher, sozialer und ökologischer Kosten und Nutzen zu beurteilen. Dabei soll auch aufgezeigt werden, bei welchen Akteuren diese Kosten und Nutzen auftreten. Der primäre Betrachtungshorizont soll sich auf die Lebensdauer der Smart Meter (ca. 15-20 Jahre) beschränken, aber bei der Beurteilung die Entwicklung hin zu einem „Smart Grid“ – soweit heute abschätzbar – bereits berücksichtigen.

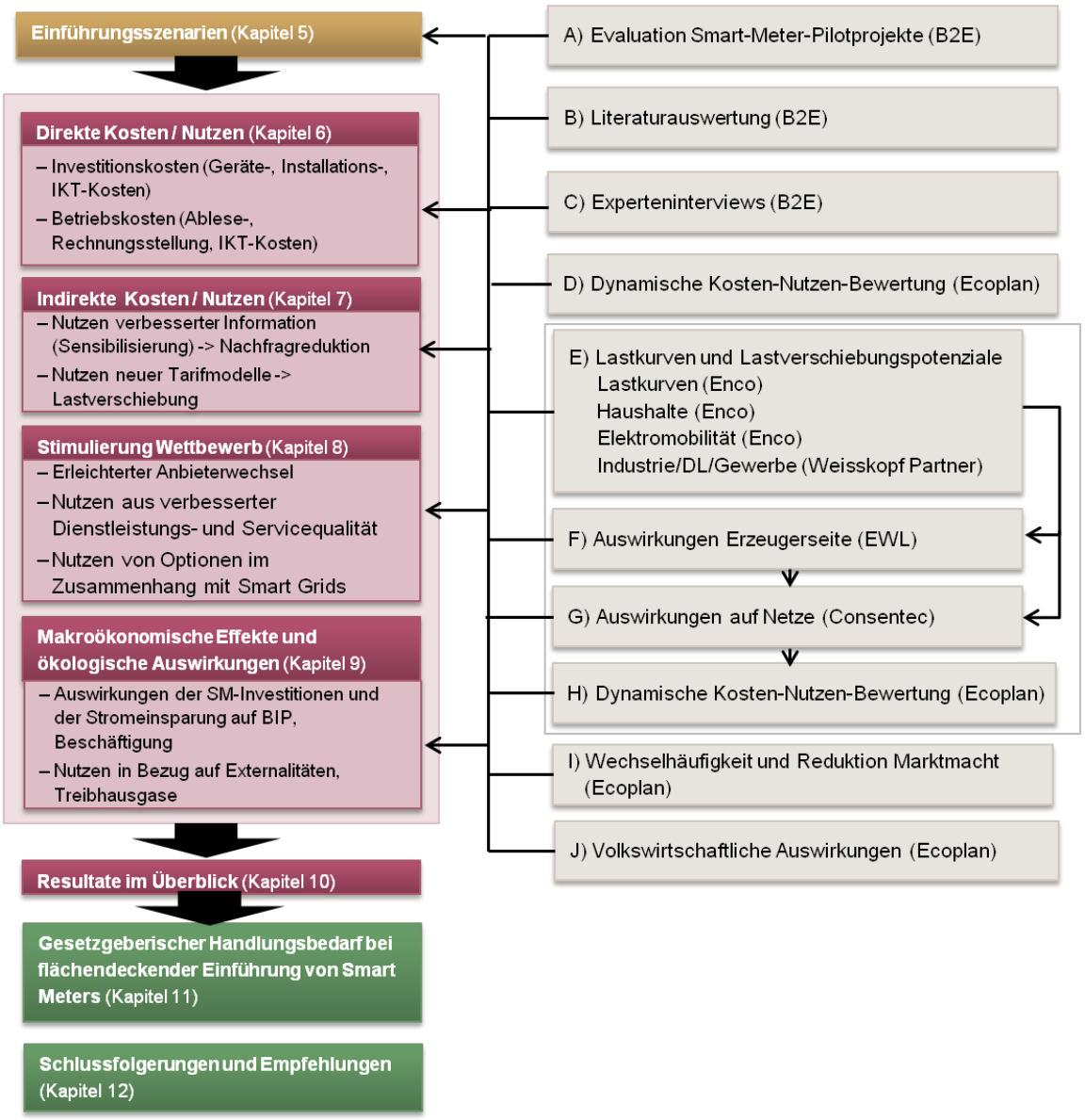
Projektteam

Das vorliegende Impact Assessment wurde durch ein interdisziplinäres Team durchgeführt, das aus dem projektleitenden Bits to Energy Lab der ETH Zürich (B2E), Ecoplan, Weisskopf Partner GmbH und ENCO AG besteht. Zentrale Beiträge wurden beigesteuert durch Consentec, den Lehrstuhl für Energiewirtschaft der Uni Duisburg-Essen (EWL) sowie die Wirtschaftskanzlei VISCHER AG in Zusammenarbeit mit der FIR-HSG, Universität St. Gallen.

Vorgehen

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 bspw. verbesserte Information und die Möglichkeit, mit neuen Tarifmodellen das Verhalten der Konsumenten im Hinblick auf Effizienzsteigerungen des Gesamtsystems besser zu beeinflussen. Welche Kosten- und Nutzenkomponenten im Rahmen dieser Studie analysiert werden, zeigt die nachfolgende Abbildung.

Abbildung 1: Bewertete Kosten und Nutzen und methodisches Vorgehen



Szenarien für das Rollout von Smart Metering

Das vorliegende Impact Assessment bewertet fünf Szenarien, die es erlauben, die Auswirkungen einer Einführung von Smart Metering auf die unterschiedlichen Akteure der Schweizer Energiewirtschaft (z.B. Haushalte, Unternehmern und Energieversorger) über den gesamten Zeitraum von 2015 bis 2035 zu betrachten. Abbildung 2 beschreibt die fünf Szenarien und vergleicht die prägenden Merkmale miteinander.

Abbildung 2: Smart Metering Einführungsszenarien

Status quo	– Keine Einführung von Smart Metering – Bestehende Infrastruktur wird weiterhin genutzt – „Business as usual“ bezüglich des Angebotes von Effizienzkampagnen und energienahen Dienstleistungen
Status quo +	– Keine Einführung von Smart Metering – Bestehende Infrastruktur wird weiterhin genutzt – Durchführung von Energieeffizienzkampagnen und Versand von Kundenschreiben, die Haushalte zu Energieeffizienz motivieren, jedoch keine Smart Meter voraussetzen – Optimierte Nutzung der bestehenden Rundsteuerung
Selektive Einführung	– 20% der Messpunkte werden mit Smart Metering ausgestattet – Wechsel auf Smart Metering erfolgt auf Kundenwunsch – Zielwert von 20% wird ca. 2030 erreicht – Aufbau einer flächendeckenden Smart-Metering-tauglichen Infrastruktur, um den Kundenwünschen zu entsprechen – Angebot von zeitvariablen Tarifen (mehr als zwei Stufen) – Lastmanagement im Wärmebereich (Warmwasser und Wärmepumpen)
Flächendeckende Einführung	– 80% der Messpunkte werden mit Smart Metering ausgestattet – Flächendeckendes Rollout von 400‘000 Smart Meter pro Jahr (soweit möglich bei anfallendem Zählerersatz) – Zielwert von 80% wird ca. 2025 erreicht – Aufbau einer Smart-Metering-tauglichen Infrastruktur – Angebot von zeitvariablen Tarifen (mehr als zwei Stufen) – Lastmanagement im Wärmebereich (Warmwasser und Wärmepumpen)
Flächendeckende Einführung +	– Entspricht dem Szenario „Flächendeckende Einführung“ mit Erweiterungen: – Angebot von dynamischen Tarifen – Datenerfassung und Kommunikation im 15-Minuten-Intervall – Lastmanagement für Haushaltsgeräte als Option (Waschmaschine, Trockner, etc.)

Direkte Kosten und Nutzen

Die folgende Abbildung zeigt die Zusammensetzung der direkten Kosten und Nutzen der fünf Szenarien, ausgedrückt in Nettobarwerten der kumulierten Ausgaben zwischen 2015 und 2035:

- Die direkten Gerätekosten sind, verglichen mit der Summe der anderen Kosten, relativ gering.
- Ins Gewicht fallen vor allem die Installationskosten, die bei Smart Metern grösser sind als bei mechanischen Zählern. Dies ist der Fall, da die Installation der Smart Meter aufwendiger ist und die Zähler wegen der geringeren erwarteten Lebensdauer häufiger ersetzt werden müssen.
- Bei den Ablesekosten und den Umzugsprozessen lassen sich durch Smart Metering beträchtliche Einsparungen erzielen.
- Die direkten Kosten einer Smart-Meter-Infrastruktur sind hoch - aber auch die eines Beibehaltens des Status Quo. Die Zusatzkosten für eine flächendeckende Einführung im Vergleich mit dem Status quo sind mit rund 900 Mio. CHF (über die Jahre 2015 bis 2035) relativ gering.

Abbildung 3: **Vergleich der direkten Kosten und Nutzen der Szenarien**
(in Mio. CHF, NBW 2015 der kumulierten Kosten/Nutzen 2015-2035)

Kostenart	Status quo	Status quo +		Selektive Einführung		Flächendeckende Einführung		Flächendeckende Einführung +	
alle Angaben in NBW 2015	Mio. CHF	Mio. CHF	Diff. Status quo	Mio. CHF	Diff. Status quo	Mio. CHF	Diff. Status quo	Mio. CHF	Diff. Status quo
Investitionskosten	**1'482**	**1'482**		**1'912**		**2'572**		**2'572**	
Gerätekosten dezentrale Infrastruktur	*472*	*472*		*530*		*784*		*784*	
Installationskosten	*1'009*	*1'009*		*1'294*		*1'514*		*1'514*	
Kosten zentrale Infrastruktur	*0*	*0*		*88*		*275*		*275*	
Wertverlust aufgrund vorzeitiger Ersatz	**0**	**0**		**17**		**133**		**133**	
Betriebskosten	**516**	**516**		**518**		**472**		**472**	
Eigenverbrauch Zähler	*193*	*193*		*201*		*221*		*221*	
Kundensupport	*323*	*323*		*294*		*184*		*184*	
Sicherheit und Datenschutz	*0*	*0*		*5*		*6*		*6*	
Soft- und Hardwareunterhalt	*0*	*0*		*18*		*61*		*61*	
Kommunikationskosten	**0**	**0**		**9**		**39**		**52**	
Geschäftsprozesse	**2'321**	**2'321**		**2'204**		**1'768**		**1'768**	
Ablesekosten	*433*	*433*		*376*		*164*		*164*	
Rechnungsstellung	*1'213*	*1'213*		*1'213*		*1'213*		*1'213*	
Umzugsprozess	*675*	*675*		*615*		*391*		*391*	
Effizienzkampagnen	**0**	**124**		**130**		**218**		**218**	
Zusatzkosten dynamische Tarife	**0**	**0**		**0**		**0**		**20**	
Total	**4'319**	**4'443**		**4'790**		**5'202**		**5'236**	

Die obigen gesamtschweizerischen direkten Kosten und Nutzen verteilen sich nicht gleichmässig auf die einzelnen Netzbetreiber. Netzbetreiber in ländlichen Gegenden haben höhere Kosten als Netzbetreiber in städtischen Gebieten. Dies würde sich bei einer „flächendeckenden Einführung“ im Vergleich zum „Status quo“ noch verstärken: Die direkten Kosten pro Zähler steigen in städtischen Gebieten durchschnittlich um rund 8 CHF pro Zähler/Jahr (+20%) und in ländlichen Gebieten um 13 CHF pro Zähler und Jahr (+25%).

Indirekte Kosten und Nutzen

Smart Meter bieten Anreize für Stromeinsparungen und Lastverschiebungen. Dies hat Auswirkungen auf die Netze und die Erzeugungsseite. Diese Auswirkungen wurden mittels computergestützter Simulationsmodelle berechnet.

Lastverschiebungspotenzial relativ gross – Nutzen aber klein

Bei einer „flächendeckenden Einführung“ von Smart Metern kann ein Lastverschiebungspotenzial in der Grössenordnung von 1 GW realisiert werden (bei einer Verschiebedauer von 1h). Dies sind immerhin rund 10% der heutigen Last aller Endkonsumenten. Trotz des beträchtlichen Verschiebepotenzial sind – gestützt auf Modellrechnungen – die Auswirkungen auf die Netze und auf die Erzeugungsseite relativ gering (tiefer zweistelliger Millionenbetrag).

Stromeinsparung relativ gering – Nutzen aber gross

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 bei diesen keine zusätzlichen Anreize zum effizienten Stromverbrauch geschaffen werden. Der Nutzen ist – trotz relativ geringer prozentualer Einsparung – hingegen bedeutend: Die Abbildung 4 zeigt, dass bei einem flächendeckenden Rollout für die Konsumenten mit einem Nutzen im Umfang von 2.5 Mrd. CHF gerechnet werden darf. Die Konsumenten brauchen weniger Strom und haben dementsprechend eine geringere Stromrechnung.

Indirekter Nutzen bei den Endkonsumenten (Haushalte/Dienstleistungen) am grössten

Abbildung 4 zeigt die indirekten Kosten und Nutzen der verschiedenen Szenarien im Vergleich zum Status Quo auf. Für jedes Rollout-Szenario sind die Abweichungen der Nettobarwerte der kumulierten indirekten Nutzen und Kosten zum Status Quo (rote Balken für Zusatzkosten; grüne Balken für Zusatznutzen) gekennzeichnet.

Die Abbildung zeigt deutlich, dass die indirekten Nutzen durch die Gewinne der Schweizer Stromkonsumenten (Konsumentenrenten) dominiert werden. Insbesondere gilt dies für die privaten Haushalte und die Dienstleistungen. Die Einsparungen bei den Netzkosten sind

deutlich geringer. Die Schweizer Produzenten (Produzentenrenten) haben mit Einbussen zu rechnen.

Die Resultate unterscheiden sich zwischen den beiden Nachfrageszenarien[1] „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 „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“.

Abbildung 4: Übersicht über die indirekten Kosten und Nutzen der Rollout-Szenarien, getrennt nach den Nachfrageszenarien „Weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“
(in Mio. CHF, NBW 2015 der kumulierten Kosten/Nutzen 2015-2035)

"Weiter wie bisher"	Status quo +	Selektive Einführung	Flächendeckende Einführung	Flächendeckende Einführung +
alle Angaben in NBW 2015 (Mio. CHF)	Differenz zu Status quo	Differenz zu Status quo	Differenz zu Status quo	Differenz zu Status quo
Netzkosten	**47**	**143**	**278**	**318**
Konsumentenrenten	**724**	**1'250**	**2'507**	**2'866**
- Privathaushalte	500	707	1'064	1'154
- Dienstleistungen	176	427	1'135	1'348
- Gewerbe	49	117	307	364
Produzentenrenten	**-54**	**-147**	**-294**	**-336**
Total indirekte Kosten/Nutzen	**717**	**1'246**	**2'491**	**2'848**

"Neue Energiepolitik"	Status quo +	Selektive Einführung	Flächendeckende Einführung	Flächendeckende Einführung +
alle Angaben in NBW 2015 (Mio. CHF)	Differenz zu Status quo	Differenz zu Status quo	Differenz zu Status quo	Differenz zu Status quo
Netzkosten	**45**	**0**	**0**	**0**
Konsumentenrenten	**685**	**1'003**	**1'963**	**2'238**
- Privathaushalte	483	585	871	945
- Dienstleistungen	150	310	810	960
- Gewerbe	53	108	282	334
Produzentenrenten	**-166**	**-230**	**-450**	**-513**
Total indirekte Kosten/Nutzen	**564**	**773**	**1'513**	**1'726**

[1] Die Details zu diesen beiden Nachfrageszenarien sind BFE (2011), Aktualisierung der Energieperspektiven 2035 zu entnehmen.

Nutzen aus der 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. Drei Aspekte werden in diesem Zusammenhang vertieft analysiert:

Nutzen des erleichterten Anbieterwechsels und Reduktion von Marktmacht

Mit Smart Metern wird der Anbieterwechsel effizienter. Dies konnte grob monetarisiert werden, allerdings sind die Unsicherheiten gross. Am meisten Wechselkosten lassen sich bei einem flächendeckenden Rollout einsparen (wir erwarten einen NBW von rund 150 Mio. CHF für das flächendeckende Rollout, kumulierter Wert über die Periode 2015 bis 2035, vgl. nachfolgende Abbildung 5).

Smart Metering kann über kundenspezifische Angebote, erhöhte Preissensibilität der Kunden und einem verbesserten Informationsstand eine allfällig vorhandene Marktmacht der Stromanbieter reduzieren. Diese positiven ökonomischen Auswirkungen lassen sich allerdings nicht monetarisieren. Zu erwähnen ist, dass die Ausgestaltung des Liberalisierungsprozesses im Hinblick auf eine allfällige Marktmacht bestimmend ist. Smart Metering ist einer der vielen Bausteine, der zu einem guten Funktionieren eines kompetitiven Strommarktes beiträgt.

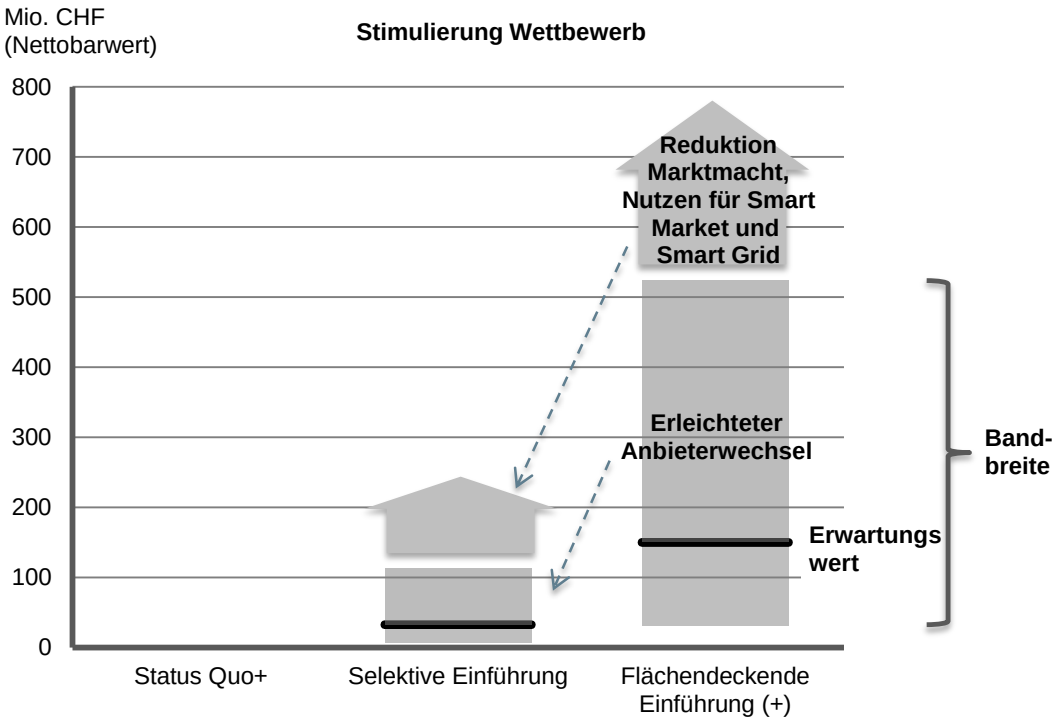
Nutzen aus verbesserter Dienstleistungs- und Servicequalität (Smart Market)

Mit Smart Metering werden viele neue Dienstleistungen möglich (bspw. flexiblere Tarifgestaltung, Smart-Home-Dienstleistungen, transparenteres Abrechnungswesen, automatisierte Energieberatung, usw.). Diese Smart-Market-Aktivitäten sind wichtig in Bezug auf einen sich dynamisch entwickelnden Strommarkt. Welchen Nutzen diese Dienstleistungen künftig stiften können, ist aber heute noch nicht absehbar. Auf eine Monetarisierung dieser Nutzen muss verzichtet werden.

Nutzen von Optionen im Zusammenhang mit Smart Grid

Smart Meter sind keine Voraussetzung für ein „Smart Grid“. Die netzseitigen Nutzen von Smart Meter sind in einer effizienteren Ausnutzung von Netzkapazitäten (bereits bei den indirekten Nutzen berücksichtigt), in erhöhter Netzsicherheit, in einer kostengünstigeren Einbindung von Kleinsterzeugern zu suchen. Weiter ermöglicht Smart Metering die Teilnahme von weiteren Akteuren (bspw. in der Bündelung der Nachfrage durch Aggregatoren oder in der Bündelung von dezentralen Erzeugern durch „virtuelle Kraftwerke“) am Markt für Regelleistung.

Abbildung 5: **Nutzen von Smart Metering im Hinblick auf die Stimulierung des Wettbewerbs** (in Mio. CHF, NBW 2015 der kumulierten Kosten/Nutzen 2015-2035)



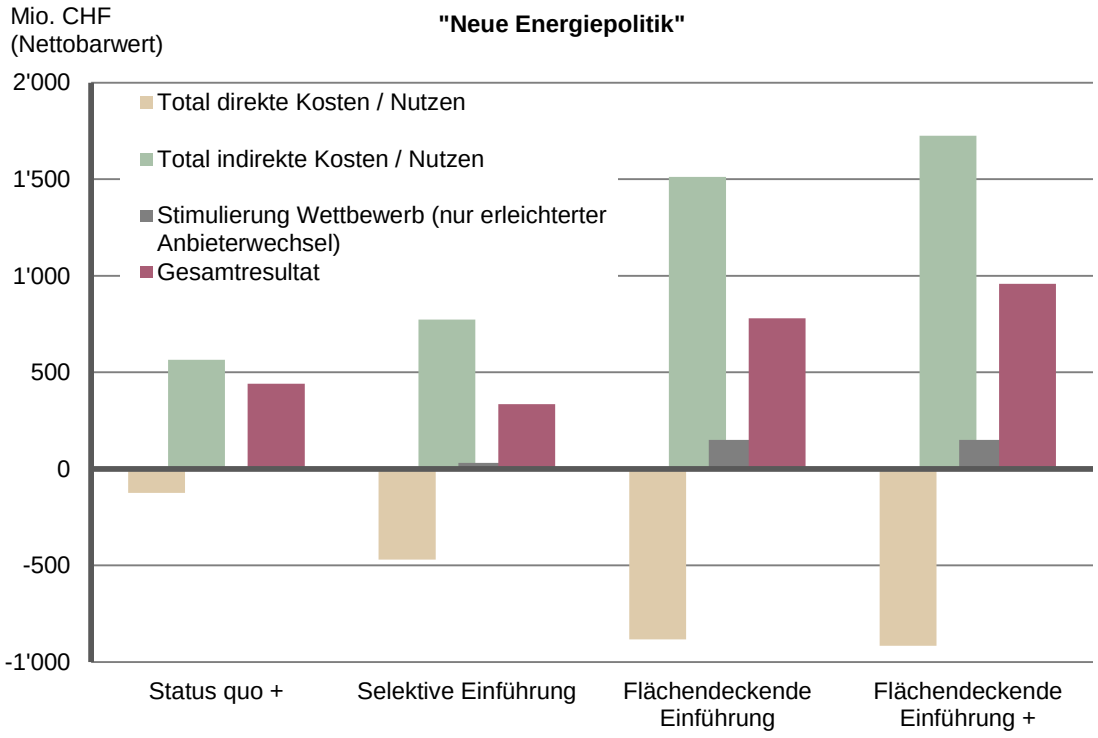
Gesamtresultat

Wir erwarten von einem flächendeckenden Rollout über die Periode 2015 bis 2035 ein positives Kosten/Nutzen-Resultat, in sehr langer Frist ein klar positives Resultat

Die nachfolgende Abbildung 6 stellt die direkten und indirekten Kosten und Nutzen für die einzelnen Rollout-Szenarien zusammen. Da die indirekten Kosten und Nutzen abhängig sind vom Niveau der Stromnachfrage, unterscheiden wir in der Studie die Resultate in ein Nachfrageszenario „Weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“ (vgl. auch Abbildung 4). Nachfolgend werden jeweils die Resultate unter der Annahme der Nachfrageentwicklung gemäss „Neue Energiepolitik“ präsentiert.

Die Abbildung zeigt, dass der grösste Gesamtnutzen bei einer flächendeckenden Einführung erwartet werden kann, dies auch im Vergleich zu einem optimierten Status Quo, bei der allein mit Effizienzkampagnen der effiziente Stromeinsatz gefördert wird.

Abbildung 6: **Gesamte Kosten und Nutzen für die verschiedenen Szenarien im Vergleich zum Status Quo**
(in Mio. CHF, NBW 2015 der kumulierten Kosten/Nutzen 2015-2035)



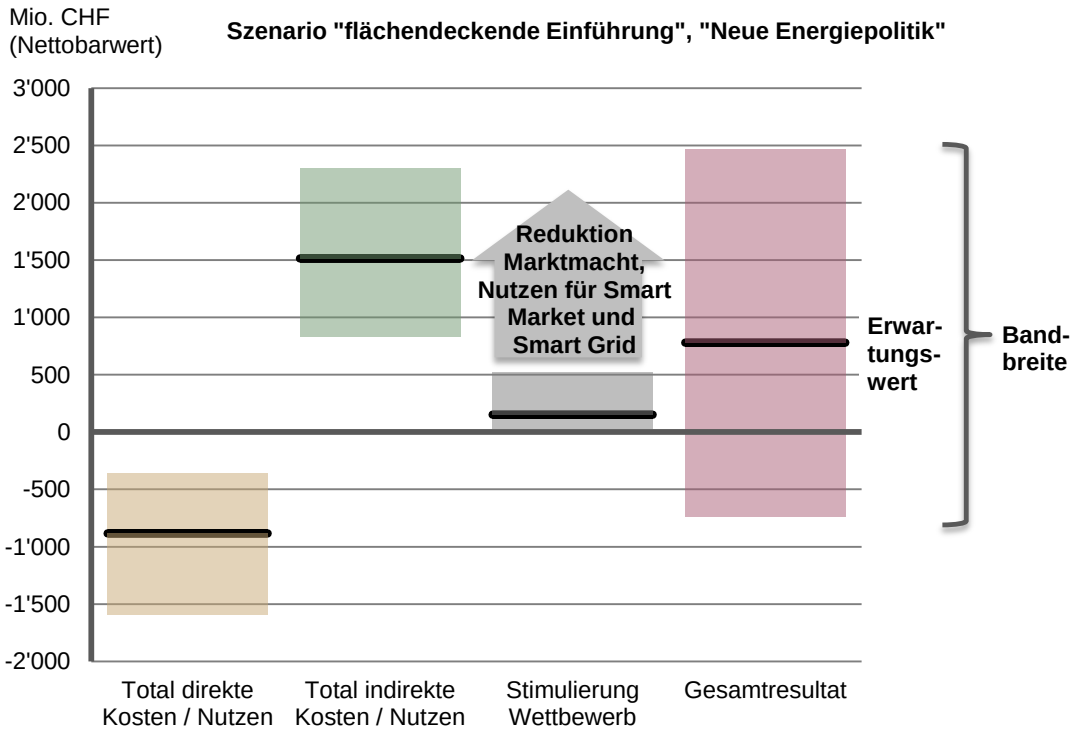
Unsicherheit der Einschätzung ist gross – sowohl was Chancen und Risiken betrifft

Abbildung 7 zeigt die erwarteten Kosten, Nutzen und Gesamtresultate und die Unsicherheit über grob abgeschätzte Bandbreiten. Beim Nachfrageszenario „Neue Energiepolitik“ muss im ungünstigsten Fall mit einem negativen Nutzen/Kosten-Verhältnis gerechnet werden. Das maximale monetarisierbare Risiko beträgt rund 700 Mio. CHF, aufsummiert über die nächsten 20 Jahre. Diesem Risiko sind aber auch die nicht monetarisierten Chancen des durch Smart Metering stimulierten Wettbewerb gegenzurechnen.

Wenn ein Rollout angestrebt wird, dann sollte dies ein flächendeckendes sein

Wie wir oben festgestellt haben, ist das Risiko beschränkt und das Chancenpotenzial eines flächendeckenden Rollouts relativ bedeutend. Dies lässt den Schluss zu, dass, wenn ein Rollout von Smart Metern ansteht, dieser möglichst flächendeckend erfolgen sollte. Ein weiterer Grund für das flächendeckende Rollout ist, dass ein selektives Einführung nicht in jedem Fall besser ist als ein „Status Quo +“ (vgl. dazu Abbildung 6).

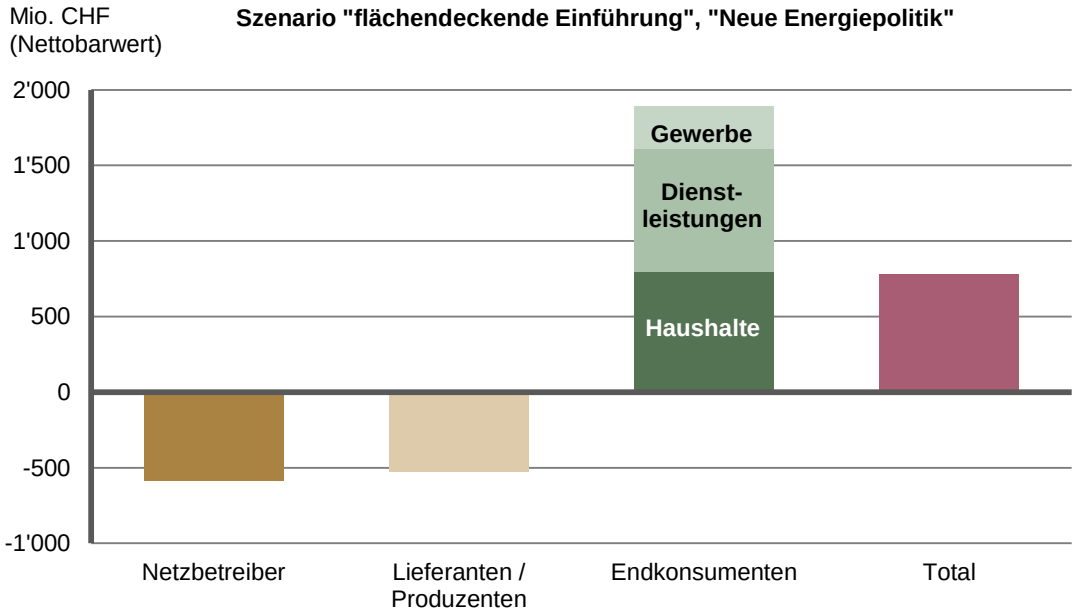
Abbildung 7: **Gesamte Kosten/Nutzen (mit Bandbreiten) für das Szenario „flächendeckende Einführung“**
(in Mio. CHF, NBW 2015 der kumulierten Kosten/Nutzen 2015-2035)



Hauptnutzen bei den Endkonsumenten – Zusätzliche Kosten für Netzbetreiber

Der Hauptnutzen fällt bei Endkonsumenten an (vgl. Abbildung 8), da diese direkt von einer tieferen Stromrechnung profitieren (dies gilt nur für die Endkonsumenten als Ganzes, für einzelne Haushalte kann sich die Einführung von Smart Metern aufgrund der neuen Stromtarifierung negativ auswirken). Hauptkosten haben unter heutigem Regulativ die Netzbetreiber zu tragen, da diese die direkten Zusatzkosten nicht den Stromkonsumenten verrechnen können.

Abbildung 8: **Aufteilung der gesamten Kosten und Nutzen des Rollout-Szenarios „flächendeckende Einführung“ auf die verschiedenen Akteure**
(in Mio. CHF, NBW 2015 der kumulierten Kosten/Nutzen 2015-2035)



Leicht positive Effekte für die Schweiz Wirtschaft…

Ein flächendeckendes Rollout hat zwar keine grossen, aber doch leicht positive Effekte auf die Schweizer Wirtschaft: Output und Wertschöpfung können mit einer flächendeckenden Einführung um 0.02% gesteigert werden. Gesamthaft werden rund 650 Arbeitsplätze geschaffen. Relativ nehmen in der Energiewirtschaft (NOGA-Sektoren 40, 41) und der Kommunikationsapparateindustrie (NOGA-Sektor 32) die Arbeitsplätze am deutlichsten zu (+0.14%).

…geringere externe Kosten für unsere europäischen Nachbarn

Durch Smart Metering wird in der Schweiz Strom gespart. Gemäss Modellberechnungen führt dies vor allem zu einem Rückgang der Stromimporte. Wie schon erwähnt, profitieren davon in erster Linie die Schweizer Stromkonsumenten, unsere Nachbarländer dürfen aber mit einem Rückgang bei der fossilen Stromproduktion rechnen und damit mit geringeren externen Kosten.

Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Ein Rollout kann für die Schweiz aus volkswirtschaftlicher Sicht empfohlen werden

Bei einem Smart-Meter-Rollout sind die volkswirtschaftlichen Nutzen grösser als die Kosten, d.h. das Rollout ist volkswirtschaftlich rentabel. Die Unsicherheiten in den Einschätzungen sind zwar gross, aber die Chancen sind deutlich grösser als die Risiken.

Wenn ein Rollout umgesetzt wird, dann ein flächendeckendes

Ein „selektives Rollout" ist dem optimierter „Status Quo +" nicht in alle Aspekten überlegen, d.h. wenn ein Rollout umgesetzt werden soll, dann flächendeckend.

„Split Incentives" – Regulierung für ein flächendeckendes Rollout notwendig

Die verantwortlichen Akteure für das Messwesen – die Netzbetreiber – haben 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.

Zeithorizont für das Rollout vorgeben, Sanktionen vorsehen

Aus Sicht des Impact-Assessments führt ein Zeithorizont von 10 Jahren für die Umsetzung eines flächendeckenden Rollouts zu keinen grossen Verlusten durch den vorzeitigen Ersatz von noch funktionierenden alten Zählern. Zwischenziele sind nicht notwendig, da die einzelnen Netzbetreiber möglichst frei ihren optimalen Rollout-Pfad wählen sollen. Damit das Rollout innerhalb des vorgegebenen Zeithorizonts erfolgt, sind für den Fall, dass das Ziel verfehlt wird, Sanktionen vorzusehen. Die Netzbetreiber benötigen Sicherheit bspw. bei ihrer mittelfristigen und langfristigen Ressourcenplanung und mittelfristigen Investitionsplan. Wir empfehlen, allfällige Vorgaben auf Gesetzes- bzw. Verordnungsebene zur Umsetzung eines Rollouts möglichst frühzeitig zu machen, um eine entsprechende Planungs- und Investitionssicherheit zu gewährleisten.

Minimale funktionale Anforderungen an Smart Meter

Es sind keine detaillierten Gerätespezifikationen notwendig, aber die minimalen funktionalen Anforderungen an Smart Meter sollen festgehalten werden. Datenschutz und Datensicherheit sowie eine weitgehende Interoperabilität müssen gewährleistet werden.

Zugang zu den Messdaten

Der Zugang zu den Messdaten ist diskriminierungsfrei zumindest den Konsumenten, den Netzbetreibern und den Lieferanten zu gewähren. Ein Zugang für weitere Akteure (bspw. Akteure im Bereich Energieberatung, Energiedienstleistungen, usw.) wäre wünschenswert.

Förderung von Anreizen zur Beeinflussung der Nachfrage (Demand Response)

Die Installation von Smart Metern ist noch nicht ausreichend, damit der Strom von den Kunden effizienter verwendet wird. Eine gezielte Förderung von Anreizen zum effizienten Umgang mit Strom soll im Regulativ vorgesehen werden.

Smart-Metering-Rollout als zentraler Baustein der Energiestrategie 2050

Smart Meter können als zentraler Baustein der Energiestrategie 2050 dienen:

- 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 um Energieeffizienz, Lastverschiebung und die stochastische dezentrale Einspeisung zu fördern. 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 keine Voraussetzung für ein „Smart Grid“, bringen aber hinsichtlich eines sich evolutionär entwickelnden Smart Grids und 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.

Résumé

Buts de la présente étude d'impact du comptage intelligent

La présente étude a pour but d'envisager divers scénarios de déploiement du comptage intelligent pour procéder à leur évaluation du point de vue des coûts et des avantages qu'ils représentent en termes économiques, sociaux et écologiques. Les scénarios permettent également de préciser quels sont les acteurs concernés par ces coûts et ces avantages. Si l'étude porte principalement sur un horizon temporel délimité par la durée de vie des compteurs intelligents (de 15 à 20 ans), elle intègre également l'analyse de l'évolution conduisant au réseau intelligent ("smart grid"), dans la mesure où cela s'avère actuellement possible.

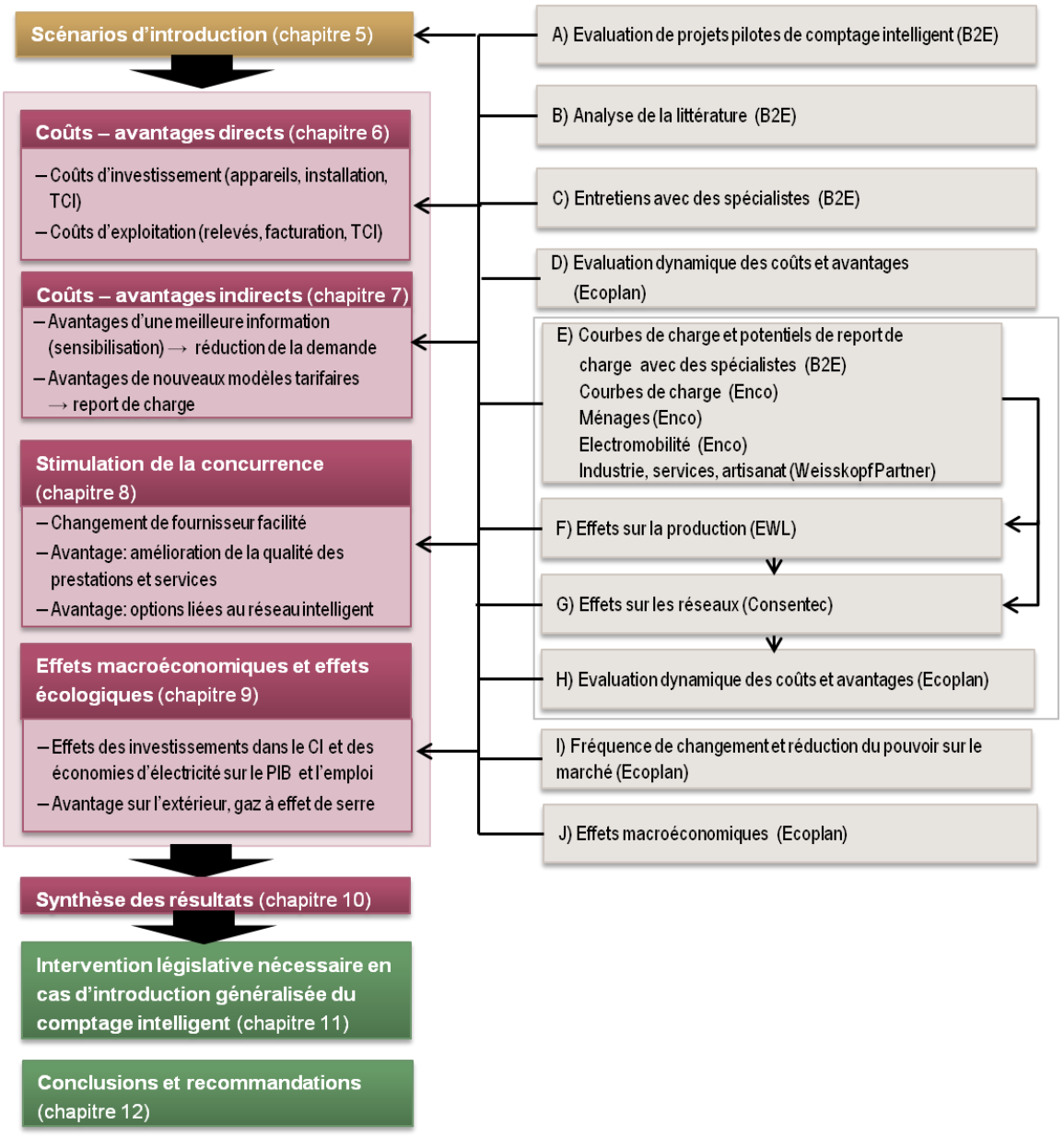
Equipe de projet

La présente étude d'impact est le fruit du travail accompli par une équipe interdisciplinaire composée du Bits to Energy Lab de l'EPFZ (B2E), également responsable du projet, d'Ecoplan, de Weisskopf Partner GmbH et d'ENCO AG. D'importantes contributions ont bénéficié de l'appui de Consentec, de la chaire d'économie de l'énergie ("Lehrstuhl für Energiewirtschaft EWL") de l'université allemande de Duisburg-Essen ainsi que du bureau d'études juridiques VISCHER AG en collaboration avec le centre FIR-HSG de l'université de Saint-Gall.

Démarche

Introduire un comptage intelligent implique des coûts, puisqu'il faut installer de nouveaux compteurs et permettre l'emploi de nouvelles technologies de l'information et de la communication. Mais le comptage intelligent apporte aussi des avantages, comme par exemple l'amélioration de l'information ou la possibilité de mieux influer sur le comportement des consommateurs au moyen de nouveaux modèles de tarification, dans une perspective d'amélioration de la performance du système global. L'illustration ci-après présente les composantes des coûts et des avantages qui sont analysés dans le cadre de la présente étude.

Illustration 1: Coûts et avantages calculés et méthode



Scénarios de déploiement du comptage intelligent

La présente étude d'impact évalue cinq scénarios qui portent sur les effets de l'introduction du comptage intelligent sur les différents acteurs du secteur de l'énergie en Suisse (par ex. ménages, entrepreneurs et fournisseurs d'électricité) pour la période allant de 2015 à 2035. L'illustration 2 décrit ces cinq scénarios et en compare les principales caractéristiques.

Illustration 2: Scénarios d'introduction du comptage intelligent

Statu quo	– Le comptage intelligent n'est pas introduit – L'infrastructure en place continue d'être employée – Pas de changement en ce qui concerne les campagnes de promotion de l'efficacité et les services liés à l'énergie
Statu quo +	– Le comptage intelligent n'est pas introduit – L'infrastructure en place continue d'être employée – Des campagnes sont menées et des courriers sont envoyés pour inciter la clientèle à plus d'efficacité énergétique, mais sans avoir besoin de compteur intelligent – Utilisation optimisée des ordres de télécommande actuellement disponibles
Introduction sélective	– 20% des compteurs sont équipés d'un système de comptage intelligent – Le passage au comptage intelligent répond à une demande du client – L'objectif de 20% est atteint autour de 2030 – Mise en place généralisée d'une infrastructure compatible avec le comptage intelligent, pour répondre aux vœux de la clientèle – Tarification variable suivant la période du jour (plus de deux niveaux) – Gestion de charge pour la chaleur (eau chaude et pompes à chaleur)
Introduction généralisée	– 80% des compteurs sont équipés d'un système de comptage intelligent – Déploiement généralisé comptant 400 000 compteurs intelligents par an (dans toute la mesure du possible au moment où il est nécessaire de remplacer un compteur) – L'objectif de 80% est atteint autour de 2025 – Mise en place d'une infrastructure compatible avec le comptage intelligent – Tarification variable suivant la période du jour (plus de deux niveaux) – Gestion de charge pour la chaleur (eau chaude et pompes à chaleur)
Introduction généralisée +	– Correspond au scénario "Introduction généralisée" avec des compléments: – offre de tarifs dynamiques – saisie et communication des données tous les quarts d'heure – en option, gestion de charge pour l'électroménager (lave-linge, lave-vaisselle, séchoirs, etc.)

Coûts et avantages directs

L'illustration ci-dessous montre quelle est la composition des coûts et des avantages directs des cinq scénarios, exprimée en valeur actualisée nette (VAN) des dépenses cumulées entre 2015 et 2035.

- Comparés au total des autres coûts, les coûts directs engendrés par les appareils sont relativement faibles.
- Les coûts les plus importants sont les coûts d'installation, qui sont plus élevés pour les compteurs intelligents que pour les compteurs mécaniques: il est en effet plus difficile d'installer des compteurs intelligents que des compteurs mécaniques, et les compteurs intelligents doivent être remplacés plus souvent que les mécaniques en raison de leur durée de vie plus courte.
- Le comptage intelligent permet des économies considérables de coûts pour les relevés et les déménagements.
- Les coûts directs de l'infrastructure de comptage intelligent sont élevés, mais il en va de même avec le maintien du statu quo. Par rapport au statu quo, une introduction généralisée induirait (de 2015 à 2035) un surcoût de quelque 900 millions de francs, un montant relativement faible.

Illustration 3: **Comparaison des coûts et des avantages directs des scénarios**
(en millions de francs, VAN 2015 des coûts/avantages cumulés 2015-2035)

Genre de coût	Status quo	Status quo +		Introduction sélective		Introduction généralisée		Introduction généralisée +	
Exprimé en VAN 2015	Millions de CHF	Millions de CHF	Diff. av. status quo	Millions de CHF	Diff. av. status quo	Millions de CHF	Diff. av. status quo	Millions de CHF	Diff. av. status quo
Coûts d'investissements	**1'482**	**1'482**		**1'912**		**2'572**		**2'572**	
Coûts des appareils, infrastructure décentralisée	*472*	*472*		*530*		*784*		*784*	
Coûts d'installation	*1'009*	*1'009*		*1'294*		*1'514*		*1'514*	
Coût d'infrastructure centralisée	*0*	*0*		*88*		*275*		*275*	
Pertes de valeur dues à un remplacement anticipée	**0**	**0**		**17**		**133**		**133**	
Coûts d'exploitation	**516**	**516**		**518**		**472**		**472**	
Consommation propre du compteur	*193*	*193*		*201*		*221*		*221*	
Service clientèle	*323*	*323*		*294*		*184*		*184*	
Sécurité et protection des données	*0*	*0*		*5*		*6*		*6*	
Entrtien infromatique (logiciels, matériel)	*0*	*0*		*18*		*61*		*61*	
Coûts de communication	**0**	**0**		**9**		**39**		**52**	
Processus opérationnels	**2'321**	**2'321**		**2'204**		**1'768**		**1'768**	
Coûts dus aux relevés	*433*	*433*		*376*		*164*		*164*	
Facturation	*1'213*	*1'213*		*1'213*		*1'213*		*1'213*	
Déménagement	*675*	*675*		*615*		*391*		*391*	
Campagnes de promotion de l'efficacité	**0**	**124**		**130**		**218**		**218**	
Surcoûts de la tarification dynamique	**0**	**0**		**0**		**0**		**20**	
Total	**4'319**	**4'443**		**4'790**		**5'202**		**5'236**	

Les coûts et avantages directs présentés ci-dessus, qui concernent l'ensemble de la Suisse, ne se répartissent pas de manière égale auprès de chacun des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD). Dans les régions rurales, les coûts des GRD sont plus élevés que dans les zones urbaines. Cette évolution serait plus marquée encore selon le scénario d'une introduction généralisée qu'avec celui du statu quo: dans les zones urbaines, les coûts directs augmentent en moyenne de 8 francs environ par compteur et par an (+20%), dans les régions rurales, ils augmentent de 13 CHF par compteur et an (+25%).

Coûts et avantages indirects

Les compteurs intelligents incitent aux économies d'électricité et aux reports de charge, ce qui a des effets sur les réseaux et sur la production. Ces effets ont été calculés au moyen de modèles de simulation informatisés.

Potentiel de report de la charge relativement élevé, mais avantages faibles

Dans le scénario de l'introduction généralisée de compteurs intelligents, un potentiel de report de la charge de l'ordre de 1 GW peut être exploité (pour un report de charge de l'ordre d'une heure). Cela représente 10% environ de la charge actuelle de tous les consommateurs finaux. En dépit de ce potentiel considérable de report, les effets du report sur les réseaux et sur la production, tels qu'ils ressortent des calculs modélisés, sont relativement faibles (ils se chiffrent en dizaines de millions de francs et se situent dans la fourchette inférieure de cet ordre de grandeur).

Economies d'électricité relativement faibles, mais avantages importants

Selon le scénario de l'introduction généralisée de compteurs intelligents, la demande totale d'électricité se contracte de 1,8 % environ. Cette réduction relativement modeste s'explique notamment par le fait que les gros consommateurs sont déjà équipés d'appareils de comptage et de pilotage. L'introduction de compteurs intelligents ne crée donc pas pour eux d'incitation supplémentaire à consommer l'électricité de manière plus efficace. En revanche, malgré des économies relativement faibles lorsqu'elles sont exprimées en pourcentage, les avantages sont importants: l'illustration 4 montre qu'un déploiement généralisé entraîne un avantage prévisible de l'ordre de 2,5 milliards de francs pour les consommateurs. Les consommateurs ont besoin de moins d'électricité et leur facture d'électricité se trouve de ce fait réduite.

L'avantage indirect le plus important va au consommateur final (ménages/services)

L'illustration 4 montre les coûts et avantages indirects des différents scénarios par rapport au statu quo, avec, pour chaque scénario de déploiement, les écarts entre les valeurs actualisées nettes (VAN) des avantages et coûts indirects cumulés par rapport au statu quo (en rouge pour les coûts supplémentaires, en vert pour les avantages supplémentaires).

L'illustration montre clairement que dans les avantages indirects, ceux des consommateurs d'électricité suisses (surplus des consommateurs) dominent, particulièrement pour les ménages et les services. Pour les coûts de réseau, les économies sont nettement plus faibles. Des pertes sont à prévoir pour les producteurs suisses (surplus des producteurs).

Les résultats diffèrent relativement fortement entre les deux scénarios liés à la demande[2] que sont la "Poursuite de la politique actuelle" et la "Nouvelle politique énergétique": globalement, en termes relatifs, les économies d'électricité sont aussi importantes pour le scénario de nouvelle politique énergétique que pour celui de la poursuite de la politique actuelle; toutefois, en raison de la demande d'électricité plus élevée de ce dernier scénario, les économies d'électricité y sont plus élevées en chiffres absolus. Ce phénomène est l'une des principales raisons pour lesquelles l'avantage indirect des économies d'électricité est plus faible dans le scénario de nouvelle politique énergétique que dans celui de la poursuite de la politique actuelle.

Illustration 4: **Synthèse des coûts et avantages indirects des scénarios de déploiement, présentés séparément pour chacun des deux scénarios dépendant de la demande: "Poursuite de la politique actuelle" et "Nouvelle politique énergétique"**
(en millions de francs, VAN 2015 des coûts/avantages cumulés 2015-2035)

"Poursuite de la politique actuelle"	Status quo +	Introduction sélective	Introduction généralisée	Introduction généralisée +
Exprimé en VAN 2015 (millions de CHF)	Différence avec le statu quo	Différence avec le statu quo	Différence avec le statu quo	Différence avec le statu quo
Coûts de réseau	**47**	**143**	**278**	**318**
Surplus	**724**	**1'250**	**2'507**	**2'866**
- Ménages	500	707	1'064	1'154
- Services	176	427	1'135	1'348
- Artisanat	49	117	307	364
Surplus des producteurs	**-54**	**-147**	**-294**	**-336**
Total des coûts / avantages indirects	**717**	**1'246**	**2'491**	**2'848**

"Nouvelle politique énergétique"	Status quo +	Introduction sélective	Introduction généralisée	Introduction généralisée +
Exprimé en VAN 2015 (millions de CHF)	Différence avec le statu quo	Différence avec le statu quo	Différence avec le statu quo	Différence avec le statu quo
Coûts de réseau	**45**	**0**	**0**	**0**
Surplus	**685**	**1'003**	**1'963**	**2'238**
- Ménages	483	585	871	945
- Services	150	310	810	960
- Artisanat	53	108	282	334
Surplus des producteurs	**-166**	**-230**	**-450**	**-513**
Total des coûts / avantages indirects	**564**	**773**	**1'513**	**1'726**

[2] Pour le détail de ces deux scénarios liés à la demande, se reporter à: OFEN (2011), "Actualisation des perspectives énergétiques 2035".

Avantages pour la stimulation de la concurrence

Seul, le comptage intelligent ne peut pas stimuler la concurrence; toutefois, il peut créer les conditions dans lesquelles la libéralisation prévue des marchés se traduise effectivement par un renforcement de la concurrence et par un marché plus dynamique. Trois aspects liés à ce sujet sont maintenant analysés en détail.

Avantages d'un changement facilité de fournisseur et réduction du pouvoir du marché

Les compteurs intelligents rendent le changement de fournisseur plus efficace. S'il est possible de chiffrer approximativement ce mécanisme, les incertitudes sont importantes. Si l'on change de fournisseur, les économies les plus importantes sont réalisées dans le cadre d'un déploiement généralisé (nous prévoyons une valeur actualisée nette (VAN) cumulée de 150 millions de francs environ pour la période 2015 - 2035 pour un déploiement généralisé, voir illustration 5 ci-après).

Accompagné d'offres adaptées à la clientèle, d'une sensibilité accrue du client pour les prix et d'une meilleure information de celui-ci, le comptage intelligent peut réduire un pouvoir exercé sur le marché par les fournisseurs d'électricité le cas échéant. Ces effets économiques positifs ne peuvent toutefois pas être chiffrés. Relevons que la forme donnée au processus de libéralisation est déterminante en ce qui concerne le pouvoir sur le marché. Le comptage intelligent est l'un des nombreux éléments qui contribuent au bon fonctionnement d'un marché de l'électricité compétitif.

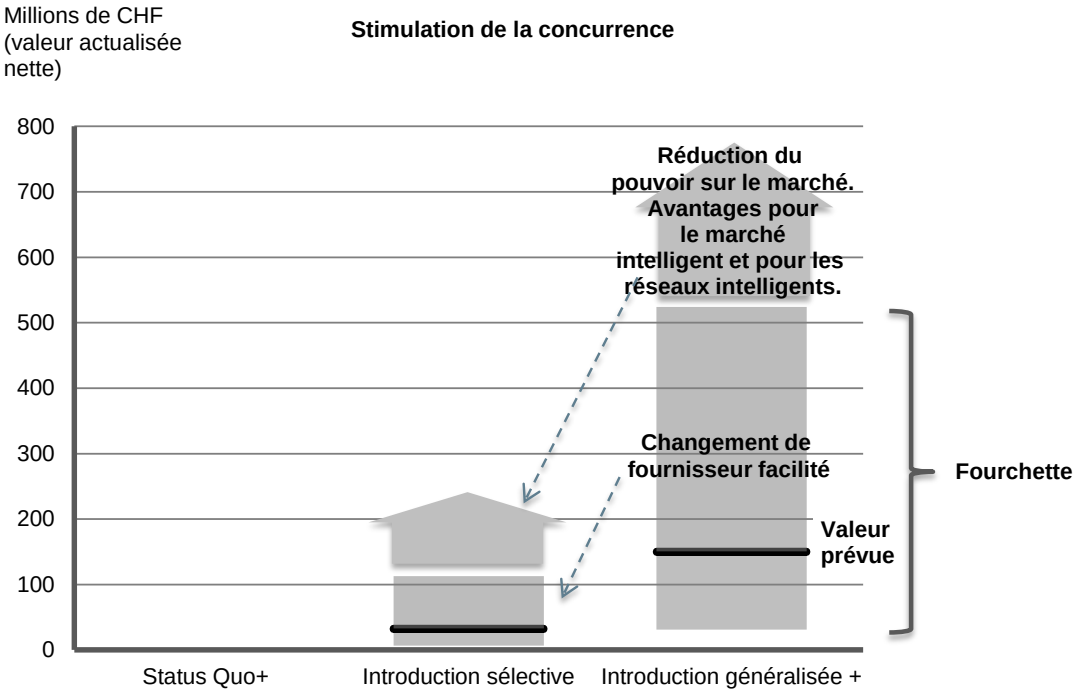
Avantages de l'amélioration de la qualité des prestations et des services (marché intelligent, "Smart Market")

Le comptage intelligent rend possibles de nombreux nouveaux services (comme une tarification plus souple, des services de domotique, des décomptes plus transparents ou encore des conseils énergétiques automatisés par exemple). Ces activités, qui se développent sur des marchés intelligents, sont importantes pour un marché de l'électricité au développement dynamique. Toutefois, les avantages qu'elles peuvent apporter ne sont pas encore prévisibles. Il faut donc renoncer à les chiffrer économiquement.

Avantages de certaines options en lien avec le réseau intelligent ("Smart Grid")

Les compteurs intelligents ne sont pas obligatoires si l'on veut disposer d'un réseau intelligent. Les avantages du comptage intelligent pour les réseaux doivent être cherchés dans une exploitation plus efficace des capacités des réseaux (déjà prise en compte dans les avantages indirects), dans un renforcement de la sécurité des réseaux, dans une mise en relation plus avantageuse des très petits fournisseurs. Le comptage intelligent permet encore à d'autres acteurs de participer au marché concernant la réserve de puissance (par exemple par le rassemblement de la demande au moyen d'agrégateurs ou par le rassemblement de producteurs décentralisés sous forme de "centrales virtuelles").

Illustration 5: **Avantages du comptage intelligent pour la stimulation de la concurrence**
(en millions de francs, VAN 2015 des coûts/avantages cumulés 2015-2035)



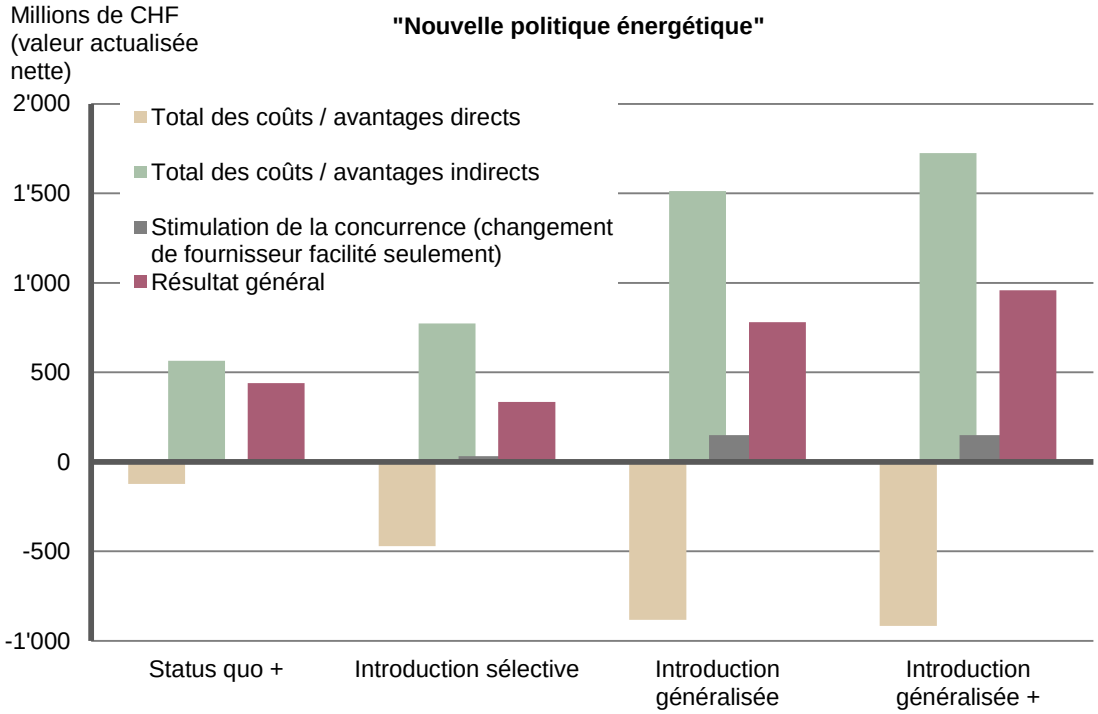
Résultat général

Nous estimons qu'un déploiement généralisé de 2015 à 2035 présentera un résultat positif en ce qui concerne le rapport coûts/avantages et un résultat clairement positif à très long terme.

L'illustration 6 ci-après rassemble les coûts et avantages directs et indirects des différents scénarios de déploiement. Etant donné que les coûts et avantages indirects dépendent du niveau de la demande d'électricité, nous distinguons dans cette étude les résultats selon deux scénarios qui dépendent de la demande, celui de la "Poursuite de la politique actuelle" et celui d'une "Nouvelle politique énergétique" (se reporter également à l'illustration 4). Voici les résultats qui correspondent à l'évolution de la demande selon le scénario d'une "Nouvelle politique énergétique".

L'illustration montre que les avantages globaux les plus importants sont prévisibles avec une introduction généralisée, y compris en comparaison avec un statu quo optimisé, dans lequel l'utilisation efficace de l'électricité est encouragée uniquement au moyen de campagnes de communication.

Illustration 6: **Coûts et avantages globaux pour les divers scénarios comparés au statu quo**
(en millions de francs, VAN 2015 des coûts/avantages cumulés 2015-2035)



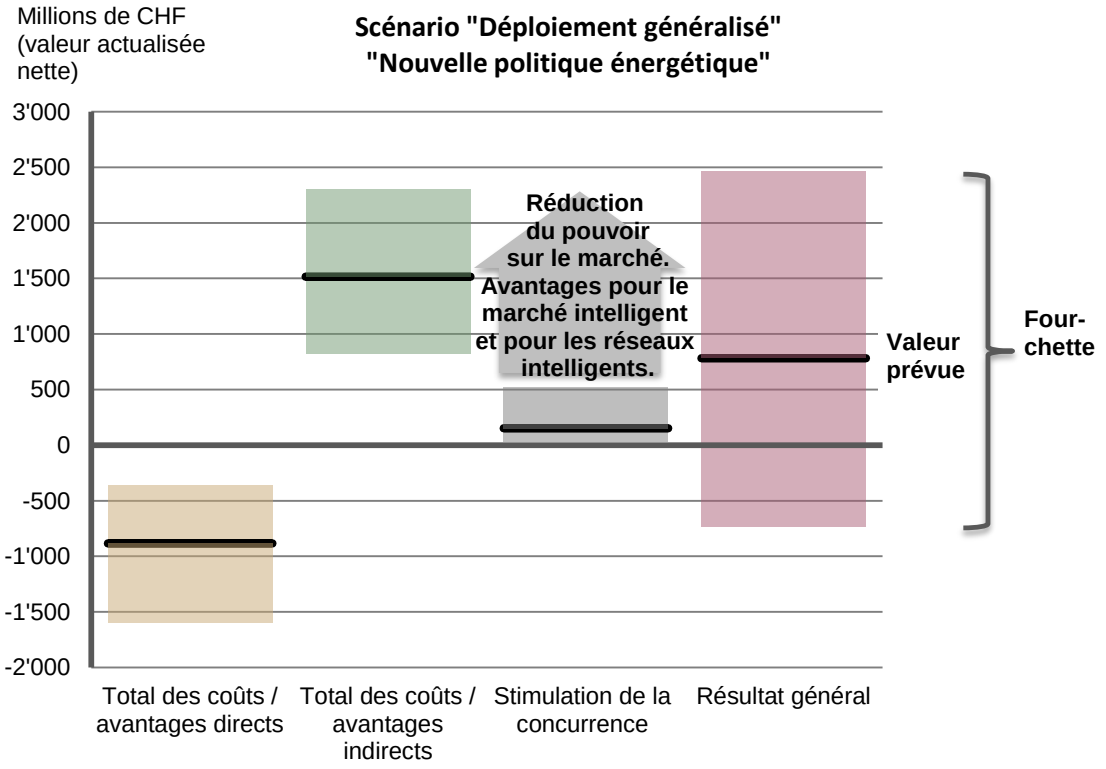
Une évaluation grevée d'incertitudes, aussi bien en ce qui concerne les chances qu'en ce qui concerne les risques

L'illustration 7 montre les coûts, les avantages et les résultats généraux prévus. L'incertitude est présentée par des fourchettes, ou marges, d'approximation. Le scénario "Nouvelle politique énergétique" qui dépend de la demande peut aboutir, dans le cas le moins favorable, à un rapport coûts-avantages négatif. Le risque maximal qu'il est possible de chiffrer se monte à 700 millions de francs environ, cumulés pour les vingt prochaines années. Mais ce risque doit être mis en regard des chances, non chiffrables, que le comptage intelligent permet en stimulant la concurrence.

Si l'on veut un déploiement, qu'il soit généralisé

Comme nous l'avons déjà constaté, un déploiement généralisé présente un risque limité et des chances relativement importantes. Si l'on entend déployer un système de comptage intelligent, il faut donc qu'il soit le plus généralisé possible. Une autre raison qui joue en faveur d'un déploiement généralisé est le fait qu'une introduction sélective n'est pas toujours meilleure qu'un "Statu quo +" (se reporter à l'illustration 6).

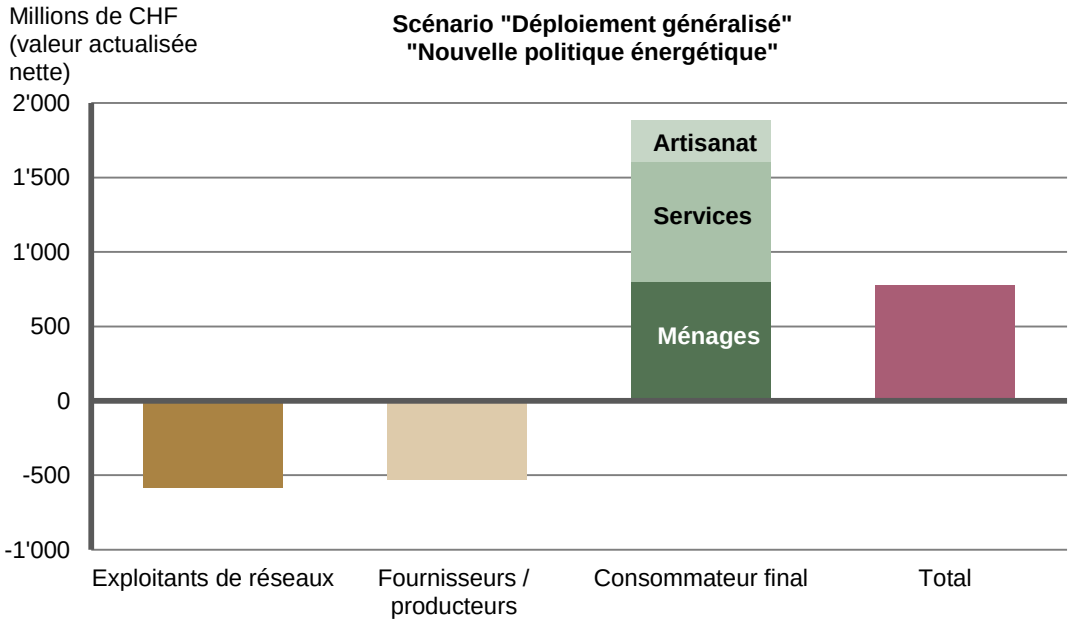
Illustration 7: **Total des coûts/avantages (avec fourchettes) pour le scénario de l'introduction généralisée**
(en millions de francs, VAN 2015 des coûts/avantages cumulés 2015-2035)



Au consommateur final les principaux avantages, aux GRD les coûts

C'est aux consommateurs finaux que reviennent les principaux avantages (voir l'illustration 8), puisque ceux-ci bénéficient directement de la diminution de leur facture d'électricité (la remarque vaut pour ces consommateurs en tant que groupe, car l'introduction de compteurs intelligents peut avoir un impact négatif pour certains ménages en raison des nouvelles grilles tarifaires de l'électricité). Dans le cadre législatif actuel, les GRD supportent la majorité des coûts, car il ne leur est pas possible d'imputer ces coûts directs supplémentaires aux consommateurs d'électricité.

Illustration 8 **Répartition par acteur des coûts et avantages du scénario de déploiement "Introduction généralisée"**
(en millions de francs, VAN 2015 des coûts/avantages cumulés 2015-2035)



Effets légèrement positifs pour l'économie suisse…

Sans être importants, les effets d'un déploiement généralisé sur l'économie suisse sont néanmoins légèrement positifs, avec une augmentation de 0,02% de la production et de la valeur ajoutée. Au total, 650 places de travail environ sont créées, les croissances relatives les plus marquées (+0,14%) étant celles des secteurs de l'énergie (secteurs NOGA 40, 41) et de l'industrie des appareils de communication (secteur NOGA 32).

…entraînant une réduction des coûts externes pour nos voisins européens

Le comptage intelligent fait économiser de l'électricité en Suisse. Les calculs modélisés montrent que le résultat principal de ces économies est un recul des importations d'électricité. Comme nous l'avons déjà mentionné, les principaux bénéficiaires de cette évolution sont les consommateurs suisses d'électricité; pour leur part, les pays limitrophes peuvent prévoir un recul de la production d'électricité d'origine fossile et donc une réduction des coûts externes.

Conclusions et recommandations

Un déploiement est recommandable pour la Suisse du point de vue macroéconomique

Un déploiement du comptage intelligent présente des avantages économiques plus élevés que les coûts: le déploiement est rentable pour l'économie suisse. Les évaluations présentent de grandes incertitudes, mais les chances sont nettement plus importantes que les risques.

Si l'on opte pour le déploiement, qu'il soit généralisé

Un "déploiement sélectif" n'est pas supérieur par tous les aspects au "Statu quo +", ce qui signifie que si l'on opte pour le déploiement, ce déploiement doit être généralisé.

De la nécessité de réglementer un déploiement généralisé, ou le fractionnement des incitations ("Split Incentives")

Les acteurs responsables du comptage, à savoir les GRD, n'ont pas d'incitations à implémenter un déploiement généralisé à long terme: ils supportent en effet les coûts alors que les consommateurs profitent des avantages ("Split Incentives"). Pour un déploiement généralisé du comptage intelligent, souhaitable du point de vue économique, une adaptation de la réglementation est donc nécessaire.

Fixer un calendrier de déploiement, prévoir des sanctions

Les résultats de l'étude d'impact montrent que fixer un horizon d'une dizaine d'années pour le déploiement généralisé n'occasionne pas de pertes importantes en raison du remplacement anticipé de compteurs encore en fonctionnement. Il n'est pas nécessaire de fixer d'objectifs intermédiaires, car il convient que les GRD puissent fixer leurs propres échéances de déploiement avec un maximum de souplesse. Pour assurer le respect du calendrier général de déploiement, il convient de prévoir des sanctions en cas de non-atteinte des objectifs. Les GRD ont besoin de sécurité, notamment pour planifier leurs ressources à moyen et long terme et pour prévoir leurs investissements à moyen terme. Nous recommandons au législateur de communiquer dans les meilleurs délais un calendrier clair concernant la réalisation du déploiement.

Se limiter à des exigences minimales concernant le fonctionnement des compteurs intelligents

Des spécifications détaillées concernant les appareils ne sont pas nécessaires, mais il faut fixer des exigences minimales concernant le fonctionnement des compteurs intelligents et assurer la protection et la sécurité des données.

Accès aux données relevées

Il conviendrait que les données relevées soient accessibles librement, tout au moins pour les consommateurs, les GRD et les fournisseurs. Il serait souhaitable que d'autres acteurs disposent d'un même accès (les conseillers en énergie et les prestataires de services énergétiques par exemple).

Encourager les incitations qui influent sur la demande ("Demand Response")

Installer des compteurs intelligents ne suffit pas pour que le client utilise l'électricité de manière plus efficace. Une règlementation doit encourager de manière ciblée le bon emploi de l'électricité.

Faire du déploiement du comptage intelligent un élément crucial de la stratégie énergétique 2050

Les compteurs intelligents pourront représenter un élément crucial de la stratégie énergétique 2050. En effet:

- les compteurs intelligents sensibilisent aux questions d'électricité: l'électricité – et l'énergie en général – rencontrent une attention accrue.
- les compteurs intelligents encouragent l'innovation: ils offrent un champ nouveau de recherche de solutions créatrices de performance énergétique et de report de la charge et de solutions pour l'injection décentralisée aléatoire – ou stochastique. Or, la stratégie énergétique 2050 mise sur ces innovations.
- les compteurs intelligents rendent les taxes sur l'électricité plus faciles à accepter: ils fournissent des informations sur la manière dont la consommation électrique est influençable individuellement et ils permettent des modèles de tarification différenciés, qui répercutent les coûts de l'électricité de façon plus "équitable" parmi les consommateurs. Autant de facteurs qui jouent en faveur de l'acceptation de taxes.
- Les compteurs intelligents ne sont pas obligatoires si l'on veut disposer d'un réseau intelligent ("Smart Grid"), mais ils apportent certains avantages dans ce domaine, en pleine évolution, ainsi qu'en ce qui concerne le domaine intermédiaire réseau intelligent/marché intelligent. Ces avantages résultent plus particulièrement d'une exploitation plus efficace des capacités des réseaux, d'un renforcement de la sécurité des réseaux, d'une mise en relation plus avantageuse des très petits fournisseurs et de la participation d'autres acteurs au marché de l'électricité.

1 Einleitung

Die Elektrizitätsversorgung der Schweiz wird sich in der Zukunft grundlegend ändern. Die Schweizer Energie- und im speziellen die Elektrizitätsversorgungen stehen vor zwei grossen Herausforderungen:

- Mittel- und langfristige Senkung der gesamten Treibhausgasemissionen
- Ausstieg aus der Kernenergie

Weiter sind die Unsicherheiten in Bezug auf die weitere Entwicklung sind gross. Einige Trends sind aber heute schon erkennbar: die Strommärkte werden weiter liberalisiert, die dezentrale und meist auch volatile Stromeinspeisung wird zunehmen, und längerfristig wird die Elektromobilität eine Rolle spielen. Aber nicht nur die Elektrizitätswirtschaft, sondern auch der Regulator steht vor grossen Herausforderungen. Wie die ausländischen Beispiele – seien es die USA oder EU-Staaten – zeigen, wird das Regulativ an Komplexität deutlich zunehmen.

Das Positionspapier „Smart Grids“ des BFE

Das BFE hat Ende Dezember 2010 sein Positionspapier zu „Smart Grids“ vorgelegt und dabei das weitere Vorgehen des Bundesamts für Energie skizziert: Neben einer „Roadmap Smart Grids“, verstärkter Forschungsanstrengungen und Umsetzungsmassnahmen wurde auch ein „Impact Assessment Smart Metering“ ausgelöst, welches mit diesem Bericht nun vorliegt.

Energiestrategie 2050

Der Bundesrat will in der Schweiz weiterhin eine hohe Stromversorgungssicherheit garantieren - mittelfristig jedoch ohne Kernenergie. Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, setzt der Bundesrat im Rahmen der neuen Energiestrategie 2050 auf verstärkte Einsparungen (Energieeffizienz), den Ausbau der Wasserkraft und der neuen erneuerbaren Energien sowie, wenn nötig, auf fossile Stromproduktion (Wärmekraftkopplungsanlagen, Gaskombikraftwerke) und Importe. Zudem sollen die Stromnetze rasch ausgebaut und die Energieforschung verstärkt werden. Smart Metering soll dabei als eine der vielen Massnahmen dieser Energiestrategie 2050 in der vorliegenden Studie auf ihre Kosten und Nutzen hin untersucht werden. Insbesondere gilt es darzulegen, welchen Stromeinsparbeitrag Smart Metering bringen kann und mit welchen Effekten auf die Stromnetze zu rechnen ist.

Ausgangslage zum vorliegenden „Smart Metering Impact Assessment“

Als ersten Schritt in Richtung «Smart Grid» sieht das 3. Energiebinnenmarktpaket der EU vor, dass bis in zehn Jahren 80% derjenigen Verbraucher mit intelligenter Zählerinfrastruktur («Smart Metering») ausgerüstet werden müssen, sofern die entsprechende volkswirtschaftliche Bewertung positiv ausfällt. In der Schweiz existieren derzeit keine diesbezüglichen gesetzlichen Vorgaben; verschiedene Motionen zum Thema wurden aber dem Bundesrat bereits überwiesen.

Das BFE hat – unabhängig davon, ob und wann ein Energieabkommen zwischen der Schweiz und der EU zustande kommt – dem Konsortium B2E/Ecoplan/Weisskopf/Enco den Auftrag erteilt, ein „Impact Assessment Smart Metering“, angelehnt an die Leitlinien zur Folgenabschätzung der EU,[3] für die Schweiz durchzuführen.

Ziele des „Impact Assessment Smart Metering“

Das Ziel der Studie ist es, verschiedene Szenarien zu einem möglichen Smart-Metering-Rollout zu definieren und diese hinsichtlich wirtschaftlicher, sozialer und ökologischer Kosten und Nutzen zu beurteilen. Dabei soll auch aufgezeigt werden, bei welchen Akteuren diese Kosten und Nutzen auftreten. Der primäre Betrachtungshorizont soll sich auf die Lebensdauer der Smart Meter (ca. 15-20 Jahre) beschränken, aber bei der Beurteilung die Entwicklung hin zu einem „Smart Grid“ – soweit heute abschätzbar – bereits berücksichtigen.

Projektteam

Das vorliegende Impact Assessment wurde durch ein interdisziplinäres Team durchgeführt, das aus dem projektleitenden Institut Bits to Energy Lab der ETH Zürich (B2E), Ecoplan, Weisskopf Partner GmbH und ENCO AG besteht. Zentrale Inputs wurden beigesteuert durch Consentec, den Lehrstuhl für Energiewirtschaft der Universität Duisburg-Essen (EWL) sowie die Wirtschaftskanzlei VISCHER AG in Zusammenarbeit mit FIR-HSG.

Aufbau des Berichts

Im Kapitel 2 werden wichtige Grundlagen dargelegt und der Zusammenhang von Smart Metering und einem künftigen Smart Grid vorgestellt. Dabei finden die einzelnen Akteure, die Funktionalitäten und Technologiemodelle von Smart Metering Berücksichtigung. Weiter wird der Stand von Smart Metering im Ausland dargestellt. Die rechtliche Ausgangslage für die Schweiz und die EU ist im Kapitel 3 zusammengefasst.

Kapitel 4 gibt einen kurzen Überblick zu den in den nachfolgenden Kapiteln zu bewertenden Kosten- und Nutzenkomponenten, zeigt das methodische Vorgehen und legt dar, welchen Beitrag die einzelnen Projektpartner erarbeitet haben. Die auf ihre Kosten und Nutzen zu bewertenden Szenarien für den Rollout der Smart Metering für die Schweiz werden im Kapitel 5 vorgestellt. In Kapitel 6 bis 9 sind die Annahmen und Berechnungen für die einzelnen Kosten- und Nutzenkomponenten der Rollout-Szenarien aufgezeigt. Die zusammenfassende Resultatdarstellung und ein Vergleich mit ausländischen Impact Assessments findet sich in Kapitel 10. Aufbauend auf den Resultaten wird der gesetzgeberische Handlungsbedarf bei einer flächendeckenden Einführung von Smart Metering aufgezeigt (Kapitel 11). Die Schlussfolgerungen und Empfehlungen der Autorenschaft sind Kapitel 12 zu entnehmen.

[3] Europäische Kommission (2009), Leitlinien zur Folgeabschätzung. SEK(2009) 92.

Wie weiter nach dem „Impact Assessment Smart Metering“?

Aufbauend auf den Erkenntnissen des «Impact Assessments» und dem Ausgang der Energieverhandlungen mit der EU wird der Regulator den zusätzlichen Bedarf an regulatorischen Vorgaben (Anpassungen StromVG, EnG, Weisungen ElCom) festlegen.

2 Smart Metering: Begriffe – Akteure – Funktionalitäten

2.1 Begrifflichkeit

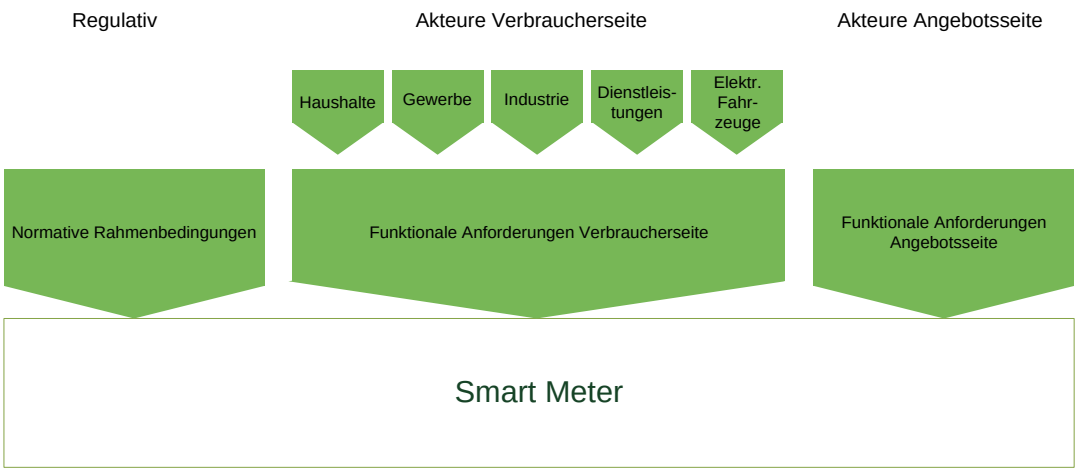
Der Begriff Smart Meter ist eng mit dem Begriff Stromzähler verknüpft. Im Grunde genommen ist ein Smart Meter jedoch nicht an Strom als Energieträger gebunden, sondern intelligente Messgeräte sind für alle leitungsgebundenen Energieträger, also Strom, Erdgas, Flüssiggas, Nah-/Fernwärme und Dampf, aber auch Wasser verfügbar. Die Funktionalität des Strom Smart Meter ist aber am weitesten fortgeschritten und prägt deshalb den Begriff des Smart Meter, besonders im Zusammenhang mit Smart Grids. Im Folgenden ist daher bei der Erwähnung des Begriffs Smart Meter der Stromzähler gemeint. Zähler für weitere Energieträger werden explizit erwähnt.

Für Smart Meter bestehen zum heutigen Zeitpunkt keine allgemein etablierte Mindestanforderungen oder Standardisierungen. Um durch die flächendeckende Einführung von Smart Metern mittels Stromeinsparungen und Lastmanagement einen volkswirtschaftlichen Nutzen (indirekter Nutzen) zu erzeugen, müssen die Geräte akzeptiert und ihre Funktionen in finanziell attraktiver Weise nutzbar gemacht werden. In den folgenden Kapiteln wird der funktionale Rahmen der technischen Anforderungen für künftige Smart Meter dargelegt.

2.2 Akteure und ihr Umfeld

Der Smart Meter stellt die Schnittstelle zwischen Lieferanten/Netzbetreibern (hier unter Angebotsseite zusammengefasst) und Endverbrauchern dar. Die Gruppe der Verbraucher besteht aus verschiedenen Akteuren, die an die Smart-Meter-Nutzung unterschiedliche Ansprüche stellen. Die Akteure und ihr Umfeld werden in den nächsten Kapiteln kurz beschrieben (vgl. Abbildung 2-1).

Abbildung 2-1: Anforderungen der Akteure im Umfeld von Smart Meter



2.2.1 Regulativ

Das Regulativ legt durch normative Rahmenbedingungen den Sicherheitsstandard sowie Anforderungen an die Messgenauigkeit fest. Die Bestimmungen sind allerdings nicht an Smart Meter gebunden, sondern gelten für alle Messinstallationen. Im Weiteren nimmt er Einfluss auf die wettbewerblichen Rahmenbedingungen sowie Fördermassnahmen und regelt die Kostentragung zwischen den Marktakteuren.

2.2.2 Akteure Verbraucherseite

Energiebezüger zeigen in ihren Ansprüchen an die Funktionalität des Smart Meter ein inhomogenes Bild. Sowohl der Energiebedarf als auch das zeitliche Bezugsverhalten sind unterschiedlich. Deshalb wird zwischen fünf Verbrauchergruppen unterschieden.

Die grösste Gruppe stellen die **Haushalte** dar. Die Verbraucher innerhalb der Haushalte sind vergleichsweise homogen. Der Bestand der elektrischen Geräte innerhalb der Gruppe ist vergleichbar, der Energieverbrauch pro Haushalt gering. Auch die Nutzungszeiten variieren innerhalb der Gruppe wenig. Die elektrischen Geräte innerhalb eines Haushalts arbeiten unabhängig voneinander.

Die Gruppe der **Dienstleistungsbetriebe** zeigen ein homogenes Bild, was die Verwendungszwecke der Verbraucher betrifft. Grössenteils sind dies Haustechnik- und Informations- und Kommunikationsanwendungen. Die Verbrauchsmenge hängt jedoch von der Grösse des Betriebs ab. Die Nutzungszeiten sind für alle Betriebe ähnlich. Einige Geräte innerhalb eines Betriebes weisen gegenseitige Abhängigkeiten auf (z.B. Heizsystem und Lüftungssystem).

Das **Gewerbe** bildet eine heterogene Verbrauchergruppe. Die Verbraucher sind vielfältig, folglich auch der Lastgang und der Energiebezug.

Eine weitere Gruppe sind **Industriebetriebe**. Diese können hohe Leistungsspitzen aufweisen und zeigen ein sehr heterogenes Energieverbrauchsbild. Viele Verbraucher sind in Produktionsketten miteinander verknüpft.

Im Hinblick auf die Zukunft zeichnet sich mit den **elektrischen Fahrzeugen** eine weitere Verbrauchsgruppe ab. Fahrzeuge werden zu jeder Tageszeit benutzt, sind jedoch während längeren Zeitperioden geparkt. Für den Startpunkt des Ladezyklus bleibt somit zumindest theoretisch ein grosser zeitlicher Spielraum.

2.2.3 Akteure Angebotsseite

Die Akteure der Angebotsseite im Schweizer Strommarkt sind marktseitig Lieferanten und Händler und netzseitig Netzbetreiber und Bilanzgruppenverantwortliche. Für Gas, Wärme oder Wasser nimmt das entsprechende Versorgungsunternehmen die Rolle des Akteurs ein.

2.3 Anforderungen an den Smart Meter aus Sicht der Akteure

2.3.1 Verbraucherseitige Akteure

Haushalte

Analysen zeigen, dass eine zeitnahe Energiekostenabrechnung und eine adäquate Darstellung von Verbrauchsdaten zu einer Energieeinsparung durch Verhaltensänderung der Kunden führen.[4] Für Haushalte sollte der Smart Meter demnach den Bewohnern zeitnah Informationen über den aktuellen Verbrauch zukommen lassen. Dies kann über eine Anzeige direkt im Haus, oder über den Umweg eines hausexternen Informationssystems erfolgen. Die Information soll entweder online, per Smartphone oder über ein zusätzliches lokales Panel zu Verfügung gestellt werden. Die heutige Smart-Meter-Generation verfügt bereits über eine lokale Schnittstelle. Auf europäischer Ebene sind Anstrengungen im Gange, die Normung der Kommunikationsschnittstelle voranzutreiben.[5]

Der Datenschutz und die Datensicherheit muss im Zusammenhang der durch Smart Meter generierten Messdaten gewährleistet sein. Eine sichere Datenübermittlung ist durch geeignete Verschlüsselungsmethoden zu garantieren. Die Weitergabe und Speicherung von nicht abrechnungsrelevanten Nutzungsdaten sowie Echtzeitdaten an die Lieferanten bzw. Netzbetreiber soll gemäss dem Eidgenössischen Datenschutz- und Öffentlichkeitsbeauftragten (EDÖB) vertraglich geregelt werden.[6] Der Zugriff auf Messdaten ist zu kontrollieren und zu protokollieren.

Als Messinstrument für Energieverbrauchsdaten eignet sich der Smart Meter auch für Anwendungen im Smart-Home-Bereich. Für automatisierte Lastmanagementaufgaben benötigt ein Smart Meter mehrere programmierbare Signalausgänge (Direct Load Control). Über solche Ausgänge können ausgewählte schaltunempfindliche Geräte direkt adressiert und beispielsweise mittels eines Schützes geschalten werden, vergleichbar mit der Schaltfunktionalität heutiger Rundsteuerungen. Entwicklungen in Richtung Direct Load Control sind im Gange[7], aber noch nicht Stand der Technik. Aufgaben des Lastmanagements müssen jedoch nicht explizit vom Smart Meter übernommen werden, sondern können auch über externe, mit derselben Technologie wie der Smart Meter funktionierende Lastschaltgeräte abgedeckt werden.

Parallel zu den Signalausgängen muss der Smart Meter eine Schnittstelle für standardisierte Gebäudekommunikationssysteme enthalten, damit zukünftige potenzielle Lasten über ein Kommunikationsprotokoll angesprochen und Verbrauchsdaten an Smart-Home-Systeme

---

[4] Vgl. Bundesamt für Energie (2009, S. 49), Smart Metering für die Schweiz.

[5] Vgl. Bundesamt für Energie (2009, S. 16), Smart Metering für die Schweiz.

[6] Vgl. EDÖB (2011), Der Einsatz von digitalen Stromzählern.

[7] Vgl. E-Energy (2011), Smart Watts - Im Internet der Energie.

übermittelt werden können. Eine zusätzliche Schnittstelle zur Übermittlung eines Statusfeedbacks der potenziellen Lasten (z.B. Betriebszustand, Temperatur, etc.) ohne Kommunikationsbus ist zwar denkbar, wegen der Vielfalt möglicher Geräte ohne Standardisierung jedoch nicht machbar.

In Wohngebäuden werden neben Strom weitere leitungsgebundene Energieträger sowie Wasser gemessen. Der Smart Meter soll zur Auslese dieser einfacheren Zählgeräte einen Kommunikationsbus anbieten, damit Verbräuche den Benutzern ebenfalls kommuniziert werden können.

Gewerbe

Viele Gewerbebetriebe sind in Wohnhäusern eingemietet oder teilen sich ein Gebäude oder sogar Anlagen (z.B. Druckluft) mit andern Betrieben. Die Wirkungsmöglichkeit der Smart Meter beschränken sich jedoch auf die Betriebssystemgrenzen des Gewerbebetriebs. Die Gebäudetechnik, die Potenzial für Lastmanagement bietet, muss durch einen unabhängigen Smart Meter angesprochen werden. Es ist daher sinnvoll, innerhalb von Gebäuden mit mehreren Nutzern (auch Mehrfamilienwohnungen) einen der installierten Smart Meter (zum Beispiel jenen des Vermieters) für Gebäude-Lastmanagementaufgaben zu bestimmen. Für den Vermieter fehlt jedoch oft der Anreiz, Lastmanagement zu betreiben oder Energie zu sparen, da die Kosten dem Mieter übertragen werden können.

Im Vergleich zu den Haushalten zahlen Gewerbebetriebe Leistungskosten. Sie haben grosses Interesse, diese durch Betriebszeitenoptimierung einzelner Geräte tief zu halten. Dank ihrer Flexibilität können sie ihre Abläufe auch ohne Lastmanagementsystem optimieren, brauchen jedoch Informationen zur aktuellen Last. Für Gewerbebetriebe bietet das Echtzeit-Feedback des aktuellen Energieverbrauchs und der Last (Smart Monitoring) den grösstmöglichen Nutzen.

Die bei Haushalten nachgewiesenen Energieeinsparungen durch zeitnahe Abrechnung sind auch bei Gewerbebetrieben denkbar, da Betreiber neben der aktuellen Last auch den Energieverbrauch ständig kommuniziert bekommen würden.

Industriebetriebe

Der Energiespareffekt durch zeitnahe Abrechnung gilt ab einer bestimmten Unternehmensgrösse nicht mehr, da es sich einerseits beim Stromkunden und Stromverbraucher nicht um den gleichen Personenkreis handelt und anderseits die Flexibilität, Abläufe oder Verhalten anzupassen, klein ist. Dafür bieten Industrieprozesse grosses Potenzial für Lastmanagement (vgl. auch Abschnitt 7.16.2).

Viele Industriebetriebe produzieren in komplexen Abläufen. Damit grossflächig Lastmanagement betrieben werden kann, braucht es geeignete betriebliche Lastmanagementsysteme und einen Anreiz, diese einzuführen. Ein Smart Meter muss daher entsprechende Schnittstellen besitzen, um dem betriebsinternen Lastmanagementsystem die aktuellen Verbrauchswer-

te und Energie- und Leistungskosten in geeigneter Weise mitzuteilen. Durch Smart Monitoring wird die Funktionalität des betriebsinternen Lastmanagementsystems erhöht.

Einfache Lasten sollen direkt mit dem Smart Meter verbunden werden können. In wenig komplexen Betrieben können Smart Meter die herkömmlichen Energiemanagementsysteme (konventionelle Zähler, Messbus, Energiebuchhaltungssysteme, Energievisualisierungssysteme, Meldungssysteme für Störungen, Lastmanagementsysteme) sogar teilweise ersetzen.

Für Firmen, die mehrere Messstellen aufweisen und ihren Betrieb bereits mit einem Gebäude- oder Lastmanagementsystem ausgerüstet haben, stellt sich die Frage, welche Funktionen jeder einzelne Smart Meter übernehmen soll. Da Gebäude oder Lasten zentral organisiert sind, wird einer der Smart Meter die Kommunikation mit dem Gebäudemanagementsystem übernehmen müssen. Ein ähnliches Problem stellt sich für Firmen, die über mehrere Messstellen verfügen und deren Verbraucher untereinander vernetzt sind. Auch hier ist eine hierarchische Smart-Meter-Struktur in Betracht zu ziehen.

Um die Komplexität zu entschärfen, könnte verlangt werden, dass Unternehmen mit mehreren Messstellen einen übergeordneten Smart Meter erhalten und folglich nur noch eine Messstellen aufweisen.

Dienstleistungsbetriebe

Wie bereits bei den Industriebetrieben erwähnt, bietet der Smart Meter kaum energetisches Einsparpotenzial bei grösseren Unternehmen. Dafür bieten Bürogebäude grosses Potenzial für Lastmanagement.

Dienstleistungsbetriebe sind mehrheitlich in grösseren Bürogebäuden untergebracht, oftmals mehrere Firmen in einem Gebäude. Die Firmen teilen sich die Gebäudeinfrastruktur, die Verrechnung erfolgt nach Benutzerfläche oder Verbrauch. Die für Lastmanagement geeignete Haustechnik wird mit einem dem Vermieter zugeordneten Smart Meter verbunden, damit die Verbräuche zentral erfasst werden. Wie oben beschrieben, fehlt jedoch in dieser Konstellation für den Vermieter oft der Anreiz, Lastmanagement zu betreiben oder Energie zu sparen, da er alle Kosten an die Mieter weitergeben kann.

Für grosse Unternehmen mit einem umfassenden betrieblichen Lastmanagementsystem und mehreren Zählstellen gelten die gleichen Überlegungen, wie sie bei den grossen Industriebetrieben diskutiert werden.

Elektrische Fahrzeuge

Um einer hohen Netzbelastung durch gleichzeitiges Laden von Fahrzeugbatterien entgegen zu wirken, sollten Smart Meter anhand des Netzstatus den Zeitpunkt des Ladevorgangs beeinflussen. So könnte der Netzstatus an das Ladegerät weitergegeben werden, damit dieses unter Berücksichtigung weiterer Parameter (z.B. Ladezustand, verbleibende Reichweite, Tageszeit, etc.) entscheiden kann, wann die Ladung erfolgen soll. In Extremfällen würde eine

Ladung auch zu Spitzenlastzeiten stattfinden, allerdings hätte dies für den Konsumenten höhere Kosten zur Folge.

Der Smart Meter sollte daher Netzstatusinformationen über seine Kommunikationsschnittstellen weitergeben können. Bei fehlender Smart Meter Funktionalität sind die Informationen zum Netzstatus durch den Netzbetreiber durch andere Mittel zu Verfügung zu stellen.

2.3.2 Angebotsseitige Akteure

Auf der Angebotsseite verfolgen die Akteure unterschiedliche Interessen. Der Netzbetreiber hat Interesse an einer kostengünstigen Infrastruktur, der Lieferant oder Händler an einem kostengünstigen automatisiertem Mess- und Abrechnungsprozess. Für den Bilanzgruppenverantwortlichen steht eine ausgeglichene Leistungsbilanz der Bilanzgruppe im Vordergrund.

Für die netzseitigen Akteure ist die Lastmanagementfähigkeit des Smart Meter zentral. Beeinflussbares Lastverhalten ermöglicht eine bessere Ausnützung der Netzinfrastruktur und vermeidet Überkapazitäten.

Für die marktseitigen Akteure steht die Datenerfassung im Mittelpunkt. Die Anforderungen bezüglich Datenerfassung werden mit heutigen Metern bereits abgedeckt. Die Datenübertragung von Preissignalen oder des Netzstatus zuhanden der Verbraucher ist heute ebenfalls möglich, aber noch nicht grossflächig erprobt.

Der Anschluss von Fremdzählern an Smart Meter ist heute über spezielle Gateways möglich. Für eine flächendeckende Verbreitung von Energiezählern ist ein hoher Standardisierungsgrad Voraussetzung. Die Minimalanforderungen für Smart Meter auf funktioneller Basis sind in Abbildung 2-2 aufgeführt. Eine detaillierte Klärung weiterer Standardisierungsanforderungen ist wichtig, geht aber über das Thema dieser Studie hinaus.

Die Benutzung eines Smart Meter zur Messung und Verrechnung anderer Energieträger wie Gas oder Wasser, setzt die Klärung der rechtlichen Verhältnisse bei der Mitbenutzung des Smart Meter voraus. Die Festlegung der Kostenträgerschaft der unterschiedlichen Sparten (Strom, Wasser und Gas) ist so zu lösen, dass für alle Beteiligten (reine Stromnetzbetreiber wie auch Querverbundunternehmen) transparente Regeln (z.B. pauschale Erträge pro Messstelle) gelten.

2.4 Smart Meter - Technische Anforderungen

2.4.1 Technik heute

Ein Smart Meter kann sowohl Daten empfangen als auch Daten an zentrale Systeme senden. Es kann zeitnah über den tatsächlichen Energiefluss (Verbrauch oder Erzeugung) auf geeigneten Medien informieren, Tarifumschaltungen flexibel anbieten oder einzelne dafür definierte, d.h. nicht abwurfkritische Verbraucher zu- oder abschalten. Bei einem Smart Meter mit obigen Eigenschaften spricht man von Automated Meter Management (AMM). Ein Smart

Meter, der auf die Fernauslesung beschränkt ist, wird als Automated Meter Reading (AMR) bezeichnet. Gegenstand der weitergehenden Betrachtungen ist AMM.[8]

2.4.2 Grundanforderungen

Aus den Anforderungen der Akteure ergibt sich für einen Smart Meter folgender Funktionsumfang (Abbildung 2-2):

[8] Ein Überblick über Smart Meter-Architekturen findet sich in BFE (2009), Smart Metering für die Schweiz - Potenziale, Erfolgsfaktoren und Massnahmen für die Steigerung der Energieeffizienz.

Abbildung 2-2: Anforderungen an die Funktionalität von Smart Metern

Smart Meter Typ	Anforderungen an die Funktionalität
Strom-Smart Meter	**Minimalanforderungen** – Erfüllung Eichvorschriften und Einhaltung Genauigkeitsgrenzen – Plug & Play Fähigkeit (sowohl installationstechnisch wie auch systemtechnisch) – Offener Kommunikationsstandard (z.B. IP v.6) – Bi-direktionale Kommunikation mit der Kommunikationsstelle des Netzbetreibers – Realtime-Verbrauchsmessung (bidirektionale Energieflussmessung) – Realtime-Anzeige für Verbrauch, Netzstatus, etc. (verschiedene Informationsmedien denkbar wie lokales Display, Smart-Phone App, Webseite, etc.) – Zählerstände mit Datum und Zeit alle 15 Minuten speichern, Datenvorhaltung für mindestens 100 Tage – Tägliche Erfassung der abrechnungsrelevanten Grössen – Fernauslesung durch Netzbetreiber (täglich oder bei Bedarf) – Zählerstände an betriebliche Monitoring-/Managementsysteme über standardisiertes Interface weiterleiten – Programmierbare Logik zur Fernsteuerung und -freigabe von Lasten (inkl. Leistungsbegrenzung), entsprechende Ausgänge für einfache Schaltsignale und Kommunikationsinterface – Empfang von Tarif relevanten Informationen in 15 Minuten Schritten (entweder direkt von der Kommunikationsstelle des Netzbetreibers oder indirekt über das Web bei vorhandenem LAN-Anschluss) – Spannungsabfallsichere Speicherung von Daten und Einstellungen – Erfassung von Versorgungsunterbrüchen und Spannungsqualitätsparametern – Aufnahme und Weiterleitung von Daten externer Zähler – Sichere Datenkommunikation zwischen Smart Meter, netzseitigen Kommunikationspartner und Empfängern im Haus durch Verschlüsselung – Algorithmen zur Gewährleistung der Datenkonsistenz, Zugriffskontrolle inkl. Protokollierung bei der Datenauslesung
	Erweiterte Anforderungen **Anwendungen: Smart Monitoring, Smart Home, Smart Market** – Empfang von Tarif relevanten Informationen in Echtzeit (event-basiert, nach Präferenz des Verbrauchers) – Weiterleitung von Tarif relevanten Informationen oder Netzstatusinformationen an lokale Managementsysteme – Betriebs- und Nutzungskontrolle durch Deaktivierungsmöglichkeit durch Netzbetreiber (z.B. bei Umzug, Netz-Notfällen, etc.) – Einhaltung maximaler Reaktionszeiten für Smart Market Dienstleistungen wie beispielsweise Lastschaltungen
Gas-Smart Meter	– Erfüllung Eichvorschriften und Einhaltung Genauigkeitsgrenzen – Zählerstände mit Datum und Zeit alle 60 Minuten messen und speichern inkl. Speicherung der Daten bei möglichen Ausfällen – Einmal täglich mit Strom-Smart-Meter oder Datenkonzentrator kommunizieren – Einmal täglich Zählerstand an betriebliche Monitoring-oder Managementsysteme über entsprechendes Interface weiterleiten
Nah-/Fernwärme-, Dampf- und Wasser-Smart Meter	– Sie sind noch weniger normiert als Strom- und Gas-Smart-Meter. Sinnvollerweise werden die gleichen Anforderungen wie bei einem Gas-Smart Meter gesetzt.

Aufgrund der in Abbildung 2-2 beschriebenen Funktionalitätsunterschiede verschiedener Smart Meter ist es notwendig, dass die Verbreitung der Smart Meterin zur Strommessung vor oder mindestens gleichzeitig mit den Smart Metern für andere Medien erfolgt.

Die zusammengetragenen funktionalen Anforderungen stellen die Sicht der Anwender dar. Um einheitliche Funktionen, insbesondere Plug & Play Eigenschaften, zu gewährleisten, sind Standardisierungen im Bereich der Schnittstellen, Protokolle und Datenformate unumgänglich.

2.5 Smart Grid und Smart Metering

2.5.1 Definition Smart Grid

Der Begriff *Smart Grid* steht für die kommunikative Vernetzung und Steuerung von Stromerzeugern, Speichern und Verbrauchern im Übertragungs- und -verteilnetz. Im Positionspapier zu Smart Grids definiert das Bundesamt für Energie den Begriff folgendermassen:[9]

Definition «Smart Grid» gemäss Positionspapier BFE

Als ein «Smart Grid» wird nachfolgend ein elektrisches System verstanden, das unter Einbezug von Mess- sowie meist digitaler Informations- und Kommunikationstechnologien den Austausch elektrischer Energie aus verschieden gearteten Quellen mit Konsumenten mit verschiedenen Bedarfscharakteristika sicherstellt. Ein solches System trägt den Bedürfnissen aller Marktakteure und der Gesellschaft Rechnung. Die Nutzung und der Betrieb des Systems können dadurch optimiert, die Kosten und der Umwelteinfluss minimiert und die Versorgungsqualität und -sicherheit gewährleistet werden.

Der Definition entsprechend können zahlreiche Komponenten auf unterschiedlichen Spannungseben und bei verschiedenen Akteuren als Teil eines Smart Grids angesehen werden. Beispiele sind Sensorknoten und Kommunikationsmodule zur Überwachung des Netzzustandes ebenso wie netzwerkfähige Schaltanalgen, Informationssysteme zur Koordinierung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen oder (zukünftige) Agentensysteme, die automatisch Anlagen in Abhängigkeit von Strompreisvorhersagen steuern. Auf Seite der Haushaltskunden kann zudem die Steuerung von Geräte wie Warmwasserboilern, Wärmepumpen oder weisser Ware sowie die Messdatenerfassung für eine zeitlich hochauflösende Abrechnung unter dem Begriff Smart Grid subsumiert werden. Hier wird deutlich, dass eine Abgrenzung zu anderen Schlüsselkomponenten wie Rundsteuereinrichtungen und Smart Metern nicht überschneidungsfrei möglich bzw. sinnvoll ist.

Smart Meter dienen primär der automatisierten Verbrauchsdatenerfassung und -kommunikation und bilden damit eine mögliche Komponente bzw. eine Teilmenge eines Smart Grids. Die elektronischen und kommunikationsfähigen Zähler können durch Schaltmodule ergänzt werden und so indirekt auch Rundsteuer-Aufgaben übernehmen. Darüber hinaus lassen sich auch Aufgaben zur Überwachung der Netzqualität mit Smart Metern unterstützen. Damit schaffen Smart Meter eine umfassende Datengrundlage zur Messung und Steuerung von Stromerzeugern, Speicher und Verbrauchern.

[9] Bundesamt für Energie (2010), Positionspapier zu "Smart Grids".

Ein Smart-Meter-Rollout ermöglicht ein breites Spektrum an Funktionen, die in der vorliegenden Studie berücksichtigt werden und eine Entwicklung in Richtung Smart Grid aufzeigen. In Kapitel 7 erfolgt unter anderem eine Beurteilung der Kosten und Nutzen der Kommunikation von Verbrauchsdaten, Lastverschiebung und Lastmanagement, neuen Tarifmodellen und zukünftige Netzausbauten. Ausserdem erfolgt in Kapitel 8 eine Abschätzung neuer auf Smart Metering basierender Dienstleistungen.

Der flächendeckende Einsatz von Smart Metering verfeinert das heutige Messnetz und erweitert dieses in seiner Funktionalität. Smart Meter werden somit ein wesentlicher Bestandteil eines zukünftigen smarten Netzes sein. Kück[10] zeigt einen Eigenschaftsvergleich bestehender und smarter Netze. Folgende Eigenschaften können mit der Funktionalität von Smart Metern in Verbindung gebracht werden:

Abbildung 2-3: Durch Smart Meter beeinflussbare Eigenschaften des Smart Grids

Bestehende Netze	Smart Grids
Begrenzte Anzahl Kontrollpunkte zur Netzregulierung und Stabilitätssicherung	Grosse Anzahl Kontroll- und Regelmöglichkeiten zur Sicherstellung der Netzstabilität
Manuelle Reaktion auf kritische Netzsituationen	Verringerung der Blackout-Gefahr durch Vorbeugemöglichkeiten dank verbesserter Vorhersagemöglichkeiten
Begrenzte Lastflusskontrolle	Gezielte Regelung und Kontrolle von Lastflüssen dank zusätzlicher Messstellen und zusätzlicher Regelreserven
Intransparenter und nicht regelbarer Stromkonsum	Genaue Verbrauchsüberwachung, Möglichkeit zu netzabhängigem Lastmanagement

Quelle: Kück (2009), Stromfluss und IT: Zwischen Erzeugung und Verbrauch, S.101.

Die Transformation des heutigen Netzes in ein zukünftiges Smart Grid ist ein kontinuierlicher Prozess. Die Integration von Smart Metern bedeutet einen Entwicklungsschritt auf diesem Weg. Die "Smartness" eines Netzes ist eng verknüpft mit der Möglichkeit, Netzzustände in "Echtzeit" zu erfassen und zu steuern.

2.5.2 Erwartungen an das Smart Grid

An das künftige Stromversorgungssystem werden insbesondere der erwartete Anteil an erneuerbaren Energien und die dezentralere Erzeugungsstruktur besondere Anforderungen stellen. Die Stromproduktion mit Solar- oder Windenergie ist aufgrund der hohen Abhängigkeit von den Wetterbedingungen starken Schwankungen unterworfen. Durch die zunehmen-

[10] Kück (2009), Stromfluss und IT: Zwischen Erzeugung und Verbrauch.

de Anzahl dezentraler Stromproduktionsanlagen (Photovoltaik, kleine Wärmekraftkopplung) können sich die Lastflüsse im Verteilnetz massiv verändern. Die Nutzung der Wind- resp. Sonnenenergiepotenziale aus der Nordsee resp. Nordafrika erfordert einen Ausbau der Übertragungskapazitäten. Aus den genannten Punkten können sich folgende generellen Bedürfnisse ergeben:

- veränderte Kapazitäten im Verteilnetz
  (grundsätzlich ist ein Mehr- oder ein Minderbedarf möglich)
- höhere Transportkapazitäten im Übertragungsnetz
- zusätzliche Speicherkapazitäten
- zusätzliche Regelleistung und/oder verbesserte Prognosen, um Verbrauch und Erzeugung genauer vorherzusagen und so den Bedarf an Regelenergie zu reduzieren
- verstärkte Flexibilität bei der Stromerzeugung und/oder bei den Verbrauchern, um Produktion und Verbrauch zeitlich besser aufeinander auszurichten

Der Nutzen von Smart Metering bezüglich Netzausbau und Netzkosten wird in Abschnitt 7.17 untersucht. Zahlreiche Funktionen eines Smart Grids (z.B. eine Verbesserte Überwachung des Netzzustandes) lassen sich auch mit zusätzlichen, verteilten Sensorknoten (also nicht zwangsläufig mit einem flächendeckenden Rollout von Smart Meter) erreichen.

2.5.3 Smart Markets

Die Bundesnetzagentur[11] regt dazu an, parallel zur Bezeichnung "Smart Grid" die Bezeichnung "Smart Market" einzuführen, mit dem Ziel netzdienliche und marktdienliche Funktionalitäten klarer zu unterscheiden. Unter die Bezeichnung Smart Market fallen Marktdienstleistungen, die unter heutigen und zukünftigen Marktpartnern angeboten werden und auf den Kapazitäten und der Intelligenz des Netzes beruhen. Die Abgrenzung der Begriffe Smart Grid und Smart Market kann anhand der Frage erfolgen, ob es sich um Energiemengen oder -flüsse (Marktsphäre) oder Kapazitäten (Netzsphäre) handelt. Allerdings ist diese Unterscheidung gerade im Kontext des Netzkapazitätsmanagement schwierig zu fassen.

Marktdienstleistungen wie das Anbieten von Systemdienstleistungen, Anwendungen im Smart Home Bereich oder auch E-Mobility stellen hohe Anforderungen an die Netz- und Smart Meter-Infrastruktur sowie die Kommunikationstechnologie. Für die Entwicklung der technischen Voraussetzungen von "smarten"-Anwendungen wird neben den Marktbedingungen die Nachfrage nach Dienstleistungen entscheidend sein. Investitionen werden nur dann getätigt, wenn die Erfolgsaussichten ausreichend gross sind.

Eine mögliche zukünftige Markdienstleistung im Zusammenhang mit Smart Metering liegt im Bereich des Lastmanagements. Smart Metering kann den Bedarf an Regelleistung durch verbesserte Prognostizierbarkeit der Nachfragekurve reduzieren oder durch individuelle End-

[11] Bundesnetzagentur (2011), „Smart Grid“ und „Smart Market“.

kundenreaktionen erhöhen. Schliesslich kann ein Verbund von über Smart Metering beeinflussbaren Verbrauchern als Anbieter von Regelleistung auftreten. Die damit verbundenen finanziellen Auswirkungen werden in Abschnitt 7.17 behandelt. So könnte zum Beispiel ein Verbund von Kühlhausbetreibern mit der Anschlussleistung von mehreren MW als Anbieter von sekundärer Regelenergie auftreten. Um als Systemdienstleister aufzutreten, muss die Funktionalität der Smart Meter den Anforderungen von Swissgrid entsprechen.[12] Eine Integration der benötigten Funktionen (Monitoring, Anbindung ans Angebotssystem, usw.) ist machbar. Durch Anpassungen der Marktbedingungen kann der Markteintritt von neuen Dienstleistern gefördert werden.

Smart Metering kann durch Lastreduktion und Lastverschiebung auf der Stromerzeugungsseite zu einem finanziellen Nutzen führen. Die Auswirkungen werden in Abschnitt 7.19 ermittelt.

2.6 Smart Home und Smart Metering

Smart Home ist ein Überbegriff für die Datenvernetzung, Statusüberwachung und Fernsteuerbarkeit von Geräten in privaten Haushalten. Mögliche Funktionen sind etwa die automatisierte Steuerung der Beleuchtung in Abhängigkeit vom Tageslicht, die Überwachung von Türen und Fenstern sowie die Optimierung der Heizung in Abhängigkeit von der Anwesenheit der Bewohner. Abbildung 2-4 zeigt einen Überblick von automatisierten Smart Home-Funktionen.

Der Überbegriff Smart Home beinhaltet *nicht* zwangsläufig Smart Metering (etwa das Messen, Anzeigen und Kommunizieren von Energieverbrauchsdaten zum Messstellenbetreiber). Zum Beispiel setzt die Steuerung von Heizkörpern, Lichtschaltern und weiterer Haushaltsgeräte per Smartphone Applikation keinen Smart Meter voraus. Dennoch können Smart Meter den Funktionsumfang von Smart Home Anwendungen erweitern, indem etwa Verbrauchs- oder Preisinformationen in Steuerungs- oder Optimierungsmechanismen eingebunden werden. Allgemein ist zu erwarten, dass die Verbreitung von Smart Metern die Adoption von Smart-Home-Anwendungen begünstigt, sei es durch die erwähnte Nutzung von Verbrauchsdaten oder durch mit Smart Metern umsetzbare Tarifstrukturen, die etwa Anreize für eine zeitliche Verschiebung des Strombezuges (Lastverschiebung) setzen. Da für den Endverbraucher Smart-Metering-Dienstleistungen (z.B. Visualisierung des Verbrauches auf dem Smartphone) nicht unbedingt von Smart-Home-Anwendungen (z.B. Steuerung eines Verbrauchers über ein mobiles Gerät) zu unterscheiden sind, kann Smart Metering zusätzlich das Bewusstsein für solche angrenzenden Dienstleistungen fördern und deren Absatz begünstigen.

[12] Swissgrid (2008), Schnittstellenhandbuch Systemdienstleistungen und Swissgrid (2011), Grundlagen Systemdienstleistungsprodukte.

Abbildung 2-4: Automatisierte Smart-Home-Funktionen im Überblick[13]

Kategorie	Funktion
Heizung	Heizungsanlage, Temperaturregelung, integrierte Wetterstation
Lüftung/Klima	Zu- und Abluftregelung, Schadstoffableitung, Ventilation
Sanitär	Trink-, Brauch- und Abwasser; Installation, Armaturen
Elektrik	Installation, Verteilung
Licht	Beleuchtung, Lichtmanagement/Szenarien, Storen/Rollos
Zutritt	Zutrittskontrolle, Klingelanlage, Schlösser, Anwesenheits- und Bewegungserfassung
Überwachung	Technische Alarme für Feuer, Rauch, Gas; Glasbruchmelder, Video; Babyphon, Urlaubswachschutz
Notfall	Sprinkleranlagen, unabhängige Stromversorgung, Fluchtwegsystem
Umfeld	Grünflächen-/Gartenberegnung, -düngung

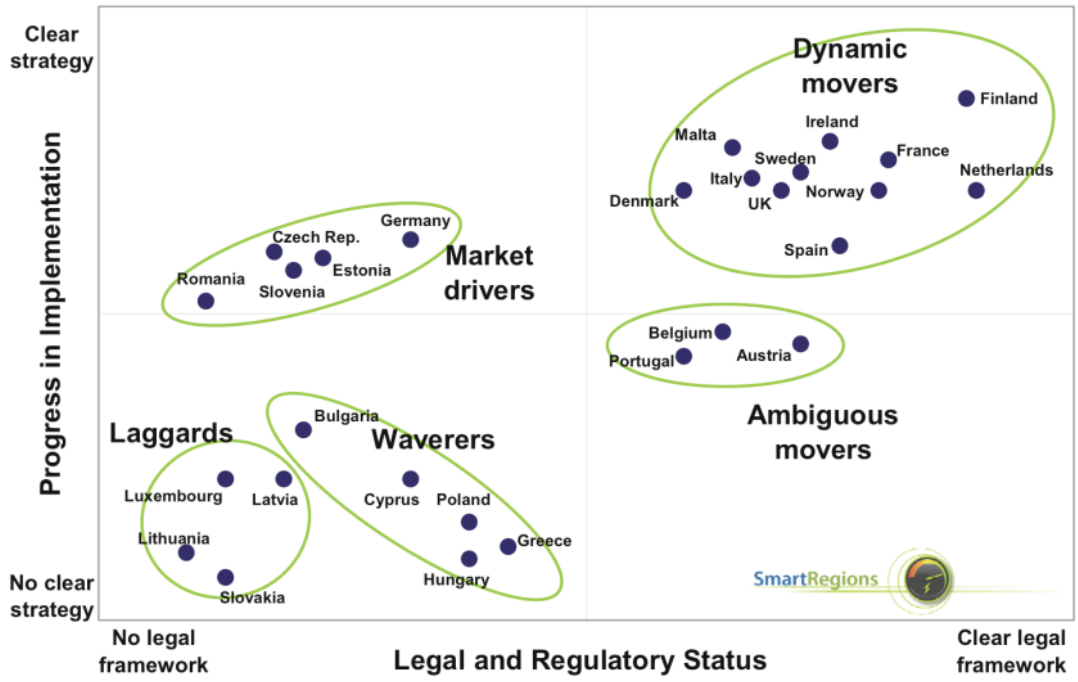
2.7 Stand von Smart Metering im Ausland

Der Stand von Smart Metering ist von Land zu Land unterschiedlich. Im europäischen Ausland zeichnet sich jedoch insgesamt eine Entwicklung hin zu einer umfangreicheren Einführung ab. Dies betrifft z.B. Österreich, welches noch im Februar 2011 als „unentschlossen" hinsichtlich der Einführung von Smart Metering eingestuft wurde[14] und nur knapp zehn Monate später einen flächendeckenden Rollout ankündigte. Gemäss der Überblickstudie European Smart Metering Landscape Report verläuft die Einführung von Smart Metering in Europa sehr dynamisch und wird durch regulatorische Vorgaben bezüglich eines flächendeckenden Rollout weiter vorangetrieben. Länder wie Frankreich, England, Schweden und Italien setzten die Vorgaben des dritten EU-Energiebinnenmarktpakets um und bilden die sogenannte „dynamische" Gruppe („Dynamic movers"). Diese Länder haben sich für einen Rollout von Smart Metering entschieden oder haben Pilotprojekte gestartet, die den Weg zu einem Rollout ebnen sollen. Obwohl diese Länder in Sachen Smart Metering fortgeschritten sind, fehlt es meist noch an Auflagen bezüglich Smart Grid oder dem Darstellen von Smart-Metering-Daten (beispielsweise per Inhome-Display). Deutschland gehört mit Rumänien und Tschechien in die Gruppe, die einen überwiegend marktgetriebenen Ansatz verfolgen („Market drivers"). Obwohl in Deutschland kein flächendeckender Rollout vorgeschrieben ist, haben einige Versorgungsunternehmen mit der Installation von Smart Metern begonnen. Weitere Länder werden als „unentschlossen", „zögerlich" oder „abwartend" eingestuft. Abbildung 2-5 zeigt einen Überblick über den Stand von Smart Metering in den EU-Mitgliedstaaten.

[13] iit Institut für Innovation und Technik (2010), Smart Home in Deutschland.

[14] AEA (2011), European Smart Metering Landscape.

Abbildung 2-5: Überblick über den Stand von Smart Metering in den EU-Mitgliedstaaten



Quelle: Austrian Energy Agency (2011), European Smart Metering Landscape Report, S. 2.

2.7.1 Situation in ausgewählten Ländern

In diesem Abschnitt stellen wir den Stand von Smart Metering im umliegenden Ausland (Deutschland, Österreich, Frankreich, Italien) und in anderen Schlüsselländern der EU (England, Schweden) sowie in den USA dar. Abbildung 2-6 zeigt einen Überblick der Smart-Metering-Aktivitäten in diesen Ländern. Für eine umfassendere Auflistung der Aktivitäten aller EU-Mitgliedstaaten verweisen wir auf die Überblicksstudie European Smart Metering Landscape Report.[15]

[15] AEA (2011), European Smart Metering Landscape.

Abbildung 2-6: Stand von Smart Metering im Ausland

Land	Rollout	Status & Ziel
Deutschland	Kein gesetzlich vorgeschriebener Rollout Marktorientierter Ansatz	Bis heute nur wenige Smart Meter 3. EU-Energiebinnenmarktpaket: 80% Smart Metering bis 2020
Frankreich	Flächendeckender Rollout wurde September 2011 beschlossen Kosten trägt der Endkunde	Bis heute nur wenige Smart Meter 35 Mio. Smart Meter sollen bis 2018 installiert werden
Österreich	Flächendeckender Rollout wurde Dezember 2011 beschlossen Endkunden werden die Kosten aller Voraussicht nach durch ein „Messentgelt" tragen	Bis heute nur wenige Smart Meter Bei 95% aller Haushalte soll bis 2018 ein Smart Meter installiert werden
Italien	Regulatorische Instrumente zur Förderung eines Rollouts	Bis jetzt sind 36 Mio. Smart Meter installiert
England	Flächendeckender Rollout wurde März 2011 beschlossen Kosten werden durch die Stromrechnung an den Endkunden weitergegeben	Bis heute nur wenige Smart Meter 53 Mio. Smart Meter sollen bis 2019 installiert werden
Schweden	Seit 2009 müssen Abrechnungen auf gemessenem Verbrauch basieren Endkunden zahlen die Kosten entweder durch einen Messtarif oder als Teil des Netztarifes	Bereits wurden 5.2 Mio. Smart Meter installiert Keine weiteren Zielvorgaben
USA	Kein gesetzlich vorgeschriebener Rollout	Bis jetzt sind 22 Mio. Smart Meter installiert Keine weiteren Zielvorgaben

a) Deutschland

Die deutsche Bundesregierung gab im August 2008 mit dem „Gesetz zur Öffnung des Messwesens bei Strom und Gas für Wettbewerb" den Startschuss für Smart Metering. Die Änderungen des Energiewirtschaftsgesetztes (EnWG) und der Messzugangsverordnung (MessZV) sollten einen marktorientierten Prozess zur Einführung von Smart Metering indizieren, sodass bis ins Jahr 2014 Smart Meter flächendeckend installiert werden. Im Frühjahr 2011 besassen jedoch nur 0.2% der deutschen Haushalte ein entsprechendes Gerät, und nur rund 10% der Energieversorger boten Smart Meter an[16]. Der angestrebte marktorientierte Prozess zur Einführung von Smart Metering hat die von der Bundesregierung gewünschte Dynamik nicht erreicht. Auslöser der starken Zurückhaltung der Energieversorger ist das hohe Investitionsrisiko aufgrund fehlender regulatorischer Rahmenbedingungen und fehlender Standards zur Sicherstellung der Interoperabilität. Der flächendeckende Rollout von Smart Metering ist jedoch politisch gewünscht und eine Reihe von gesetzlichen Änderungen (z.B. des Energiewirtschaftsgesetzes) sollen noch im Jahr 2012 die Hürden für Smart Metering

[16] Little (2011), Smart Metering vor dem Durchbruch. Energy & Utilities Viewpoint.

senken sowie die Interoperabilität und Investitionssicherheit fördern. Bereits jetzt ist eine Installation von Smart Metern in Neubauten von Gebäuden, bei grösseren Renovierungen sowie in Haushalten mit einem Energieverbrauch von jährlich mehr als 6‘000 kWh Smart Meter vorgesehen. In 2012 ist eine Kosten-Nutzen-Betrachtung erfolgen. Nach deren Abschluss ist zu entscheiden, ob und unter welchen Bedingungen bei weiteren Nutzergruppen Smart Meter installiert werden sollen.

b) Frankreich

Die Regierung Frankreichs beschloss den landesweiten Smart-Meter-Rollout im September 2011. Insgesamt sollen 35 Millionen Smart Meter zu Kosten von 4,3 Milliarden Euro installiert werden. Vorgesehen ist die Installation von 7 Millionen Smart Metern in einer Anfangsphase zwischen 2013 und 2014. Anschliessend erfolgt in einer Hauptphase die Installation von 28 Millionen Smart Metern zwischen 2015 und 2018. Die Smart Meter werden den Kunden unentgeltlich zur Verfügung gestellt.

c) Österreich

Im Dezember 2011 wurde per Verordnung die Einführung von Smart Metering in Österreich beschlossen. Die sogenannte „Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung“ sieht eine rasche, stufenweise Einführung bis Ende 2018 mit einer hohen Flächenabdeckungsquote von 95% aller österreichischen Kunden vor. Damit soll die Umsetzung der Vorgaben aus dem dritten EU-Energiebinnenmarktpaket vorzeitig erreicht werden. In den letzten Jahren haben sich bereits etliche österreichische Netzbetreiber, auch ohne gesetzliche Vorgabe, dazu entschlossen, Smart Metering-Projekte zu starten. Derzeit befinden sich bereits über 60’000 Strom Smart Meter im österreichischen Verteilnetz in Gebrauch.

d) Italien

In Italien erfolgte eine Einführung von Smart Metern, bevor es zu einem regulatorischen Beschluss für einen Rollout vorlag. Italiens Regierung verabschiedete erst anschliessend eine Reihe von regulatorischen Instrumenten, um den Rollout zu fördern, wie Bussen für nicht-Installationen und die Spezifikation einer minimalen Funktionalität der Smart Meter. Bis 2011 war die Ausrüstung von 36 Millionen Stromkonsumenten mit einem Smart Meter geplant. In Italien liegt der Fokus von Smart Metering nicht auf Energieeinsparungen, sondern auf dem Verhindern von Abrechnungsbetrug.

e) England

In England wurde im März 2011 ein flächendeckender Smart-Meter-Rollout beschlossen. 53 Millionen Smart Meter sollen in 30 Millionen Wohn- und Geschäftsgebäuden von 2014 bis 2019 installiert werden. Somit will auch England die Vorgaben des dritten EU-Energiebinnenmarktpakets rechtzeitig erreichen. Die Regierung rechnet mit jährlichen Einsparung von 23£ pro Haushalt bis ins Jahr 2020. Insgesamt soll Smart Metering in den

nächsten zwei Dekaden zu Einsparungen von 7.3 Milliarden £ führen. Bis 2014 will die Britische Regierung in einer ersten Phase gemeinsam mit Industrievertretern und Konsumentengruppen der Grundstein für den Rollout legen - dazu gehören unter anderem die Definition der Funktionalität sowie der Standards von Smart Metern. Anschliessend soll der Rollout in einer zweiten Phase von 2014 bis 2019 erfolgen.

f) Schweden

Im Jahr 2003 verkündete die Schwedische Regierung, dass sämtliche Abrechnungen des Stromverbrauches ab Juli 2009 auf dem gemessenen und nicht dem geschätzten Stromverbrauch basieren müssen. In den Folgejahren installierten Schwedische Energieversorger bei rund 5.2 Millionen Kunden (inklusive 4 Millionen Haushaltskunden) Smart Meter für rund 1.7 Milliarden Euro. Während des Rollouts wurden über 40'000 Smart Meter pro Monat installiert. Die monatliche Abrechnung führte wegen der in Schweden häufig genutzten Elektroheizungen zu mitunter extrem hohen Rechnungsbeträgen in den Wintermonaten, was zum einen die Sensibilität bei der Bevölkerung für Stromsparmassnahmen und Strompreise (und damit Anbieterwechsel) förderte, zum anderen aber auch bei finanzschwachen Haushalten Zahlungsprobleme verursachte.

g) USA

Der „Energy Independence and Security Act“ aus dem Jahre 2007 empfiehlt Energieversorgern die Einführung von Smart Metering, schreibt diese aber nicht zwingend vor. Texas, Kalifornien und Pennsylvania, allesamt Staaten, welche bereits mehrere folgenreiche Stromausfälle erlitten, gehörten zu den ersten Staaten, in denen Smart Metering grossflächig genutzt wird. Zurzeit sind in den USA (zu einem grossen Teil in den obengenannten Staaten) rund 22 Millionen Smart Meter installiert[17]. Gemäss Branchenprognosen und gemessen an den geplanten staatlichen Ausgaben soll sich diese Anzahl in den nächsten fünf Jahren mindestens verdreifachen. Ein gesetzlich vorgeschriebener Rollout für alle Staaten der USA ist derzeit nicht vorgesehen.

[17] The Brattle Group (2011), Energy Efficiency and Demand Response in 2020 – A Survey of Expert Opinion.

3 Rechtliche Grundlagen, Datenschutz und Sicherheit

Nachfolgend wird der regulatorische Status Quo von Smart Metering in der Schweiz und in der europäischen Union skizziert. Der regulatorische Rahmen wird durch das Stromversorgungs- und Energierecht, durch das Eichrecht, das Telekommunikationsrecht sowie datenschutzrechtliche Bestimmungen abgesteckt.

3.1 Stromversorgungs-, energie- und eichrechtliche Regulierung

3.1.1 Rechtliche Ausgangslage in der Schweiz

Smart Meter können sowohl auf der Geschäftsprozessebene als auch auf der Systemebene zum Einsatz gelangen. Auf der Geschäftsprozessebene dienen Smart Meter der Messdatenauslesung und –verwaltung und sind als solche aus rechtlicher Perspektive nur für den Bereich der Verrechnungsmessung relevant. Auf der Systemebene könnten Smart Meter als Bestandteil eines künftigen Smart Grids zur Laststeuerung eingesetzt werden. Rechtlich würden damit neben der Verrechnungsmessung auch die Prozesse Produktion, Handel, Vertrieb, dezentrale Produktion und Speicherung sowie Energieverbrauchs- bzw. Einsparungsmanagement bedeutsam. Wie nachfolgend gezeigt wird, konzentrieren sich die heutigen rechtlichen Grundlagen lediglich auf die Geschäftsprozessebene bzw. die Verrechnungsmessung.

Stromversorgungsgesetz und –verordnung

Für Messwesen und Informationsprozesse sind die Netzbetreiber verantwortlich (Art. 8 Abs. 1 StromVV[18]). Sie stehen in der Pflicht, den beteiligten Marktakteuren die notwendigen Messdaten und Informationen fristgerecht, einheitlich und diskriminierungsfrei zur Verfügung zu stellen. Diese Leistungen dürften sie nicht zusätzlich zum Netznutzungsentgelt in Rechnung stellen (Art. 8 Abs. 3 StromVV). Beim Umgang mit den Messdaten haben die Netzbetreiber das informationelle Unbundling nach Art. 10 Abs. 2 StromVG[19] zu beachten. Die besagten Informationen sind vertraulich zu behandeln und dürfen nicht für andere Tätigkeitsbereiche genutzt werden. Widerhandlungen können strafrechtlich geahndet werden (Art. 29 Abs. 1 lit. b StromVG).

Die Netznutzung wird den Endverbrauchern über das Netznutzungsentgelt in Rechnung gestellt. Die Kosten, mitunter auch Kosten von Smart Meter sind insoweit anrechenbar und an die Endverbraucher abwälzbar, als sie zur Effizienzsteigerung bzw. zur Kosteneinsparung im Netz führen (Art. 15 Abs. 1 StromVG). Je nachdem ob auf Geschäftsprozessebene beschränkt, oder ob über Systemebene hinweg betrachtet, dürfte die Effizienzfrage anders zu beantworten sein.

---

[18] Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2008 (StromVV, SR 734.71).

[19] Bundesgesetz über die Stromversorgung vom 23. März 2007 (Stromversorgungsgesetz, StromVG, SR 734.7).

Branchendokumente und –richtlinien[20]

Den Netzbetreibern obliegt auch die Pflicht, transparente und diskriminierungsfreie Richtlinien zum Messwesen festzulegen (Art. 8 Abs. 2 i.V. mit Art. 24 Abs. 4 StromVV). Dieser Pflicht sind die Netzbetreiber mit Ausarbeitung der Branchenrichtlinie „Metering Code" (MC-CH; Ausgabe 2011) sowie mit „Umsetzungsdokument für die standardisierten Datenaustauschprozesse im Strommarkt Schweiz" nachgekommen (SDAT-CH; Ausgabe Juli 2010). Der Metering Code regelt die Mindestanforderungen für die Verrechnungsmessung (Ziff. 9.1 MC-CH). Bei Überschreitung der Mindestanforderungen für Messung und Messdatenlieferung sind die Messkosten verursachergerecht zu verteilen (Ziff. 9.2 MC-CH). Im Umsetzungsdokument ist der europäisch harmonisierte EbIX-Standard[21] zur standardisierten Übertragung von Messdaten übernommen worden.[22]

Das Marktmodell für die elektrische Energie (MMEE-CH; Ausgabe 2011) präzisiert die Rollenverteilung der Marktakteure mit Bezug auf das Messwesen. Demnach bleiben die Netznutzer, d.h. Endverbraucher oder Erzeuger, Eigentümer der Messdaten (Ziff. 6.2.2. MMEE-CH sowie Ziff. 1.5 MC-CH). Das Handbuch Smart Metering (HBSM-CH) enthält Empfehlungen zum Einsatz von Smart Metering in der Schweiz. Darüber hinaus enthalten die Branchendokumente Transmission Code (TC-CH; Version 23. November 2009) sowie Distribution Code (DC-CH; Ausgabe 2011) Empfehlungen zur betrieblichen Messung.

Energiegesetz und –verordnung

Bezüge zwischen Smart Meter und der Energiegesetzgebung sind insoweit denkbar, als Smart Meter zur sparsamen und rationellen Energienutzung beitragen könnten. Damit könnte der Einsatz von Smart Meter von Fördermassnahmen und finanziellen Beiträgen gemäss Art. 10 ff. EnG[23] profitieren. Daneben sind auch in kantonalen und kommunalen Energieerlassen Bezüge zu Smart Metering vorhanden.[24]

---

[20] Zur Rechtsnatur von Richtlinien und Branchendokumenten vgl. Mitteilung des Fachsekretariats der Eidgenössischen Elektrizitätskommission vom 1. Februar 2010 (abrufbar unter www.elcom.admin.ch).

[21] EbIX steht für European forum for energy Business Information eXchange (www.ebix.org).

[22] Vgl. sämtliche Branchendokumente des VSE, abrufbar unter www.strom.ch.

[23] Energiegesetz vom 26. Juni 1998 (EnG, SR 730.0). Die entsprechenden Ausführungsvorschriften sind in der Energieverordnung vom 7. Dezember 1998 (EnV, SR 730.01) zu finden.

[24] Der Kanton Zürich z.B. sieht in seinem Energiegesetz u.a. die Ausrichtung von Subventionen an Projekte oder Anlagen zur Erprobung energiesparender Systeme vor (§ 16 Ziff. 2 lit. b Energiegesetz ZH).

Bundesgesetz über das Messwesen, Messmittelverordnung, Verordnung über Messgeräte für elektrische Energie und Leistung

Im Bereich des Messwesens bestehen für Smart Meter zurzeit noch keine spezifischen Rechtsvorschriften. Auch Smart Meter müssen die Anforderungen aus dem Bundesgesetz über das Messwesen[25] sowie den entsprechenden Ausführungsvorschriften[26] erfüllen.

3.1.2 Rechtliche Grundlagen in der EU

In der Europäischen Union liegt der Akzent der Regulierung auf der Animierung der Konsumenten zur Senkung des Energieverbrauchs. Gemäss Art. 13 Abs. 1 der Endenergieeffizienzrichtlinie (2006/32/EG)[27] haben die Mitgliedstaaten sicherzustellen, dass u.a. im Strombereich alle Endkunden individuelle Zähler erhalten, welche den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegeln, soweit dies technisch machbar, finanziell vertretbar und im Verhältnis zu den potenziellen Energieeinsparungen angemessen ist. Zur Finanzierung bzw. Subventionierung von Energieeffizienzmassnahmen sieht die Richtlinie die Einrichtung von Fonds durch die Mitgliedstaaten vor (Art. 11 Abs. 1).[28] Anhang I Ziff. 2 der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie (2009/72/EG)[29] hält fest, dass in allen EU-Ländern bis 2020 mindestens 80 % der Haushalte mit intelligenten Zählern ausgestattet werden, falls die Einführung von Smart Metering positiv bewertet wird.

Die Messgeräterichtlinie (2004/22/EG)[30] regelt das erstmalige Inverkehrbringen von Messgeräten, u.a. Elektrizitätszähler mit Wirkverbrauch. Die Richtlinie fällt unter das Abkommen der Schweiz mit der Europäischen Gemeinschaft über die gegenseitige Anerkennung von Konformitätsbewertungen (MRA). Die Ersteichung von Messgeräten in staatlich anerkannten Prüfstellen wird entsprechend durch einen Konformitätsnachweis ersetzt.

---

[25] Bundesgesetz über das Messwesen vom 9. Juni 1977 (SR 941.20).

[26] Messmittelverordnung vom 15. Februar 2006 (SR 941.210) und Verordnung des EJPD über Messgeräte für elektrische Energie und Leistung vom 19. März 2006 (SR 941.251).

[27] Richtlinie 2006/32/EG des europäischen Parlamentes und des Rates vom 5. April 2006 über die Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen und zur Aufhebung der Richtlinie 93/76/EWG des Rates.

[28] Die europäische Kommission hat am 22. Juni 2011 einen Vorschlag für eine revidierte Richtlinie zur Energieeffizienz publiziert, welche die Richtlinie 2004/8/EG (Kraft-Wärme-Kopplungs-Richtlinie) sowie die Richtlinie 2006/32/EG ersetzen soll. Der Entwurf enthält Mindestanforderungen an die Erfassung des individuellen Energieverbrauchs und die Häufigkeit der Abrechnung auf der Grundlage des tatsächlichen Verbrauchs, um die Endkunden in die Lage zu versetzten, ihren eigenen Energieverbrauch zu steuern.

[29] Richtlinie 2009/72/EG des europäischen Parlamentes und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG.

[30] Richtlinie 2004/22/EG des europäischen Parlamentes und des Rates vom 31. März 2004 über Messgeräte.

3.2 Datenschutzrechtliche Rahmenbedingungen

3.2.1 Rechtliche Ausgangslage in der Schweiz

Die durch den Smart Meter erhobenen Daten über den Lastgang entsprechen dem Begriff der Personendaten gemäss der Datenschutzgesetzgebung. Die Auslesung, Übermittlung, Verwaltung und weitere Bearbeitung der Messdaten durch Smart Metering hat den Vorgaben dieser Gesetzgebung zu genügen. Diese schützt die Privatsphäre, die Persönlichkeit und die Grundrechte von Personen im Zusammenhang mit der Bearbeitung von Daten.

Auf der Bundesebene wird der regulatorische Rahmen durch das Datenschutzgesetz (DSG)[31] und die dazugehörige Verordnung[32] abgesteckt. Daneben existieren auch kantonale Erlasse, die gegebenenfalls (insbesondere für selbständige oder unselbständige Anstalten des kantonalen Rechts) zu beachten sind.

Der Eidgenössische Datenschutz- und Öffentlichkeitsbeauftragte (EDÖB) hat mit Bezug auf Smart Metering und Smart Grid Empfehlungen im Einklang mit dem DSG ausgesprochen. Demnach sollen die betroffenen Personen umfassend und verständlich informiert werden. Anstelle von detaillierten Profilen einzelner Haushalte sollen anonymisierte oder über mehrere Haushalte zusammengefasste Daten erhoben werden. Die Übertragung der Daten soll verschlüsselt geschehen und die Auslesung des Energieverbrauchs und der Lastprofile soll protokolliert werden. Auf Echtzeitdaten sollen Netzbetreiber und Energielieferanten keinen Zugriff haben.[33]

Auch Kantone kennen die Institution des Datenschutzbeauftragten. So hat der Datenschutzbeauftragte des Kantons Zürich mit Blick auf ein Pilotprojekt der Elektrizitätswerke des Kantons Zürich empfohlen, eine Verlängerung der Messintervalle zu prüfen. Ebenso hat er festgehalten, „dass die Zweckbindung der Datenerhebung ausdrücklich in einer gesetzlichen Grundlage festzuhalten sei, wenn die Smart Meter flächendeckend eingeführt werden sollen."[34]

Die Branchendokumente, namentlich der Metering Code (MC-CH) sowie das Handbuch Smart Metering (HBSM) stellen beide fest, dass der Netznutzer Eigentümer der Daten ist (vgl. Ziff. 6.10 Abs. 3 MC-CH; Ziff. 3.2.1 Abs. 4 HBSM). Diese Daten dürfen nur den Marktakteuren zur Verfügung stehen, die sie zur Abwicklung ihrer Netzdienstleistungen und ihrer Stromlieferverträge benötigen, sowie von diesen Marktakteuren bezeichneten oder gesetzlich berechtigten Dritten (vgl. Ziff. 6.10 Abs. 1 MC-CH). Darüber hinaus ist die Sammlung und Weitergabe dieser Daten nur mit Einverständnis des Endkunden erlaubt (Ziff. 3.2.1. Abs. 4

---

[31] Bundesgesetz vom 19. Juni 1992 über den Datenschutz (DSG; SR 235.1).

[32] Verordnung vom 14. Juni 1993 zum Bundesgesetz über den Datenschutz (VDSG; SR 235.11).

[33] EDÖB, Der Einsatz von digitalen Stromzählern, abrufbar unter http://www.edoeb.admin.ch/themen/00794/00819/01713/index.html?lang=de.

[34] Datenschutzbeauftragter des Kantons Zürich, Tätigkeitsbericht 2009, S. 30.

HBSM). In Ziff. 3.2.2. wird zudem die Wichtigkeit der Datensicherheit und der entsprechenden IT-Lösungen betont.

3.2.2 Rechtliche Grundlagen in der EU

Smart Meter fallen in den Anwendungsbereich der Datenschutzrichtlinie (95/46/EG)[35], welche Grundsätze der Bearbeitung der Daten enthält. Im Unterschied zum DSG sind lediglich die natürlichen Personen geschützt (Art. 1 Abs. 1); dafür werden ihnen umfassendere Informationsrechte zugestanden (Art. 10): Der Betroffene muss unter anderem vorab über die Identität des für die Verarbeitung Verantwortlichen und die Zweckbestimmung der Verarbeitung informiert werden.

3.3 Telekommunikationsrechtliche Rahmenbedingungen

3.3.1 Rechtliche Ausgangslage in der Schweiz

Die Anwendbarkeit der Bestimmungen des Telekommunikationsrechts hängt zunächst von der Wahl der Mittel zur Übertragung der Messdaten vom Smart Meter zu den Stromanbietern ab. Das Handbuch Smart Metering des Verbandes der Schweizerischen Elektrizitätsunternehmen nennt verschiedene Technologien, welche zum Einsatz kommen können, gibt aber keine Empfehlungen dafür ab. Wird für die Übertragung der Messdaten eine bestehende Infrastruktur eines Anbieters von Fernmeldediensten genutzt, sind die Stromanbieter von den Bestimmungen des Fernmeldegesetzes nur indirekt betroffen.

Errichten die Netzbetreiber jedoch eigene Fernmeldeanlagen, kommen für Funk oder leitungsbasierte Einrichtungen unterschiedliche Normen zur Anwendung, welche berücksichtigt werden müssen. Wird für die Kommunikation des Smart Meter mit dem Netzbetreiber eine eigene Kommunikationsinfrastruktur errichtet oder betrieben, dürften die Bestimmungen über Fernmeldeanlagen (Art. 31 ff. FMG[36]) zu beachten sein. Vor allem die Einrichtung eines eigenen Funknetzes für die Übertragung ist aufwändig, muss dabei doch erst das Konzessionierungsverfahren beachtet werden (vgl. 22 ff. FMG). Für Funkkonzessionen wird zudem eine Gebühr erhoben (Art. 39 Abs. 1 FMG). Denkbar ist auch, dass bestehende Funkanlagen genutzt werden, die auf GSM- oder UMTS-Technologie basieren.

Zu beachten ist weiter die Verordnung über Fernmeldeanlagen[37] , die in Art. 7 Anforderungen für Fernmeldeanlagen festlegt. Die Verordnung über Frequenzmanagement und Funkkon-

---

[35] Richtlinie 95/46/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 24. Oktober 1995 zum Schutz natürlicher Personen bei der Verarbeitung personenbezogener Daten und zum freien Datenverkehr.

[36] Fernmeldegesetz vom 30. April 1997 (FMG; SR 784.101.1).

[37] Verordnung vom 14. Juni 2002 über Fernmeldeanlagen (FAV; SR 784.101.2).

zessionen (FKV)[38] beinhaltet Bestimmungen über die Verwaltung und die Nutzung von Frequenzen sowie über den Inhalt und die Vergabe von Funkkonzessionen.

3.3.2 Rechtliche Grundlagen in der EU

Die telekommunikationsrechtlichen Grundlagen der Europäischen Union sind durch folgende Erlasse vorgegeben: Richtlinie 2002/21/EG (Rahmenrichtlinie)[39], Richtlinie 2002/19/EG (Zugangsrichtlinie)[40], Richtlinie 2002/19/EG (Zugangsrichtlinie)[41], Richtlinie 2002/20/EG (Genehmigungsrichtlinie)[42], Richtlinie 2002/22/EG (Universaldienstrichtlinie) [43], Richtlinie 2002/77/EG[44] sowie Entscheidung Nr. 676/2002/EG (Frequenzentscheidung)[45].

[38] Verordnung vom 9. März 2007 über Frequenzmanagement und Funkkonzessionen (FKV; SR 784.102.1).

[39] Richtlinie 2002/21/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 7. März 2002 über einen gemeinsamen Rechtsrahmen für elektronische Kommunikationsnetze und -dienste (Rahmenrichtlinie).

[40] Richtlinie 2002/19/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 7. März 2002 über den Zugang zu elektronischen Kommunikationsnetzen und zugehörigen Einrichtungen sowie deren Zusammenschaltung (Zugangsrichtlinie).

[41] Richtlinie 2002/19/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 7. März 2002 über den Zugang zu elektronischen Kommunikationsnetzen und zugehörigen Einrichtungen sowie deren Zusammenschaltung (Zugangsrichtlinie).

[42] Richtlinie 2002/20/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 7. März 2002 über die Genehmigung elektronischer Kommunikationsnetze und -dienste (Genehmigungsrichtlinie).

[43] Richtlinie 2002/22/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 7. März 2002 über den Universaldienst und Nutzerrechte bei elektronischen Kommunikationsnetzen und -diensten (Universaldienstrichtlinie).

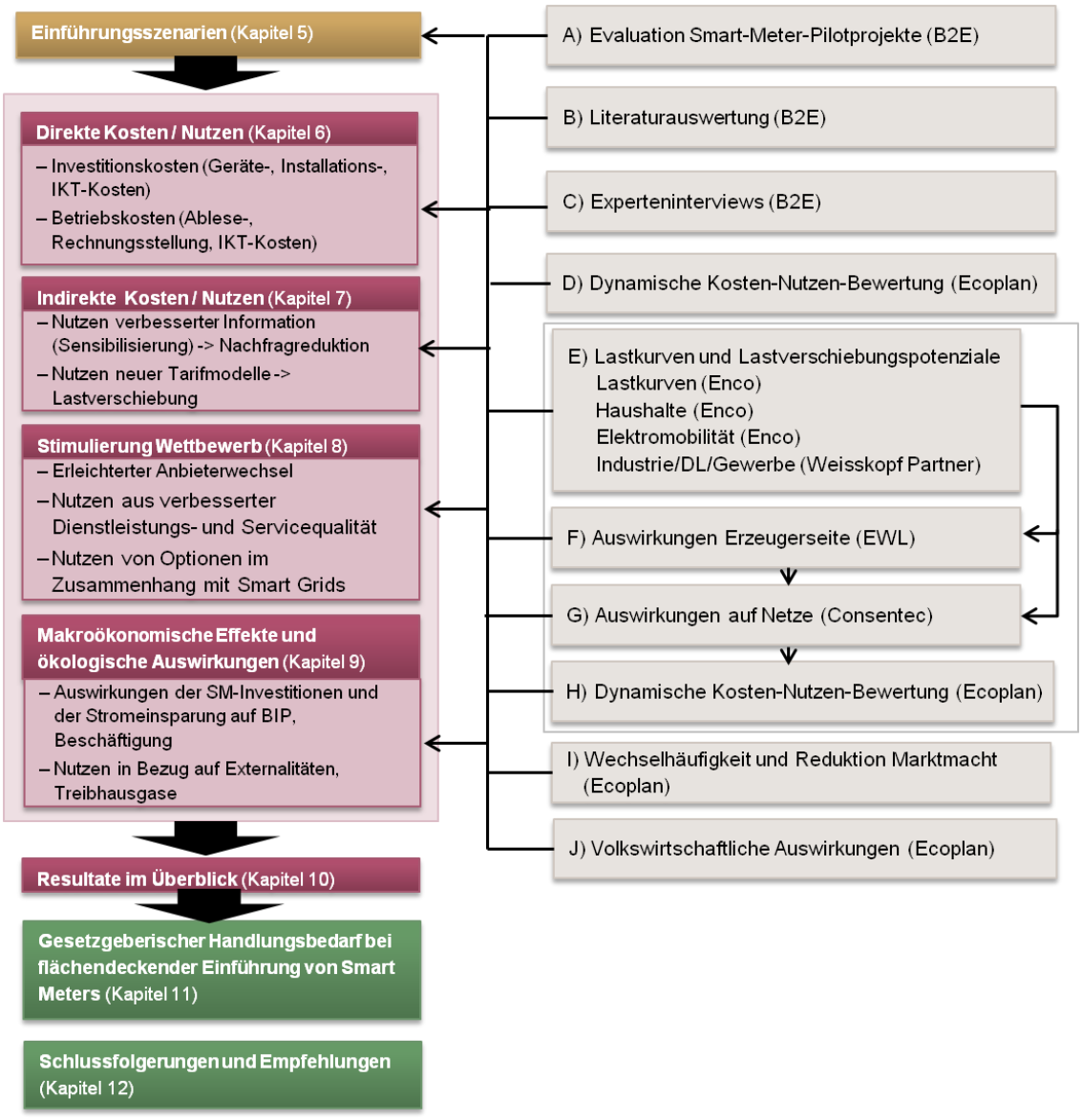
[44] Richtlinie 2002/77/EG der Kommission vom 16. September 2002 über den Wettbewerb auf den Märkten für elektronische Kommunikationsnetze und –dienste.

[45] Entscheidung Nr. 676/2002/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 7. März 2002 über einen Rechtsrahmen für die Funkfrequenzpolitik in der Europäischen Gemeinschaft (Frequenzentscheidung).

4 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 dieser Studie analysiert werden, zeigt die nachfolgende Abbildung. Diese zeigt weiter, welche Methoden angewendet wurden, um die einzelnen Kosten und Nutzenkomponenten zu quantifizieren.

Abbildung 4-1: Bewertete Kosten und Nutzen und methodisches Vorgehen



A) Evaluation Smart-Meter-Pilotprojekte

In einem ersten Schritt erfolgte die Aufarbeitung der Eigenschaften, Daten und Ergebnisse bestehender Smart-Metering-Pilotprojekte und Rollouts in der Schweiz und im Ausland (z.B. Schweden, Deutschland, Frankreich, USA, etc.). Die Erkenntnisse aus dieser Evaluation kamen in der Bewertung der direkten und indirekten Kosten und Nutzen zur Geltung und wurden als Grundlage für die Experteninterviews benutzt.

B) Literaturauswertung

Die Literaturauswertung fokussiert auf folgende Punkte:

- *Feedback, Geräteautomatisierung und Tarifstrukturen*: Ziel der Literaturanalyse ist es, Erkenntnisse zur Wirkung der Visualisierung von Verbrauchsdaten, der Automatisierung von Haushaltsgeräten und des Angebots neuer Tarife zu erheben. Der Fokus lag auf Anwendungen mit dem Ziel der Beeinflussung des Nutzerverhaltens (z.B. Energieeinsparungen oder Investitionen in die Energieeffizienz). In diesem Zusammenhang wurde auch die Anbindung von Photovoltaik- und Heizungsanlagen, sowie der klassischen Rundsteuerung untersucht.
- *Nutzerverhalten und Technologieadoption*: Technologische Aspekte spielen beim Aufbau einer Smart-Metering-Infrastruktur eine zentrale Rolle. Zusätzlich müssen verhaltenswissenschaftlich fundierte Methoden Berücksichtigung finden (z.B. Gewohnheiten, Umwelteinstellung, Investitionsverhalten, etc.), um einen nachhaltigen Umgang mit Strom zu fördern und eine hohe Nutzerakzeptanz zu erreichen. In die nachfolgende Abschätzung fliessen daher die Wirkung von monetären (Tarife, Lastverschiebung, etc.) sowie nichtmonetären Anreizmechanismen (Spiele, Wettbewerbe, Sammeln von Bonuspunkten, etc.) ein. Als Grundlage dienten über 20 Studien im In- und Ausland. Die betrachteten Projekte weisen unterschiedliche Schwerpunkte auf (Verhaltensveränderung vs. Automatisierung, geringer vs. grosser Funktionsumfang der Smart Meter; Opt-in vs. Opt-out, etc.).
- *Neue Produkte und Dienstleistungen:* Smart Metering ermöglicht die Einführung von neuen Produkten und Dienstleistungen, welche die verschiedenen Akteure des Schweizer Energiesektors im Umgang mit Energie unterstützen. Untersucht wurden auf Basis der aktuellen Fachliteratur Ansätze der Verbrauchsvisualisierung per Webportal, Inhome Display, Smartphone und Kundenschreiben, automatisierten Energieberatung, Smart Home Lösungen, Energy Contracting, etc. Die Erkenntnisse trugen zur Abschätzung der Nutzen von Smart Metering bei.

Die Erkenntnisse aus der Literaturauswertung fliessen in die Kapitel 6 bis 8 ein.

C) Experteninterviews

In Interviews mit 30 Experten aus der Industrie, Forschung, und Behörden aus dem In- und Ausland wurden die Erkenntnisse aus der Literaturauswertung und der Analyse der Pilotprojekte gespiegelt (für eine Liste der Interviewpartner vgl. Anhang G: Experteninterviews). Die Industrievertreter umfassten unter anderen Energieversorger, Smart Meter Hersteller und Te-

lekommunikationsanbieter. Forscher zu den Themen Smart Metering, Energieversorgung und Technologiemanagement verschiedener Schweizer Hochschulen und Fachhochschulen und ausländischer Forschungsinstitute nahmen an den Interviews teil. Vertreter der Behörden im Bereich Energieversorgung, Konsumentenschutz und Telekommunikation wurden ebenfalls interviewt. Die Interviews ermöglichten es, die direkten und indirekten Kosten und Nutzen von Smart Metering sowie die fünf Einführungsszenarios (Kapitel 5) auf ihre Plausibilität zu prüfen und gegebenenfalls anzupassen.

D) Dynamische Kosten- und Nutzenbewertung

Für die einzelnen Einführungsszenarien werden die jährlichen direkten Kosten und Nutzen zwischen 2015 und 2035 unter Beachtung der dem jeweiligen Szenario unterstellten zeitlichen Verbreitung der Smart Meter berechnet. Zu beachten ist auch, dass bei einer schnellen Verbreitung (bspw. im Szenario flächendeckende Einführung) ein vorzeitiger Ersatz von noch funktionstüchtigen mechanischen oder digitalen Zählern nötig wird. Dies führt zu zusätzlichen Kosten, die es zu berücksichtigen gilt. Für die Gegenüberstellung der Resultate werden die jährlichen Kosten und Nutzen mit einer sozialen Diskontrate von 2% abdiskontiert und als Nettobarwerte dargestellt.

E) Lastkurven und Lastverschiebungspotenziale

Aus den ausländischen Impact Assessments hat sich gezeigt, dass die mittels Smart Metering mögliche Lastverschiebung auf der Nachfrageseite zu Einsparungen bei Spitzenlastkraftwerken führen kann. Weiter haben Lastverschiebungen auch Effekte auf das Stromnetz. Als Grundlage für die Analyse wurde zuerst ein Lastprofil für den Betrachtungshorizont 2035 erstellt. Dies unter zwei verschiedenen energiepolitischen Rahmenbedingungen: Einerseits einer Entwicklung „Weiter wie bisher“ und andererseits mit einer „Neuen Energiepolitik“.[46] Die mit Smart Metering möglichen Lastverschiebungspotenziale wurden für die Haushalte, Industrie/Gewerbe/Dienstleistungen und Elektromobilität getrennt bestimmt.

F) Auswirkungen auf die Stromnetze

Mit Hilfe des Netzsimulationsmodells von Consentec wird untersucht, welche Netzmengenveränderungen durch die von Smart Metering ermöglichten Lastverschiebungen und Stromeinsparungen für das Jahr 2035 zu erwarten sind.

G) Auswirkungen auf der Erzeugerseite

Lastverschiebungen und Stromeinsparungen führen zu Veränderungen auf dem Erzeugermarkt: Weniger bzw. andere Kraftwerke werden benötigt. Smart Metering kann also zu Ein-

[46] Die Details zu diesen beiden Entwicklungen sind BFE (2011), Aktualisierung der Energieperspektiven 2035 zu entnehmen.

sparungen auf der Erzeugerseite führen. Für die Bewertung dieser Einsparungen wurden das stochastische Marktmodell für Europa (E2M2s) und für eine detailliertere Analyse des Kraftwerkseinsatzes das Joint Market Model (JMM) von EWL eingesetzt. Die Modellresultate zeigen u.a. die veränderten Konsumenten- und Produzentenrenten, die direkt in die Kosten-Nutzen-Bewertung einfliessen.

H) Dynamische Kosten- Nutzenbewertung

Die Netzmengenveränderungen aus der Netzsimulation für den Zeitpunkt 2035 werden monetarisiert und Einschätzungen zur Entwicklung 2015 bis 2035 angenommen. Auf der Erzeugungsseite werden die mit den eingesetzten Strommarktmodellen berechneten Veränderungen der Konsumenten- und Produzentenrenten für das Jahr 2035 ebenfalls für die Jahre 2015 bis 2035 interpoliert. Wie schon unter D) erwähnt, werden diese jährlichen Kosten und Nutzen auf der Netz- und Erzeugerseite abdiskontiert und als Nettobarwerte dargestellt.

I) Wechselhäufigkeit und Reduktion Marktmacht

Mit Smart Metering wird der Anbieterwechsel einfacher und kostengünstiger. Smart Metering schafft die technischen Voraussetzungen, dass der Endkunde ohne fixe Terminbindung seinen Lieferanten wechseln kann. Für die quantitative Abschätzung der aufgrund von Smart Metern ermöglichen Kosteneinsparungen beim Anbieterwechsel wurde auf die beobachteten Wechselraten der bereits liberalisierten Ländern abgestellt. Die positiven Nutzen von Smart Metering in Bezug auf eine mögliche Reduktion der Marktmacht von Stromanbietern konnten nicht quantitativ erfasst werden. Es wird aber darauf hingewiesen, dass sich Smart Metering insbesondere im Bereich der schwer fassbaren dynamischen Markteffekte positiv auswirken wird.

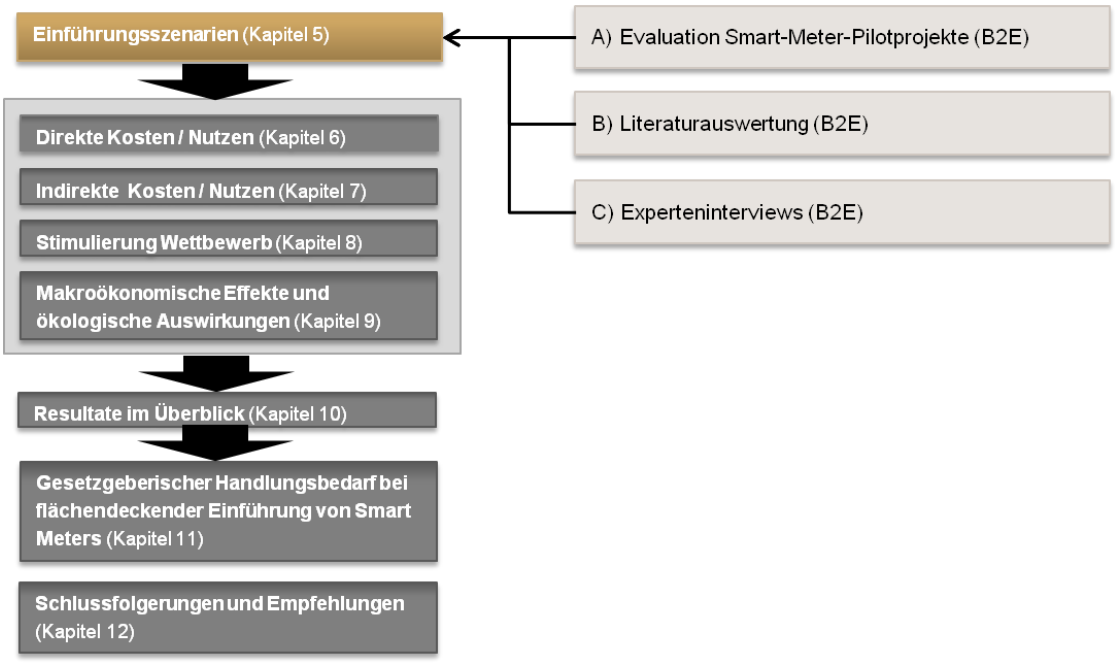
J) Volkswirtschaftliche Auswirkungen und Externalitäten

Die volkswirtschaftlichen Auswirkungen eines Smart-Meter-Rollouts sind nicht gross und wurden mit einer einfachen Input-Output-Analyse grob abgeschätzt. Es werden die positiven Effekte auf das Bruttoinlandprodukt sowie auf die Beschäftigung dargelegt. Auch bei den externen Umwelteffekten ist nicht mit grossen Auswirkungen zu rechnen. Die Berechnungen basieren hier auf den Modellresultaten zur Berechnung der Auswirkungen auf der Erzeugerseite.

5 Einführungsszenarien

Auf Basis der Erkenntnisse aus Pilotprojekten, der Literatur und den durchgeführten Interviews wurden fünf Einführungsszenarien für Smart Metering in der Schweiz entwickelt, die dann hinsichtlich ihrer Kosten und Nutzen bewertet und einander gegenübergestellt werden (vgl. dazu die nachfolgende Abbildung).

Abbildung 5-1: Definition der zu bewertenden Einführungsszenarien



Die Szenarien Status quo, Status quo+, selektive Einführung, flächendeckende Einführung und flächendeckende Einführung+ unterscheiden sich in der Ausprägung der folgenden Merkmale:

- Anzahl Messpunkte mit Smart Meter bzw. selektive oder flächendeckende Einführung
- Ausbau der Telekommunikationsinfrastruktur und zeitliche Auflösung der Messdatenerfassung
- Zeithorizont der Einführung
- Angebot von energienahen Produkten und Dienstleistungen auf Basis der Infrastruktur

Diese Szenarien erlauben es, die Auswirkungen einer Einführung von Smart Metering auf die unterschiedlichen Akteure der Schweizer Energiewirtschaft (z.B. Haushalte, Unternehmern und Energieversorger) ganzheitlich über den gesamten Zeitraum 2015 bis 2035 zu betrachten. Abbildung 5-2 beschreibt die fünf Szenarien und vergleicht die prägenden Merkmale miteinander.

Abbildung 5-2: Smart-Metering-Einführungsszenarien

Status quo	– Keine Einführung von Smart Metering – Bestehende Infrastruktur wird weiterhin genutzt – „Business as usual“ bezüglich des Angebotes von Effizienzkampagnen und energienahen Dienstleistungen
Status quo +	– Keine Einführung von Smart Metering – Bestehende Infrastruktur wird weiterhin genutzt – Durchführung von Energieeffizienzkampagnen und Versand von Kundenschreiben, die Haushalte zu Energieeffizienz motivieren, jedoch keinen Smart Meter voraussetzen – Optimierte Nutzung der bestehenden Rundsteuerung
Selektive Einführung	– 20% der Messpunkte werden mit Smart Metering ausgestattet – Wechsel auf Smart Metering erfolgt auf Kundenwunsch – Zielwert von 20% wird ca. 2030 erreicht – Aufbau einer flächendeckenden Smart Metering tauglichen Infrastruktur, um den Kundenwünschen zu entsprechen – Angebot von zeitvariablen Tarifen (mehr als zwei Stufen) – Lastmanagement im Wärmebereich (Warmwasser und Wärmepumpen)
Flächendeckende Einführung	– 80% der Messpunkte werden mit Smart Metering ausgestattet – Flächendeckendes Rollout von 400‘000 Smart Metern pro Jahr (soweit möglich bei anfallendem Zählerersatz) – Zielwert von 80% wird ca. 2025 erreicht – Aufbau einer Smart Metering tauglichen Infrastruktur – Angebot von zeitvariablen Tarifen (mehr als zwei Stufen) – Lastmanagement im Wärmebereich (Warmwasser und Wärmepumpen)
Flächendeckende Einführung +	– Entspricht dem Szenario „Flächendeckende Einführung“ mit Erweiterungen: – Angebot von dynamischen Tarifen – Datenerfassung und Kommunikation im 15-Minuten-Intervall – Lastmanagement für Haushaltsgeräte als Option (Waschmaschine, Trockner, etc.)

Im Folgenden sind die fünf Einführungsszenarien beschrieben. Insbesondere wird auf die Merkmale eingegangen, welche einen Vergleich und eine abschliessende Bewertung der resultierenden Kosten und Nutzen von Smart Metering ermöglichen.

Status quo

Das Szenario „Status quo“ dient als Referenzszenario. Es erfolgt keine Einführung von Smart Metering. Die bestehende Zählerinfrastruktur wird weiterhin genutzt. Folglich fallen keine Investitionskosten für Smart Metering an. Allerdings muss die bestehende Zählerinfrastruktur gewartet und bei Erreichen der erwarteten Lebensdauer ersetzt werden. Das Angebot von energienahen Produkten oder Dienstleistungen erfolgt nach heutigen Standards („Business-as-usual“), beispielsweise werden keine vielstufigen dynamischen Tarife für Haushaltskunden angeboten.

Status quo +

Im Szenario „Status quo +“ erfolgt ebenfalls keine Einführung von Smart Metering. Jedoch kommt es vermehrt zur Durchführung von Energieeffizienzkampagnen, etwa basierend auf Jahresverbrauchsdaten von Haushalten oder auf mit Online-Kampagne erhobenen Informationen. Beispiele solcher Kampagnen sind: Kundenschreiben mit Verbrauchsfeedback, Webportale mit Zählerselbsteingabe, Bonusprogramme für Verbrauchsreduktionen und Stromsparwettbewerbe, die z.B. besonderes Kundenengagement wie die Inanspruchnahme von Energieberatungen honorieren. Zudem ermöglicht die Optimierung der bestehenden Rundsteuerung, anfallende Lasten der Wärmeerzeugung (Warmwasserboiler, Wärmepumpte, etc.) besser zu steuern als bisher. Insgesamt wird also unterstellt, dass die Lieferanten Anreizmechanismen setzen, die eine Verbreitung kosteneffizienter Massnahmen fördern.

Selektive Einführung

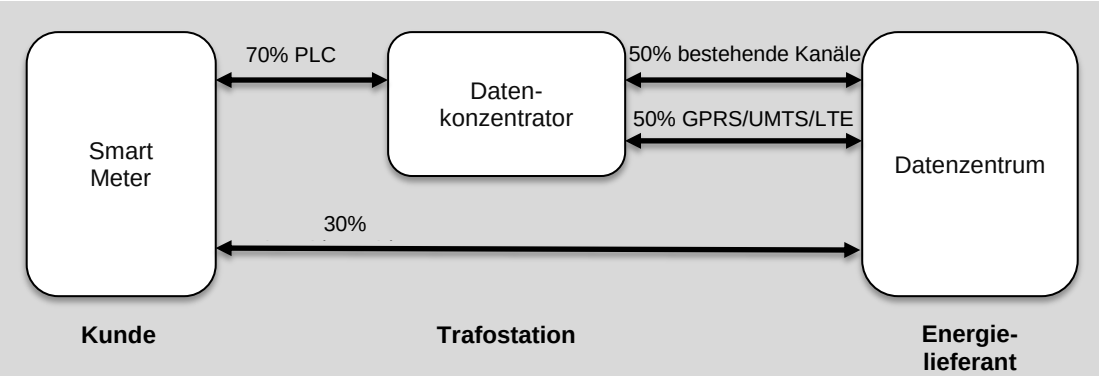
Im Szenario „Selektive Einführung“ erhalten Kunden, welche einen Smart Meter nutzen möchten, diesen in einem angemessenen Zeitraum vom Energieversorger. Bisherige Schweizer Smart-Metering-Pilotversuche lassen erwarten, dass rund 10% der Kunden Smart Metering kennen und nutzen wollen. Mit einer geeigneten Marketingkampagne ist mit einem Interesse eines breiteren Kundensegmentes sowie eine höhere Nutzerrate von rund 20% zu rechnen. Die vorliegende Studie geht davon aus, dass bei entsprechenden Anreizen 20% der Kunden Smart Metering nutzen. Die Erreichung dieser Teilnahmerate erfolgt über einen längeren Zeitraum: Im ersten Jahr wechseln 5% der Kunden auf einen Smart Meter. Anschliessend wechseln jährlich 20% derjenigen Kunden auf Smart Metering, bei denen eine Erneuerung des konventionellen Zählers erforderlich ist. Mit diesem Einführungsszenario wird der Zielwert von 20% Smart Metering etwa im Jahr 2030 erreicht. Jene Kunden, die Smart Metering wünschen, sind tendenziell Haushalte, die ihren Stromverbrauch reduzieren wollen, also tendenziell eher bereit sind, ihr Verbrauchsverhalten anzupassen sowie Investitionen zu tätigen, die einer Verbrauchsreduktion dienlich sind.

In diesem (sowie in den nachfolgend beschriebenen) Szenarien können Smart-Metering-Kunden ihren Stromverbrauch per Internetportal oder Smartphone einsehen. Ein Inhome Display wir nur auf kostenpflichtige Bestellung des Kunden angeboten und in diesem Szenario nicht betrachtet. Energieversorger bieten ihren Smart-Metering-Kunden auf Wunsch zeitvariable Tarife an. Zeitvariable Tarife bestehen aus mehreren Zeitsegmenten, in welchen der Strompreis jeweils unterschiedlich hoch ist. Im Vergleich zum heutigen Hoch- und Niedertarif haben zeitvariable Tarife mehrere (z.B. sechs) preislich unterschiedliche Zeitsegmente. Sie ermöglichen es den Kunden, ihren Stromverbrauch auch tagsüber in Zeitsegmente zu verschieben, die preislich vorteilhaft sind. Gemäss den Erfahrungen von Schweizer Energieversorgern aus Pilotprojekten mit mehrstufigen zeitvariablen Tarifen gehen wir davon aus, dass rund 20% der Smart-Metering-Kunden zeitvariable Tarife nutzen wollen. Kunden mit Smart Meter können auf Wunsch Lasten, die für die Wärmeerzeugung relevant sind (z.B. Warmwasser und Raumheizung), per Lastmanagement steuern lassen. Analog zu den oben genannten 20% zeitvariablen Tarife affinen Kunden, gehen wir davon aus, dass sich 20% der

Smart-Metering-Kunden (also der 20% der energie- oder technologie- oder umweltaffinen Haushalte) für ein Lastmanagement interessieren.

Um eine (selektive oder flächendeckende) Einführung von Smart Metering 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. Die vorliegende Studie geht dabei für alle Smart Metering Szenarien von einem fünfjährigen Ausbau der bestehenden Infrastruktur aus, welcher folgende Aktivitäten beinhaltet: Einbau von Datenkonzentratoren in bestimmten Trafohäusern, Installation von Datenzentren bei den Energielieferanten und Sicherstellung der Kommunikation zwischen Smart Meter, Datenkonzentrator und Datenzentrum. Die Komponenten sowie Kommunikation dieser Smart Meter tauglichen Infrastruktur sind in Abbildung 5-3 dargestellt.

Abbildung 5-3: Komponenten und Kommunikation der Smart Meter tauglichen Infrastruktur



Aufgrund der topografischen Gegebenheiten der Schweiz nehmen wir an, dass die Datenübertragung zwischen Smart Meter und Datenzentrum über verschiedene Kanäle erfolgt: 70% der Smart Meter kommunizieren per Powerline Communication (PLC) und 30% per GPRS/UTMS/LTE. 70% der Zähler befinden sich in dichter besiedelten Gebieten, wo die leitungsgebundene Kommunikation per PLC einwandfrei funktioniert. 30% befinden sich in erschwert zugänglichen Gebieten, wo eine drahtlose Kommunikation per GPRS/UTMS/LTE angemessen funktioniert. Sollten andere bestehende Kommunikationskanäle zwischen Smart Meter und Datenkonzentrator, wie bspw. Glasfasernetzte, verwendet werden, gehen wir davon aus, deren Smart Metering bezogenen Kosten analog zu PLC anfallen und keine zusätzliches Übertragungsentgelt erhoben wird. Daher werden Glasfasernetzte in dieser Studie nicht separat betrachtet. Die mittels PLC kommunizierenden Smart Meter senden ihre Daten an einen Datenkonzentrator. Der Datenkonzentrator befindet sich in einem geeigneten Objekt (ggf. einer Trafostation) und sammelt die Verbrauchswerte und sammelt die Verbrauchswerte der sich im Kommunikationskreis befindenden Smart Meter. In der vorliegenden Studie fallen pro Datenkonzentrator durchschnittlich 150 Smart Meter in ländlichen bzw. 500 Smart Meter in städtischen Gebieten an. Rund 50% der heutigen Trafostationen verfügen bereits

über eine Kommunikationsverbindung (z.B. Glasfaser, Breitband-PLC oder vermaschte Funknetzwerke), welche in der Lage ist, Verbrauchsdaten zu übermitteln. Die restlichen 50% werden mit GPRS/UTMS/LTE Kommunikationsmodulen ausgestattet. Die mit GPRS/UMTS/LTE-kommunizierenden Smart Meter senden ihre Daten direkt an das Datenzentrum, da aufgrund der drahtlosen Datenübertragung kein intermediärer Datenkonzentrator nötig ist.

Flächendeckende Einführung

Im Szenario „Flächendeckende Einführung“ gehen wir davon aus, dass jährlich rund 400‘000 konventionelle Zähler durch Smart Meter ersetzt werden. Teilweise können die Zähler im ordentlichen Erneuerungszyklus ersetzt werden in der überwiegenden Zahl der Fälle erfolgt der Wechsel der Zähler vor dem Erreichen deren Lebensdauer. Die Grundvoraussetzung für dieses Szenario ist, analog zum Szenario „selektive Einführung“, die Schaffung einer Smart Meter tauglichen Infrastruktur innerhalb von 5 Jahren. Mit dieser forcierten Ausstattung von Messpunkten wird der Zielwert einer 80% Abdeckung mit Smart Meter bei einer flächendeckenden Einführung ungefähr im Jahr 2025 erreicht. Energieversorger bieten ihren Smart-Metering-Kunden dieselben energienahen Produkte und Dienstleistungen an wie im Szenario selektive Einführung (Stromverbrauchsvisualisierung per Internet oder Smartphone, zeitvariable Tarife und Lastmanagement für die Wärmeerzeugung).

Flächendeckende Einführung +

Das Szenario „Flächendeckende Einführung +“ entspricht dem Szenario flächendeckende Einführung, beinhaltet jedoch folgende Erweiterungen: Energieversorger bieten ihren Kunden dynamische Tarife und ein Lastmanagement für Haushaltsgeräte an. Dynamische Tarife bieten den Kunden einen Strompreis, welcher der aktuellen Strommarktentwicklung folgt. Beispielsweise ist der Strompreis zu Spitzenzeiten höher, wenn eine überdurchschnittlich hohe Nachfrage nach Strom besteht. Um dynamische Tarife zu nutzen, benötigen Kunden eine Anzeige des aktuellen Strompreises, sei es ein Inhome-Display, ein Smartphone oder ein Internet-Portal. Analog zu lastvariablen Tarifen und gemäss ersten Pilotprojekten mit dynamischen Tarifen in der Schweiz nehmen wir an, dass 20% der Smart-Metering-Kunden dynamische Tarife nutzen werden. Zusätzlich zu dem Lastmanagement für die Wärmeerzeugung können Smart-Metering-Kunden in diesem Szenario bestimmte Haushaltgeräte (z.B. Waschmaschine, Trockner und Beleuchtung) steuern lassen. Für dieses Lastmanagement ist eine Kommunikation in kurzen Zeitabständen nötig. Wir nehmen analog zur Nachfrage nach Lastmanagement für Wärmeerzeugung an, dass 20% Smart-Metering-Kunden an einem erweiterten Lastmanagement interessiert sind.

Anmerkungen zur Umsetzung der Einführungsszenarien

Die verschiedenen Akteure werden sich nur dann an der Umsetzung von Smart Metering beteiligen, wenn entsprechende Anreize vorhanden sind. Diese können in einem für den jeweiligen Akteur vorteilhaften Kosten-Nutzen-Verhältnis oder den entsprechenden regulatori-

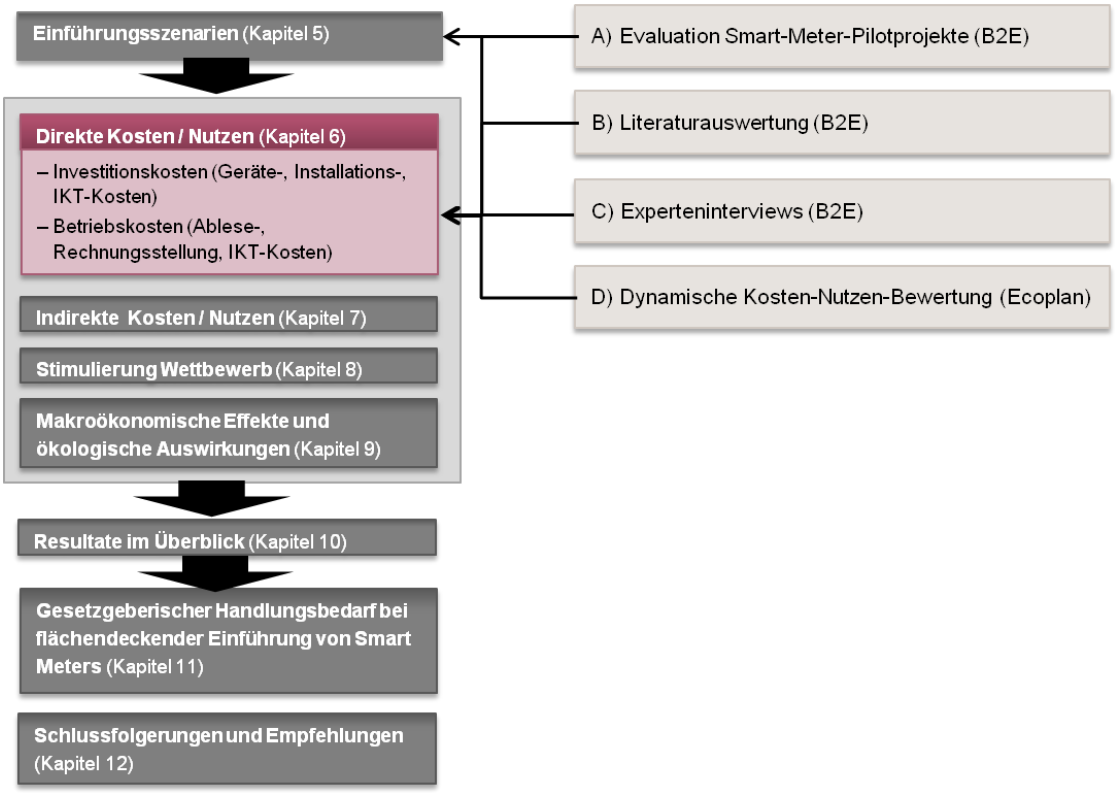
schen Vorgaben bestehen. In den folgenden Berechnungen wird keine spezifische Regulierung unterstellt. Vielmehr wird untersucht, welche Kosten und Nutzen sich ergeben, wenn die Szenarien so umgesetzt würden. Mit Hilfe der Zuweisung der Kosten und Nutzen auf die verschiedenen Akteure werden mögliche Änderungen am Regulativ vorgeschlagen, damit ein (flächendeckender) Rollout umgesetzt wird (vgl. dazu die Ausführungen im Kapitel 11).

Weiter wird bei den Einführungsszenarien davon ausgegangen, dass eine Normierung der Smart Meter relevanten Technologien stattfindet und diese kostengünstig auf dem Markt verfügbar sein werden. Eine Normierung der Geräte, inklusive der Schnittstellen ist auch im Hinblick auf die Anbindung von Sekundärgeräten, wie Wasser- oder Gaszähler oder von Lastmanagementsystemen notwendig. Weiter gehen wir davon aus, dass die Nutzungsrechte an den Smart Meter und der Daten klar definiert und der Datenschutz sichergestellt wird.

6 Direkte Kosten und Nutzen

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

Abbildung 6-1: Bewertung der direkten Kosten und Nutzen



6.1 Übersicht

Smart Metering bringt je nach Einführungsszenario unterschiedlich hohe Kosten mit sich. Das folgende Kapitel beinhaltet die Beschreibung und Herleitung der relevanten Investitions- und Betriebskosten. Gemäss dem Handbuch „Smart Metering CH“[47] gibt es eine Vielzahl an Positionen, welche sich in die übergeordneten Kategorien Investitionskosten und Betriebskosten aufteilen lassen. Die Investitionskosten umfassen den Aufbau einer zentralen Infrastruktur beim Energieversorger (z.B. Soft- und Hardware im Datenzentrum) und den Aufbau einer dezentralen Infrastruktur beim Kunden (z.B. Smart Meter) sowie zwischen dem Kunden und

[47] VSE (2010), Handbuch Smart Metering CH.

Netzbertreiber (z.B. Datenkonzentratoren). Die Betriebskosten beinhalten die Unterhaltskosten (z.B. Eigenverbrauch der Zähler), Kommunikationskosten und Geschäftsprozesse des Energieversorgers. Abbildung 6-2 zeigt die unterschiedlichen direkten Kosten- bzw. Nutzenkomponenten von Smart Metering.

Abbildung 6-2: Übersicht über die direkten Kosten und Nutzen

Kategorie	Kostenelement
Investitionskosten	
Dezentrale Infrastruktur	Zähler (z.B. mechanische Zähler, digitale Zähler, Smart Meter)
	Datenkonzentratoren
	Steuerungsgeräte (z.B. Rundsteuerung)
	Gateway
	Installation der dezentralen Infrastruktur (z.B. Gerätewechsel, Einbau Datenkonzentrator)
	Inhome Display
Zentrale Infrastruktur	Projektmanagement (z.B. Administrationskosten)
	Personalausbildung (z.B. Monteure)
	Software
	Hardware
	Installation der zentralen Infrastruktur
Betriebskosten	
Unterhalt	Eigenverbrauch der Zähler
	Sicherheit und Datenschutz
	Hardware (z.B. Betrieb, Unterhalt)
	Software (z.B. Lizenz, Wartung, Updates)
Kommunikation	Datenübertragung per PLC
	Datenübertragung per GPRS/UMTS/LTE
Geschäftsprozesse	Ablesekosten
	Rechnungsstellung
	Informationsschreiben
	Kundensupport
	Marketingkampagne für Smart Metering
	Umzugsmanagement (z.B. Kunden- und Lieferantenwechsel)

Für die Gerätekosten werden Skaleneffekte berücksichtigt (sinkende Gerätepreise bei steigenden Stückzahlen). Ebenfalls wird eine Preisentwicklung bei elektronischen Geräten von -3% pro Jahr, bei den Kommunikationskosten von -5% und eine Lohnkostenentwicklung von +0.7% pro Jahr[48] unterstellt. Um die Unsicherheit der Kostenentwicklung bei Technologie und

[48] Ecoplan (2011), Branchenszenarien 2008 – 2030.

Personal miteinzubeziehen, werden jeweils Kostenspannbreiten berücksichtigt (vgl. auch die Sensitivitätsanalyse in Abschnitt 6.5).

6.2 Annahmen zu den Investitionskosten

Dezentrale Infrastruktur

Die Einführung von Smart Metering bedingt Investitionen in die dezentrale und zentrale Infrastruktur. Bei der dezentralen Infrastruktur handelt es sich um die Komponenten, welche beim Kunden (z.B. Smart Meter) sowie zwischen dem Kunden und Energielieferanten eingebaut werden (z.B. Datenkonzentratoren, Rundsteuerungsmodule). Abbildung 6-3 zeigt die für die verschiedenen Szenarien verwendeten Kosten der Geräte der dezentralen Infrastruktur auf dem Preisniveau von 2012. Dabei sind Skaleneffekte (sinkende Preise durch höhere Stückzahlen bei flächendeckender Einführung) berücksichtigt. Die zuvor erwähnte Preisentwicklung über die Zeit ist im Berechnungsmodell integriert.

Abbildung 6-3: Kosten der Geräte der dezentralen Infrastruktur [Preise 2012]

Gerät			CHF pro Gerät	Bandbreite
Mechanischer Zähler			80	+/- 10%
Digitaler Zähler			105	+/- 20%
Smart Meter PLC mit M-Bus				+/- 20%
– Szenario Selektive Einführung			115	
– Szenario Flächendeckende Einführung			105	
Smart Meter GPRS/UMTS/LTE mit M-Bus				+/- 20%
– Szenario Selektive Einführung			145	
– Szenario Flächendeckende Einführung			140	
Rundsteuerungsmodul	Traditionell	Hybrid	mit Smart Meter	+/- 20%
– Szenario Selektive Einführung	110	160	155	
– Szenario Flächendeckende Einführung	110	160	145	
Datenkonzentrator GPRS/UMTS/LTE			1‘000	+/- 20%

In die Gerätekosten spielen auch die Lebensdauern hinein, die sich bei der traditionellen und der Smart Metering Zählerinfrastruktur unterscheidet. Die Kosten für die Erneuerung der bestehenden Zählerinfrastruktur über den Zeithorizont 2015 bis 2035 hängen vor allem von der Lebensdauer ab. Zudem werden im Szenario „selektive Einführung“ Smart Meter vor allem im Rahmen des normalen Erneuerungszyklus der bestehenden Zähler eingesetzt. Für die Komponenten der dezentralen Infrastruktur berücksichtigen wir die folgenden Lebensdauern:

Abbildung 6-4: Lebensdauer der Geräte der dezentralen Infrastruktur

Gerät	Jahre pro Gerät	Bandbreite
Zähler		
– mechanisch	30	+/- 20%
– digital	18	+/- 20%
– Smart Meter PLC oder GPRS/UMTS/LTE	18	+/- 20%
Rundsteuerung	30	+/- 20%
Datenkonzentrator mit GPRS/UTMS/LTE Kommunikation	18	+/- 20%
Inhome Display inkl. Gateway	10	+/- 20%

Exkurs: Bestehende Zählerinfrastruktur

Derzeit gibt es keine Erhebung der gesamtschweizerischen Anzahl Stromzähler in Haushalten und KMU. Für die vorliegende Studie haben wir eine Gesamtmenge von 4.931 Mio. bestehenden Zählern berechnet:

Haushalte: Im Jahr 2009 gab es in der Schweiz 1.6 Mio. bewohnte Gebäude.[49] Davon waren 0.930 Mio. Gebäude Einfamilienhäuser und 0.670 Mio. Gebäude Mehrfamilienhäuser. In einem Mehrfamilienhaus gab es durchschnittlich 4.6 Wohnungen. Rechnet man mit einem Zähler pro Haushalt (in Einfamilien- und Mehrfamilienhäusern) und einem zusätzlichen Zähler für den Allgemeinstromverbrauch pro Mehrfamilienhaus, kommt man auf 4.682 Mio. Zähler in Schweizer Haushalten.

KMU: Insgesamt gibt es in der Schweiz knapp 350‘000 Arbeitsstätten. Rund 330‘000 Arbeitsstätten weisen einen kleinen bis mittleren Stromverbrauch und werden über die Niederspannungsebene versorgt, sind also potenzielle Smart-Meter-Kunden.

Gemäss Industrievertretern sind heute 80% der Messpunkte mit mechanischen und 20% mit digitalen Zählern ausgerüstet. Bei Neubauten und anfallendem Zählerersatz werden heutzutage nur noch in kleinen Mengen mechanische Zähler eingesetzt. In den nächsten fünf Jahren werden noch ein Drittel der zu erneuernden mechanischen Zähler mit mechanischen Zählern und zwei Drittel mit konventionellen digitalen Zählern ersetzt. Aufgrund des Ausbleibens von Bestellungen für mechanische Zähler, kann man gemäss Industrievertretern erwarten, dass anschliessend nur noch konventionelle digitale Zähler eingebaut werden.

Bezüglich der zukünftigen Entwicklung gehen wir davon aus, dass sich die Haushaltszähler gleichmässig mit der Entwicklung der Anzahl Haushalte entwickeln. Wir stützen uns dabei auf die Bevölkerungsszenarien des BFS (2010). Bei den KMU gehen wir von einer konstanten Anzahl Zähler aus.

[49] BFS (2011), Gebäude- und Wohnungsstatistik 2009.

Exkurs: Bestehende Rundsteuerungsinfrastruktur

Mit der bestehenden Rundsteuerung wird in Haushalten die Heizperioden von Wasserboilern gesteuert und bei Zählern zwischen Hoch- und Niedertarif geschaltet. Ein Rundsteuerungsmodul kann maximal sechs individuelle Lasten (z.B. Wasserboiler) steuern. Wir gehen von zwei Anschlüssen (Wasserboiler und Umschalten des Zählers) pro Haushalt aus. Gemäss Industrievertretern bedient ein Rundsteuerungsmodul in städtischen Gebieten drei Haushalte und in ländlichen Gebieten 1.5 Haushalte. In städtischen Gebieten kann man aufgrund der höheren Wohnungsdichte mehr Haushalte an ein Rundsteuerungsmodul anschliessend als in ländlichen Gebieten. Da sich 72% aller Haushalte in städtischen und 28% in ländlichen Gebieten befinden (BFS, 2009), rechnen wir mit 1.885 Mio. Rundsteuerungsmodulen in der Schweiz.

Zentrale Investitionskosten

Bei der zentralen Infrastruktur handelt es sich um Geräte, welche beim Energieversorger selbst installiert werden. Diese umfassen die Soft- und Hardware für das Datenzentrum, sowie das Projektmanagement und die Ausbildung der Monteure und Kundendienstverantwortlichen. Abbildung 6-5 zeigt die Kosten einer zentralen Infrastruktur auf dem Preisniveau von 2012.

Abbildung 6-5: Kosten der zentralen Infrastruktur [Preise 2012]

Gerät	CHF	Bandbreiten
Projektmanagement		
– Szenario Selektive Einführung	2‘500‘000	
– Szenario Flächendeckende Einführung	8'000'000	+/- 30%
Ausbildung Monteure und Kundendienst		
– Szenario Selektive Einführung	1‘000‘000	
– Szenario Flächendeckende Einführung	4‘000‘000	+/- 30%
Hardware		
– Szenario Selektive Einführung	82'500'000	
– Szenario Flächendeckende Einführung	255'000'000	+/- 30%
Software		
– Szenario Selektive Einführung	7'500'000	
– Szenario Flächendeckende Einführung	25'000'000	+/- 30%

Nebst den Investitionskosten für die Geräte betrachten wir auch deren Installationskosten (siehe Abbildung 6-6). Die Installation eines Smart Meter ist wegen der längeren Installationsdauer und höheren Komplexität teurer als die Installation eines konventionellen Zählers. Gemäss Industrieexperten erzeugen die folgenden zwei Faktoren Preisunterschiede in der Installation von allen Zählern: Selektive vs. flächendeckende Installation und Installation in

städtischen vs. ländlichen Gebieten. Bei einer flächendeckenden Installation fallen im Vergleich zur selektiven Einführung weniger und kürzere Anfahrten zu den Installationspunkten an und Strassenzüge können vollständig bzw. in einer logistisch günstigen Abfolge bedient werden. Somit können mehr Zähler pro Zeiteinheit installiert werden. Ebenfalls sind die Installationskosten pro Gerät in städtischen Gebieten aufgrund der höheren Wohndichte im Vergleich zu ländlichen Gebieten tiefer (z.B. können mehrere Zähler pro Wohnhaus getauscht werden).

Abbildung 6-6: Installationskosten für dezentrale und zentrale Geräte [Preise 2012]

Gerät	CHF pro Einheit	Bandbreiten
Mechanische und digitale Zähler		
– Stadt, selektiv	150	
– Stadt, flächendeckend	100	
– Land, selektiv	200	
– Land, flächendeckend	160	+/- 20%
Ersatz der Rundsteuerung	200	+/- 20%
Smart Meter		
– Stadt, selektiv	180	
– Stadt, flächendeckend	130	
– Land, selektiv	230	
– Land, flächendeckend	190	+/- 20%
Datenkonzentrator	350	+/- 20%
Einmalige **SIM-Kartenkosten und Aufschaltgebühr** pro Smart Meter und Datenkonzentrator	3	+/- 20%
Inhome Display inkl. Gateway	20	+/- 20%
Marketingkampagne für Smart Meter pro Kunde	1.5	+/- 20%
Jährliches Kundenschreiben mit Verbrauchsfeedback	1.5	+/- 20%
Online Energieeffizienz-Kampagne	4	+/- 20%

Exkurs: Kundenschreiben mit Verbrauchsfeedback und online Energieeffizienzkampagne

Im Szenario Status quo+ kommt es vermehrt zur Durchführung von Energieeffizienzkampagnen und dem Versand von Kundenschreiben mit Verbrauchsfeedback, welche zu einem nachhaltigen Umgang mit Energie motivieren sollen und keinen Smart Meter voraussetzen.

Kundenschreiben mit Verbrauchsfeedback

Energieversorger verschicken für den Endkunden kostenlos Anschreiben mit Verbrauchsfeedback an ihre Kunden per Post und Email. Das Verbrauchsfeedback basiert auf der jährlichen, manuellen Zählerablesung durch den Energieversorger. Beim Kundenschreiben handelt es sich nicht ausschliesslich um eine Abrechnung oder ein Informationsschreiben über

die Höhe und die Kosten des Stromverbrauchs. Vielmehr werden Erkenntnisse über soziale Normen aus Psychologie, Soziologie und Marketing angewendet, um Kunden durch den Vergleich des eigenen Verhaltens mit dem anderer Personen, zur Verhaltensveränderung zu motivieren. Vergleiche basierend auf sozialen Normen erwiesen sich als besonders wirksam – wirksamer als die Kommunikation von Kosten und Umweltschäden – um Kunden zum Energiesparen zu motivieren. Zudem kann das Kundenschreiben einen Vorjahresverbrauchsvergleich, Energiespartipps und Gutscheine für energieeffiziente Geräte enthalten. Gemäss einer Kundenschreibenkampagne in den USA resultiert ein Kundenschreiben pro Quartal in jährlichen Energieeinsparungen von 2%.[50]

Online Energieeffizienzkampagne

Im Szenario Status quo+ bieten Energieversorger ihren Kunden kostenlos Web-basierte Kampagnen mit Verbrauchsfeedback und Anreizmechanismen wie Gewinnspiele und Bonuspunkte an. Analog zum Kundenschreiben können die Kunden ihren Stromverbrauch auf der Webseite mit dem durchschnittlichen Verbrauch in der Nachbarschaft oder dem Wohnort vergleichen. Ausserdem bietet die Webseite eine Energieberatung an, welche es dem Kunden erlaubt, die Effizienz seines Haushaltes zu ermitteln und personalisierte Spartipps zu erhalten.

6.3 Annahmen zu den Betriebskosten

Infrastruktur

Mit 25 kWh verbraucht ein typischer Smart Meter mit Kommunikationsmodul derzeit mehr Strom pro Jahr als ein konventioneller digitaler Zähler (13 kWh) oder mechanischer Zähler (5 kWh). Nach Konsultation mit Zählerherstellern gehen wir bei Smart Metern von einer Reduktion des Verbrauchs auf 20 kWh im Jahr 2020 aus. Das Potenzial einer Verbrauchsreduktion bei mechanischen Zählern gilt als ausgeschöpft. Der Eigenverbrauch eines mechanischen, konventionell digitalen Zähler und Smart Meter wird dem Endkunden nicht verrechnet. Die Speisung der Messeinrichtung wird von der Messeinheit des Zählers nicht erfasst und geht somit nicht zu Lasten des Kunden. Für den Eigenverbrauch des Zählers kommt der Netzbetreiber auf. Die Kundensupportkosten sind mit Smart Metern geringer als mit konventionellen Zählern, weil zeitaufwendige Vorgänge (z.B. Umzug) durch die elektronische Datenerfassung automatisiert werden können. Die Sicherheit und den Datenschutz der sensiblen Kundenverbrauchsdaten zu garantieren, ist ebenfalls mit Mehrkosten verbunden. Wir berücksichtigen Kosten für die Anstellung und Ausstattung eines Experten für Sicherheit und Datenschutz. Ähnlich zu ERP-Systemen rechnen wir bei der Software für die Smart Metering Administration und die Verwaltung der Kundendaten mit operationalen Kosten für Lizenz, Wartung und

[50] Allcott (2011), Rethinking Real Time Electricity Pricing.

Support in der Höhe von 20% der Investitionskosten für Software. Bei der Hardware sind solche Kosten bereits in den Investitionskosten enthalten. Bei der Hardware rechnen wir nicht mit jährlich wiederkehrenden Kosten für Wartung, sondern berücksichtigen diese bereits in den Investitionskosten.

Abbildung 6-7: Betriebskosten [Preise 2012]

Gerät		Bandbreiten
Eigenverbrauch (kWh pro Jahr)		
– mechanische Zähler	26	+/- 20%
– digitale Zähler	13	+/- 20%
– Smart Meter vor 2020 eingebaut	25	+/- 20%
– Smart Meter nach 2020 eingebaut	20	+/- 20%
Kundensupport pro Zähler (Stunden pro Jahr)		
– für einen konventionellen Zähler	0.03	+/- 20%
– für einen Smart Meter	0.01	+/- 20%
– Kundensupport (CHF pro Stunde)	100	+/- 20%
Sicherheit und Datenschutz (CHF pro Jahr)		
– Szenario Selektive Einführung	150’000	+/- 20%
– Szenario Flächendeckende Einführung	300’000	+/- 20%
Lizenz-, Wartungs- und Supportkosten für Software (Softwarekosten in % der Investitionskosten pro Jahr)	20%	+/- 10%

Kommunikation

Die Kommunikation zwischen Smart Meter beim Kunden und Datenzentrum beim Energielieferant ist eines der Schlüsselelemente bei der Einführung von Smart Metering. Abbildung 6-8 zeigt die Kosten der unterschiedlichen Kommunikationsarten. Die Datenübertragung per PLC ist – abgesehen von den Installationskosten - nahezu kostenlos, da die bestehenden Leitungen zwischen Kunde und Trafostation genutzt wird und keine Kommunikationskosten mit Dritten anfallen. Ebenfalls erachten wir die Kommunikation zwischen Datenkonzentrator und Datenzentrum per bestehende Leitung (z.B. Glasfaser) als vernachlässigbar. Viele Energieversorger verfügen bereits über Leitungen zu ihren Trafostationen, die technisch in der Lage sind, Kundenverbrauchsdaten zu übermitteln. Die Kosten der drahtlosen Datenübertragung per GPRS/UMTS/LTE sind gemäss der Wahl des Übertragungsintervalls (z.B. einmal pro Sekunde, einmal alle 15 Minuten oder einmal im Tag) unterschiedlich hoch (siehe Exkurs Datenübertragung per GPRS/UMTS/LTE). Die per GPRS/UMTS/LTE kommunizierenden Smart Meter werden mit einer SIM-Karte ausgestattet. Die SIM-Karte selbst und das Aufschalten der SIM-Karte kosten rund 3 CHF. Wir gehen davon aus, dass die SIM-Karte mit 18 Jahren die gleiche Lebensdauer aufweist wie ein Smart Meter. Für jede SIM-Karte fallen jährliche Netznutzungskosten an, die jedoch mit einer steigenden Anzahl operierender SIM-Karten sinken. In der vorliegenden Studie rechnen wir mit deutlich niedrigeren Netznutzungskosten als derzeit üblich.

Abbildung 6-8: Kommunikationskosten der verschiedenen Übertragungsarten [Preise 2012]

Komponenten	CHF pro Gerät	Bandbreiten
Datenübertragung per PLC	0	
Datenübertragung per bestehende Kabelverbindungen (z.B. Glasfaser)	0	
Jährliche SIM-Netznutzungskosten bei folgender Anzahl Smart Meter oder Datenkonzentratoren (CHF pro Geräte und Jahr)		
– Szenario Selektive Einführung	3.9	+/- 30%
– Szenario Flächendeckende Einführung	3.0	+/- 30%
Jährliche Datenübertragungskosten per GPRS/UMTS/LTE alle 15 Minuten (CHF pro Gerät und Jahr) – nur relevant für Szenario Flächendeckende Einführung +	3.50	+/- 30%
Jährliche Datenübertragungskosten per GPRS/UMTS/LTE einmal pro Tag (CHF pro Gerät und Jahr)	0.04	+/- 30%

Wir rechnen mit einer Reduktion der Datenübertragungskosten sowie der SIM-Netznutzungskosten von 5% pro Jahr.

Exkurs: Kommunikationskosten GPRS/UMTS/LTE

Die drahtlose Kommunikation per GPRS/UMTS/LTE bietet den Vorteil, auch in erschwert zugänglichen Gebieten eine angemessen funktionierende Datenübertragung zu ermöglichen. Wir nehmen an, dass die Kommunikationskosten bei GPRS, UMTS und LTE gleich hoch sind, sowohl bei den Smart Metern und den Datenkonzentratoren. Die Kommunikationskosten setzen sich aus drei Elementen zusammen: Einmalige SIM-Aufschaltgebühren, jährliche SIM-Gebühren und Datenübertragungskosten abhängig vom gewählten Zeitintervall (siehe auch Abbildung 6-8). Die Datenübertragungskosten berechnen wir wie folgt: Eine Datenübertragung (z.B. aggregierte Verbrauchswerte eines Haushalts) besteht aus 0. 5 kB. Die Übertragung eines MB per GPRS/UMTS/LTE kostet 0.20 CHF im Jahr 2012. Werden die Verbrauchsdaten einmal pro Tag übermittelt, entspricht dies 365 Übermittlungen und einer Datenmenge von 0.1825 MB pro Jahr. Die Übertragung dieser Datenmenge kostet jährlich 0.04 CHF pro Gerät. Wird der Kundenverbrauch alle 15 Minuten übermittelt, entspricht dies 35’040 Übertragungen und einer Datenmenge von 17.52 MB pro Jahr. Damit fallen jährliche Datenübertragungskosten von 3.50 CHF pro Gerät an.

Exkurs: Datenübertragung per GPRS/UMTS/LTE

Heute können Daten drahtlos per GPRS (GPRS/GSM/EDGE) oder UMTS Netz übertragen werden. Da das GPRS Netz schon länger in Betrieb ist, bietet es heute eine bessere Netzabdeckung als UMTS. UMTS wir aber, gemäss Telekommunikationsexperten, mittelfristig eine gleich gute Abdeckung wie GPRS erzielen. Laut Industriespezialisten wird das GPRS Netz etwa im Jahr 2020 abgeschaltet. Wie lange UMTS noch verfügbar sein wird, lässt sich noch nicht abschätzen. Bereits heute werden schrittweise GPRS Kapazitäten abgebaut, um für die nächste Netztechnologie, genannt Long Term Evolution (LTE), Frequenzbänder freizumachen. Um die Smart Meter taugliche Zählerinfrastruktur auch nach dem Abschalten des GPRS Netzes zu nutzen, gehen wir davon aus, dass bei Smart Metern und Datenkonzentratoren LTE/UMTS-fähige SIM-Karten mit einer Lebensdauer von 18 Jahren eingesetzt werden. Die Kosten im Telekommunikationsmarkt dürften langfristig sinken. Wir rechnen mit einer Preisentwicklung von -5% pro Jahr bzw. -40% über 10 Jahre und -65% über 20 Jahre.

Geschäftsprozesse

Konventionelle Zähler müssen mindestens einmal pro Jahr abgelesen werden. Die manuelle Ablesung ist in städtischen Gebieten kostengünstiger als in ländlichen Gebieten, da aufgrund der höheren Wohndichte mehr Ablesungen pro Zeiteinheit getätigt werden können. Das Ablesen eines konventionellen digitalen Zählers ist billiger als das Ablesen eines mechanischen Zählers, da eine optische Schnittstelle zum schnelleren Ablesen benutzt werden kann. Der konventionelle digitale Zähler kann aber keine Daten an ein Datenzentrum übertragen wie ein Smart Meter. Die Rechnungsstellung umfasst Zählerablesung, Akonto- und Schlussrechnung, Systemkosten, Versand und Mahnprozess. Energieversorger schicken mehrheitlich drei Akonto- und eine Schlussrechnung an den Grossteil ihrer Kunden. Bei städtischen Energieversorgern haben wir bei der Rechnungsstellung eine leicht höhere Effizienz (18 CHF pro Rechnung) als bei ländlichen Energieversorger (24 CHF pro Rechnung) angenommen. Wir unterstellen eine Effizienzsteigerung bei der Rechnungsstellung von 3% pro Jahr mit oder ohne Smart Metering. Falls ein Kunde umzieht, fallen beim Energieversorger Mehrkosten an: Der mechanische bzw. digitale Zähler muss zusätzlich abgelesen werden. Zudem fällt ein administrativer Mehraufwand an. Mit einem Smart Meter können diese zusätzlichen Ablesungen vermieden und der resultierende Administrationsaufwand reduziert werden. Im Jahr 2011 gab es in der Schweiz eine durchschnittliche Umzugsquote von 12.3%.[51] Wir gehen davon aus, dass die Umzugshäufigkeit in städtischen Gebieten etwa doppelt so hoch ist, wie in ländlichen Gebieten.

[51] Zürcher Kantonalbank (2011), Umzugsreport 2011.

Abbildung 6-9: Kommunikationskosten der unterschiedlichen Übertragungsarten [Preise 2012]

Prozess	CHF pro Prozess	Bandbreiten
Ablesekosten mechanische Zähler		
– Städtisches Gebiet	4.00	+/- 10%
– Ländliches Gebiet	6.50	+/- 10%
Ablesekosten konventioneller digitaler Zähler		
– Städtisches Gebiet	3.50	+/- 10%
– Ländliches Gebiet	5.50	+/- 10%
Rechnungsstellung		
– Privatkunden, Land	24	+/- 10%
– Privatkunden, Stadt	18	+/- 10%
– KMU	63	+/- 10%
Umzugsprozess		
– ohne Smart Metering	54 / 72	+/- 10%
– bei Smart Meter (städtisches / ländliches Gebiet)	18 / 24	+/- 20%
Umzugshäufigkeit Schweiz (städtisches / ländliches Gebiet)	14% / 7%	

6.4 Direkte Kosten und Nutzen: Resultate der Szenarien

Auf Basis der oben genannten Annahmen wurden die direkten Kosten und Nutzen (in Form von vermiedenen Kosten) in einem Excel-basierten Modell berechnet. In diesem Modell sind die Kosten und Nutzen so abgebildet, dass eine Sensitivitätsanalyse ermöglicht wird (vgl. Abschnitt 6.5). Der Wertverlust bei frühzeitigem Ersatz von noch funktionsfähigen Zählern wurde berücksichtigt.

Die folgende Abbildung zeigt die Zusammensetzung der direkten Kosten und Nutzen der fünf Szenarien ausgedrückt in Nettobarwerten der kumulierten Ausgaben zwischen 2015 und 2035. Während die direkten Kosten im Szenario „Status quo“ rund 4.3 Mrd. CHF über den gesamten Betrachtungszeitraum ausmachen, sind es im Szenario „Flächendeckende Einführung“ knapp eine Mrd. CHF mehr, nämlich etwa 5.2 Mrd. CHF. Unabhängig vom Szenario betreffen die grössten Kostenblöcke die Rechnungsstellung (1.2 Mrd. CHF) und die Installationskosten (Status quo: 1 Mrd. CHF, flächendecken Einführung: 1.5 Mrd. CHF). Erst anschliessend folgen im Szenario „Status quo“ Umzugsprozesse (675 Mio. CHF), Gerätekosten (472 Mio. CHF), Ablesekosten (433 Mio. CHF), Kundensupport (323 Mio. CHF) und der Eigenverbrauch der Zähler (193 Mio. CHF). Im Szenario „Status quo+“ kommen Kosten für die Energieeffizienzkampagnen hinzu, bei den Smart Metering Szenarien zusätzliche Kosten für Anschaffung und Unterhalt der zentralen Infrastruktur sowie für Sicherheits- und Datenschutzmassnahmen hinzu.

Abbildung 6-10: Zusammensetzung der direkten Kosten und Nutzen der Szenarien

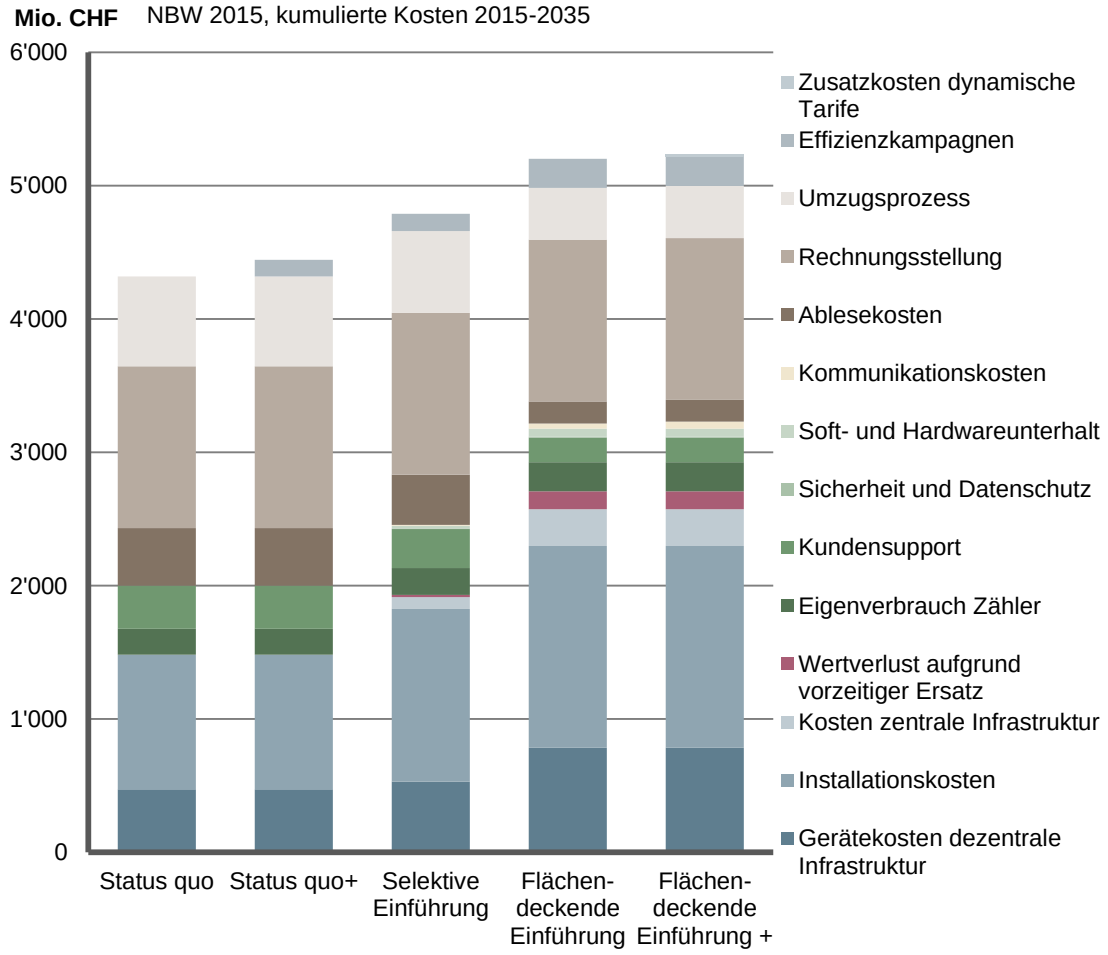


Abbildung 6-11 zeigt die Modellresultate der verschiedenen Szenarien im Vergleich auf. Für jedes Szenario sind jeweils die absoluten Werte angeben sowie mit Balken die Abweichungen zum Status quo (rote Balken für Zusatzkosten; grüne Balken für Einsparungen) gekennzeichnet.

Die Abbildung ist wie folgt zu lesen: Im Szenario „Status quo“ wird von Installationskosten im Zeitraum von 2015 bis 2035 von 1‘009 Mio. CHF ausgegangen. Im Szenario „Flächendeckende Einführung“ wird im selben Zeitraum von Installationskosten von 1‘514 Mio. CHF ausgegangen. Zudem zeigt die relative Grösse des roten Balkens, dass die Installationskosten im Vergleich zu allen anderen Kostenelementen im Vergleich zum Status quo am stärksten steigen.

Abbildung 6-11: Übersicht über die direkten Kosten und Nutzen der Szenarien, in Mio. CHF NBW 2015 der kumulierten Kosten 2015-2035

Kostenart	Status quo	Status quo +		Selektive Einführung		Flächendeckende Einführung		Flächendeckende Einführung +	
alle Angaben in NBW 2015	Mio. CHF	Mio. CHF	Diff. Status quo	Mio. CHF	Diff. Status quo	Mio. CHF	Diff. Status quo	Mio. CHF	Diff. Status quo
Investitionskosten	**1'482**	**1'482**		**1'912**		**2'572**		**2'572**	
Gerätekosten dezentrale Infrastruktur	*472*	*472*		*530*		*784*		*784*	
Installationskosten	*1'009*	*1'009*		*1'294*		*1'514*		*1'514*	
Kosten zentrale Infrastruktur	*0*	*0*		*88*		*275*		*275*	
Wertverlust aufgrund vorzeitiger Ersatz	**0**	**0**		**17**		**133**		**133**	
Betriebskosten	**516**	**516**		**518**		**472**		**472**	
Eigenverbrauch Zähler	*193*	*193*		*201*		*221*		*221*	
Kundensupport	*323*	*323*		*294*		*184*		*184*	
Sicherheit und Datenschutz	*0*	*0*		*5*		*6*		*6*	
Soft- und Hardwareunterhalt	*0*	*0*		*18*		*61*		*61*	
Kommunikationskosten	**0**	**0**		**9**		**39**		**52**	
Geschäftsprozesse	**2'321**	**2'321**		**2'204**		**1'768**		**1'768**	
Ablesekosten	*433*	*433*		*376*		*164*		*164*	
Rechnungsstellung	*1'213*	*1'213*		*1'213*		*1'213*		*1'213*	
Umzugsprozess	*675*	*675*		*615*		*391*		*391*	
Effizienzkampagnen	**0**	**124**		**130**		**218**		**218**	
Zusatzkosten dynamische Tarife	**0**	**0**		**0**		**0**		**20**	
Total	**4'319**	**4'443**		**4'790**		**5'202**		**5'236**	

Aus der obigen Abbildung ist klar ersichtlich, dass die grössten Unterschiede zwischen den Szenarien in den Investitionskosten und den Geschäftsprozessen liegen. Gegenüber dem Status quo steigen bei den Rollout-Szenarien die Investitionskosten stark an. Dafür treten bei den Geschäftsprozessen klare Einsparungen ein. In diesen beiden Elementen zeigt sich auch ein bedeutender Unterschied zwischen dem Szenario „Selektive Einführung“ und dem Szenario „Flächendeckende Einführung“: Während bei einer selektiven Einführung im Vergleich zu einer flächendeckenden Einführung von Smart Metern überproportional viele Investitionen getätigt werden müssen (kleinere Skalenerträge), kann auch nur ein Teil der potenziellen Kosteneinsparungen realisiert werden. Im Zeitverlauf zeigt sich dieses Bild recht deutlich. Vor allem in der Rollout-Phase, in der umfassende Investitionen anfallen, sind die Rollout-Szenarien in einer Cash-Flow-Betrachtung gegenüber dem Status quo teurer. Nach dem Rollout gleichen sie sich dem Kostenverlauf im Szenario „Status quo“ an. Bei einer flächendeckenden Einführung sind am Ende des Betrachtungszeitraums die Betriebskosten deutlich unter jenen der Referenzentwicklung (vgl. Anhang, Abschnitt 13.3 ab S. 201).

Aus der Abbildung 6-11 ergeben sich im Detail **kostenseitig** folgende Erkenntnisse:

- Die grössten Mehrkosten des Rollouts folgen nicht aus den Gerätekosten sondern aus den Installationskosten. Die Kostenunterschiede zwischen mechanischen und digitalen Zählern sowie digitalen Zählern sind bei den benötigten Stückzahlen begrenzt und nähern sich bis 2035 den Kosten für traditionelle Zähler an. Hingegen werden Smart Meter häufi-

ger ausgetauscht und die Installation ist aufwendiger. Hinzu kommt, dass die Installation mit steigenden Lohnkosten rechnen muss, was einer der Gründe ist für die relativ hohen Installationskosten.

- Deutliche Mehrkosten werden verursacht, wenn durch ein flächendeckendes Rollout viele noch funktionstüchtige traditionelle Zähler ausgetauscht werden. Die vorzeitig ersetzten Zähler werden abgeschrieben. Bei der selektiven Einführung kann dieser Wertverlust aufgrund des vorzeitigen Ersatzes weitgehend vermieden werden.
- Einen beträchtlichen Teil der Mehrkosten von Smart Metern machen die Investitionen in die zentrale Infrastruktur (Hard- und Software, aber auch Projekt- und Weiterbildung der Monteure) sowie deren Unterhalt aus.
- Um angestrebte Energieeinsparungen tatsächlich realisieren zu können, sind Energieeffizienzmassnahmen notwendig. Bereits im Szenario „Status quo+“ gibt es Mehrkosten durch zusätzliche Kundenschreiben sowie die Bereitstellung von Online-Portalen. Diese Kosten steigen mit dem Verbreitungsgrad der Smart Meter.
- Smart Meter sind zwar ein Instrument, Energie zu sparen, brauchen aber selber mehr Energie als ein mechanischer Zähler. Bei einer flächendeckenden Verbreitung der Smart Meter sind die dadurch verursachten Mehrkosten über den Betrachtungszeitraum hinweg zumindest nicht vernachlässigbar.
- Aufgrund der neusten Zahlen bzgl. der Kommunikationskosten ist nicht zu erwarten, dass diese auch bei einer flächendeckenden Einführung, grössere Kosten verursachen. Auch wenn für dynamische Tarife 15minütig Daten übermittelt werden, sind die Zusatzkosten relativ überschaubar.

Nutzenseitig sind in drei Bereichen Einsparungen zu erwarten: Dies betrifft einerseits die Kosten für die jährlichen Zählerstandsablesungen und die anfallende Kosten bei Umzugsprozessen und andererseits gewisse Effizienzgewinne im Kundensupport. Diese Einsparungen vermögen aber die Mehrkosten alleine nicht zu kompensieren.

Keinen Unterschied zwischen den Szenarien ergeben sich bei der Rechnungsstellung. Diese dürfte zwar im Zeitverlauf generell günstiger werden, nicht aber aufgrund der Smart Meter. Die Smart Meter ersetzen die Ablesung vor Ort, die weiteren Geschäftsprozesse der Rechnungsstellung werden aber dadurch nicht direkt tangiert.

Sicherheit und Datenschutz der Kundendaten sind ein wichtiger Aspekt im Rahmen von Smart Meter-Projekten und verlangen höchste Beachtung. Aus einer Kostensicht sind die Kosten für Sicherheits- und Datenschutzmassnahmen im Vergleich zu anderen Kostenelementen aber eher gering.

Weiter ist zu erwähnen, dass die direkten Kosten am Anfang der Betrachtungsperiode anfallen, die Nutzen sich aber erst mit der schrittweisen Installation der Smart Meter realisieren lassen.

Unterschiedliche direkte Kosten und Nutzen in ländlichen und städtischen Gebieten

Die obigen gesamtschweizerischen direkten Kosten und Nutzen verteilen sich nicht gleichmässig auf die einzelnen Netzbetreiber. Netzbetreiber in ländlichen Gegenden haben höhere Kosten als Netzbetreiber in städtischen Gebieten. Dies würde sich bei einer „flächendeckenden Einführung“ im Vergleich zum „Status Quo“ noch verstärken: Die direkten Kosten pro Zähler steigen in städtischen Gebieten durchschnittlich um rund 8 CHF pro Zähler/Jahr (+20%) und in ländlichen Gebieten um 13 CHF pro Zähler und Jahr (+25%).

6.5 Direkte Kosten und Nutzen: Sensitivitätsanalyse

In den folgenden beiden Abschnitten wird überprüft, wie die beiden Rollout-Szenarien „selektive Einführung“ und „flächendeckende Einführung“ auf Unsicherheiten der den Modellberechnungen unterstellten Annahmen reagieren. Die Sensitivitätsanalyse erfolgt anhand eines Vergleichs der Grundvariante mit einem „Best-Case-Szenario“ und einem „Worst-Case-Szenario“. Für die Berechnung dieser optimistischen und pessimistischen Varianten wurde jeweils die Bandbreite aller Annahmen zugunsten bzw. zum Nachteil von Smart Meter festgesetzt. Die Bandbreiten für die einzelnen Annahmen sind in den Abschnitten 6.2 und 6.3 aufgeführt.

Es gilt folgende Punkte zu beachten:

- Der Status quo variiert zwischen Best- und Worst-Case ebenso wie die übrigen Szenarien. Die Spanne liegt für den Status quo bei rund 650 Mio. CHF (vgl. Anhang Kapitel 14, ab S. 206).
- Es wurden ausschliesslich die in den Abschnitten 6.2 und 6.3 aufgeführten Annahmen angepasst. Nicht in die Best-/Worst-Case Szenarien wurden eine Anpassung der Dauer des Rollouts einbezogen, oder wie sich unterschiedliche Preistrends (bspw. für die Elektronik), auswirken. Da die Preisentwicklungen ebenfalls den Status quo sowie die anderen Szenarien betreffen, wirken sich veränderte Annahmen aber zwischen den Szenarien ungefähr proportional aus. Etwas anders liegt der Fall bei unterschiedlicher Rollout-Dauer: Je schneller der Rollout erfolgt, desto höher ist der Wertverlust aufgrund vorzeitigen Ersatzes und desto höher auch die Gerätekosten (da weniger lang von der günstigen Preisentwicklung profitiert werden kann).

Szenario „Selektive Einführung“

Abbildung 6-12 zeigt die Sensitivitäten für das Szenario „Selektive Einführung“. Während in diesem Szenario in der Grundvariante Mehrkosten von 470 Mio. CHF gegenüber dem Status Quo anfallen, machen diese bei ungünstigen Entwicklungen fast 700 Mio. CHF und bei einer aus Smart-Meter-Sicht besonders positiven Entwicklung rund 330 Mio. CHF aus.

Am stärksten wirken sich die Unsicherheiten bei den Gerätekosten und der Lebensdauer der Geräte aus. Im Worst Case gehen wir neben teureren Geräten und höheren Kosten pro In-

stallation auch von einer kürzeren Lebensdauer der Smart Meter und digitalen Zähler von 15 anstatt 18 Jahren aus, was sich indirekt auch auf die Installationskosten niederschlägt.

Interessant ist zudem zu sehen, dass bei den Geschäftsprozessen die Sensitivität gering ist. Dies hängt damit zusammen, dass aufgrund des geringen Durchdringungsgrad mit Smart Metern, der grösste Teil der Ablesekosten sowie auch der Umzugsprozesse erhalten bleibt. Hingegen zeigt sich, dass bei einer günstigen Entwicklung bereits mit einer selektiven Einführung Einsparungen bei den Betriebskosten möglich sind, sofern sich der Kundensupport durch Smart Meter tatsächlich effizienter gestalten lässt.

Abbildung 6-12: Best- und Worstcase-Kosten des Szenarios „Selektive Einführung“,
in Mio. CHF; NBW 2015 der kumulierten Kosten 2015-2035

Kostenart	Best Case	Selektive Einführung Grundvariante	Worst Case
Investitionskosten	**-350**	**-430**	**-564**
Gerätekosten dezentrale Infrastruktur	-32	-58	-100
Installationskosten	-256	-284	-350
Kosten zentrale Infrastruktur	-62	-88	-115
Wertverlust aufgrund vorzeitiger	**-17**	**-17**	**-17**
Betriebskosten	**19**	**-2**	**-39**
Eigenverbrauch Zähler	-13	-8	-21
Kundensupport	47	30	15
Sicherheit und Datenschutz	-4	-5	-6
Soft- und Hardware	-12	-18	-26
Kommunikationskosten	**-6**	**-9**	**-12**
Geschäftsprozesse	**130**	**118**	**105**
Ablesekosten	60	57	54
Rechnungsstellung	0	0	0
Umzugsprozess	70	61	51
Effizienzkampagnen	-103	-130	-157
Zusatzkosten dynamische Tarife	0	0	0
Total	**-328**	**-470**	**-685**

Szenario „Flächendeckende Einführung“

Im Szenario „Flächendeckende Einführung“ sind die Abweichungen vom Status quo höher als im Szenario „Selektive Einführung“. Entsprechend reagiert dieses Szenario auch deutlich stärker auf veränderte Rahmenbedingungen. Während in der Grundvariante von direkten Mehrkosten im Umfang von rund 900 Mio. CHF ausgegangen wird, dürften diese im schlechtesten Fall fast 1.6 Mrd. CHF und im besten Fall nur rund 360 Mio. CHF betragen.

Noch stärker als bei einer selektiven Einführung von Smart Meter zeigt sich, dass die Gerätekosten zwar einen deutlichen Einfluss auf die Investitionskosten ausüben, die Installationskosten aber noch bedeutsamer und tendenziell auch sensitiver sind. Die höheren Installationskosten infolge der aufwendigeren Installation von Smart Metern kommen hier deutlicher zum Tragen.

Bei den Geschäftsprozessen darf infolge der eingesparten Ablesekosten und der Vereinfachung der Umzugsprozesse auch im schlechtesten Fall mit Einsparungen im Umfang von rund 474 Mio. CHF gerechnet werden. Auch bei einer flächendeckenden Einführung hängt es von den getroffenen Annahmen ab, ob bei den Betriebskosten insgesamt Einsparungen erfolgen können. Besonders sensitiv reagieren wiederum die Kosten für den Kundensupport. Wegen der grösseren Verbreitung der Smart Meter spielt bei einer flächendeckenden Einführung auch der Eigenverbrauch der Zähler eine grössere Rolle.

Abbildung 6-13: Best- und Worstcase-Kosten des Szenarios „Flächendeckende Einführung“, in Mio. CHF; NBW 2015 der kumulierten Kosten 2015-2035

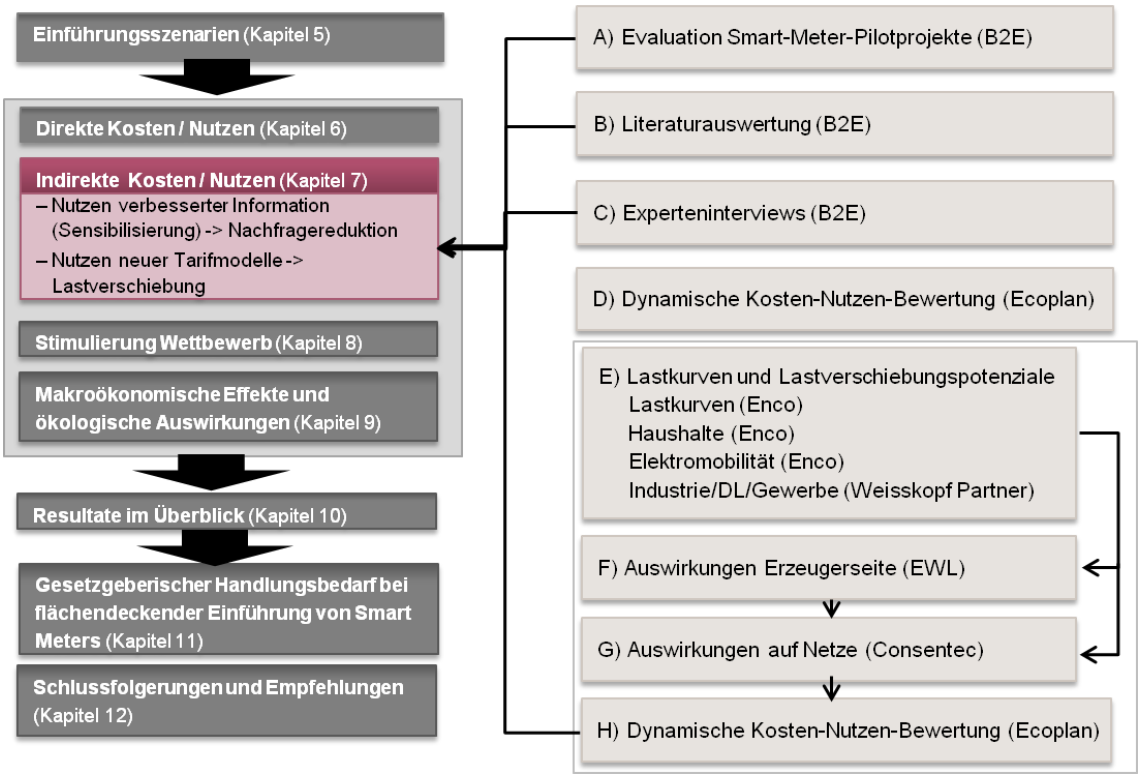
Kostenart	Best Case	Selektive Einführung Grundvariante	Worst Case
Investitionskosten	**-782**	**-1'091**	**-1'503**
Gerätekosten dezentrale Infrastruktur	-253	-311	-420
Installationskosten	-336	-504	-726
Kosten zentrale Infrastruktur	-193	-275	-358
Wertverlust aufgrund vorzeitiger	**-135**	**-133**	**-127**
Betriebskosten	**122**	**45**	**-125**
Eigenverbrauch Zähler	-66	-27	-98
Kundensupport	231	139	67
Sicherheit und Datenschutz	-4	-6	-7
Soft- und Hardware	-39	-61	-88
Kommunikationskosten	**-27**	**-39**	**-51**
Geschäftsprozesse	**632**	**553**	**474**
Ablesekosten	294	269	244
Rechnungsstellung	0	0	0
Umzugsprozess	339	285	230
Effizienzkampagnen	-174	-218	-263
Zusatzkosten dynamische Tarife	0	0	0
Total	**-363**	**-883**	**-1'596**

Fazit: Beim Szenario „selektive Einführung“ lässt sich festhalten, dass die direkten Mehrkosten in einer relativ engen Bandbreite von rund 330 bis 690 Mio. CHF liegen dürften. Bei einer flächendeckenden Einführung sind die Unsicherheiten grösser und entsprechend können die Mehrkosten gegenüber dem Status quo nur in einer relativ grossen Bandbreite abgeschätzt werden: zwischen 360 bis 1‘600 Mio. CHF.

7 Indirekte Kosten und Nutzen

Bei den indirekten Kosten und Nutzen sind insbesondere die durch die Smart Meter ausgelösten Nachfrageveränderungen aufgrund der verbesserten Information der Verbraucher sowie die durch die Smart Meter ermöglichten zusätzlichen Lastverschiebungspotenziale durch neue Tarifmodelle zu berücksichtigen.

Abbildung 7-1: Bewertung der indirekten Kosten und Nutzen



Smart Meter ermöglichen eine grössere Vielfalt in der Stromtarifierung. Im Abschnitt 7.1 werden die Grundlagen dazu aufbereitet. Der Abschnitt 7.2 zeigt, wie die Lastverschiebungspotenziale hergeleitet wurden, welche dann in die Berechnung der Veränderung bei den Netzkosten eingeflossen sind. Die durch Smart Metering ermöglichten Stromeinsparungen werden im Abschnitt 7.16 dargelegt. Die durch die Lastverschiebung und Stromeinsparungen erzielten Veränderungen der Netzkosten werden im Abschnitt 7.17 dargelegt. Die Auswirkungen auf die Regelleistung sind im Abschnitt 7.18 zu finden. Der grösste Nutzen des Smart-Meter-Rollouts kann auf der Erzeugungsseite insbesondere durch den Minderkonsum der Endkonsumenten erzielt werden (vgl. Abschnitt 7.19). Die Resultate zu den indirekten Kosten und Nutzen sind im Abschnitt 7.20 dargelegt und durch eine Sensitivitätsanalyse im Abschnitt 7.21 ergänzt.

7.1 Zeitvariable und dynamische Tarife

7.1.1 Einleitung

Aufgrund der Zwei-Wege-Kommunikation zwischen Energielieferanten und Endkunden sowie der Möglichkeit zur präzisen Erfassung von Lastgangdaten ermöglichen Smart Meter komplexere Tarifmodelle zu realisieren. In den folgenden Abschnitten werden zunächst die ökonomischen Vorteile von zeitvariablen und dynamischen Tarifen gegenüber fixen Tarifmodellen diskutiert. Danach wird eine kurze Übersicht über mögliche Tarifmodelle (bzw. Demand-Response-Programme, Instrumente des nachfrageseitigen Lastmanagements) erstellt. Es wird diskutiert, welche dieser Instrumente einer Einführung von Smart Metern bedürfen und welche bereits mit den heutigen Systemen anwendbar sind. Anschliessend wird kurz diskutiert, welche Effekte von den mit Smart Metern ermöglichten Instrumenten zu erwarten sind.

Das Stromversorgungssystem verfügt über vier Eigenschaften, die für die nachfolgende Analyse relevant sind:[52]

- Fehlende Speicherkapazitäten, um Elektrizität in grossen Mengen zu speichern
- Die Notwendigkeit, Angebot und Nachfrage jederzeit auszugleichen, um Systemausfälle zu verhindern
- Relativ starre Kapazitätsgrenzen bei der Produktion und dem Transport von Elektrizität
- Weitgehend unelastische Nachfrage der meisten Endkunden-Gruppen

Lange stand die Angebotsseite der Stromversorgung im Fokus, es galt für jede erdenkliche Nachfrage über genügend Produktionskapazitäten zu verfügen. Dies führt dazu, dass für Spitzenlastzeiten Produktionskapazitäten vorgehalten werden müssen, die nur selten benutzt werden und entsprechend hohe Kapazitätskosten verursachen.[53] Vor allem in den USA aber auch in Europa hat deshalb das Interesse an einer Flexibilisierung der Nachfrageseite im Energiemarkt zugenommen, da damit einerseits grosse Effizienzgewinne verbunden werden[54] und andererseits die zunehmende Integration von erneuerbaren Energien eine höhere Flexibilität der Nachfrage erfordert.[55]

Mögliche Instrumente zur Flexibilisierung der Nachfrageseite im Elektrizitätsmarkt werden in der Literatur unter dem Thema von Demand-Response-Programmen behandelt. Ziel solcher Programme ist immer – nicht wie bei allgemeinen Energiesparmassnahmen – den Lastgang der Verbraucher kurz- bis langfristig zu beeinflussen. Dies erfolgt entweder durch ein indirek-

[52] Vgl. OECD, International Energy Agency IEA (2011), Empowering Customer Choice in Electricity Markets.

[53] Vgl. Kiesling (2007), Retail Electricity Deregulation: Prospects and Challenges for Dynamic Pricing and Enabling Technologies.

[54] Vgl. Borenstein (2005), Time-Varying Retail Electricity Prices: Theory and Practice.

[55] Vgl. OECD, Internation Energy Agency IEA (2011), Empowering Customer Choice in Electricity Markets.

tes Lastmanagement über Preis-, Bonus- und Prämienmodelle oder durch verschiedene Formen des direkten Lastmanagements.

Grundsätzlich werden Demand-Response-Programme für folgende Ziele eingesetzt:

- Lastgangmodifikation
- Energieeinsparung / Energieeffizienz
- Marktbeteiligung der Endverbraucher
- Individualisierung der Energieprodukte

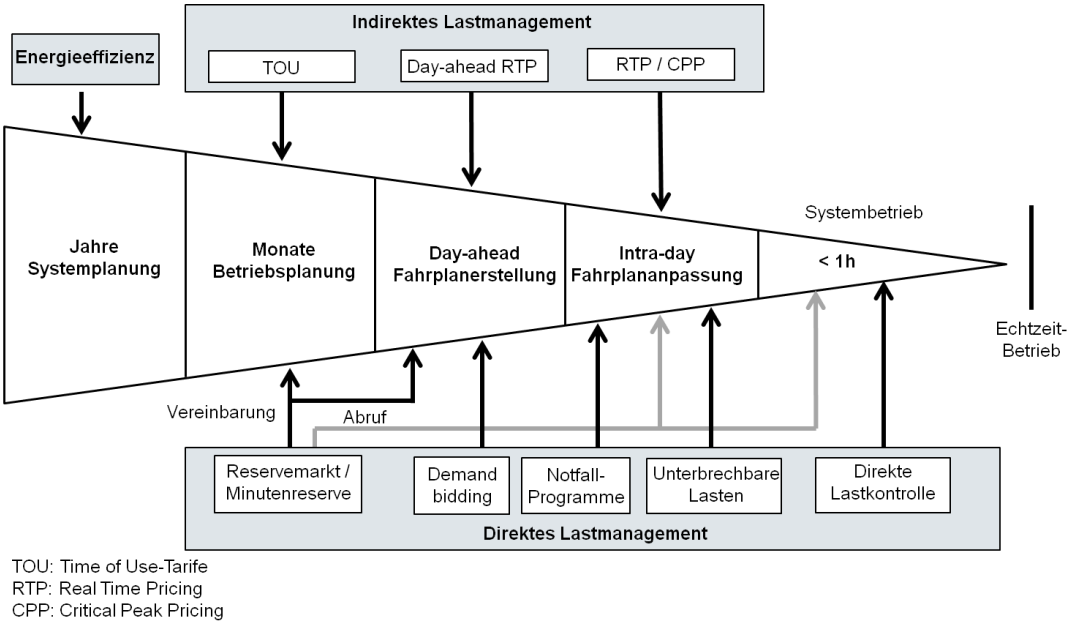
Nutzbringend sind insbesondere die Reaktionsmöglichkeiten, die Netzbetreiber bzw. Energielieferanten bei folgenden Situationen erhalten:[56]

- Reaktionsmöglichkeiten auf den Lastverlauf (Saisonaler Verlauf, Netzengpässe)
- Zusätzliche Einspeisung (stochastische Energie)
- Netzkritische Situationen und Netzengpässe
- Prognosefehler bei der Lastvorhersage und Vorhersage stochastischer Einspeisung
- Kraftwerksausfälle, Netzstörungen

Bei der Lastgangmodifikation spielt somit der zeitliche Horizont eine zentrale Rolle. Je nach Instrument können unterschiedliche Wirkungszeiträume bzw. Planungsebenen des Stromnetzbetriebs beeinflusst werden. Dies wird in der folgenden Abbildung verdeutlicht.

[56] Klobasa (2007), Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten, S. 98.

Abbildung 7-2: Einflussmöglichkeiten von Demand-Response-Programmen auf den Netzbetrieb



TOU: Time of Use-Tarife
RTP: Real Time Pricing
CPP: Critical Peak Pricing

Quellen: U.S. Department of Energy (2006), Klobasa (2007).

Umso mehr Reaktionsmöglichkeiten ein Lastmanagementprogramm bietet bzw. umso näher am Echtzeitbetrieb ein Instrument wirkt, desto mehr technischen und administrativen Aufwand verursacht es und desto komplexer ist dessen Betrieb.[57] Je nach Demand-Response-Programm bzw. den angestrebten Reaktionsmöglichkeiten steigt damit der Bedarf nach einer intelligenten Zählerinfrastruktur, um die administrativen Kosten gering und die Komplexität handhabbar zu halten.

7.1.2 Ökonomische Vorteile flexibler Tarifmodelle

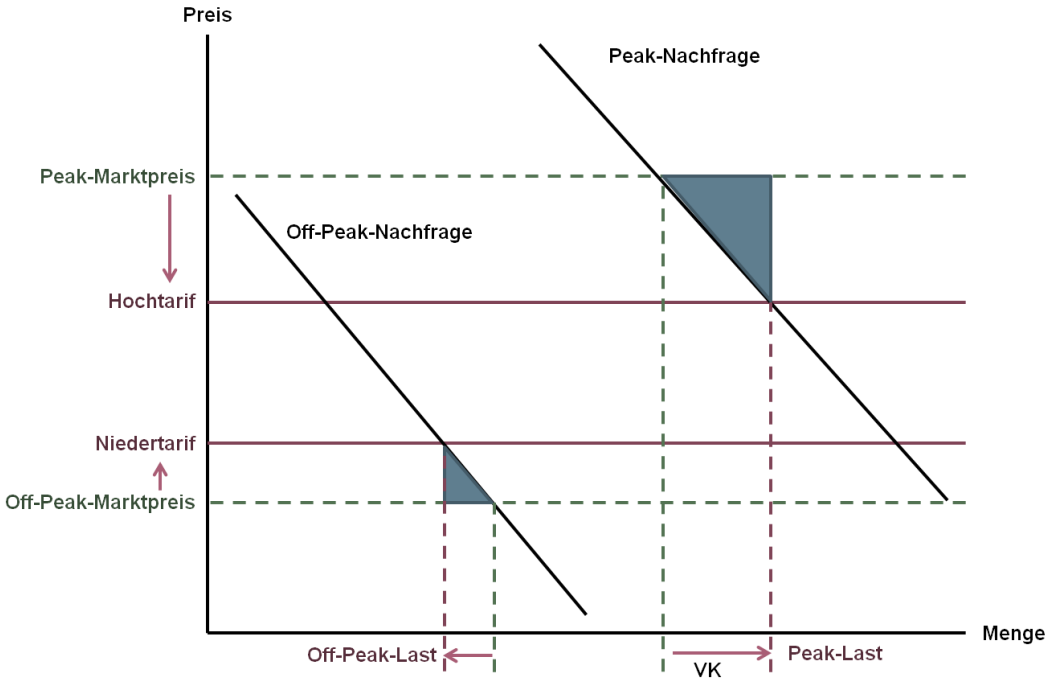
Diese Ausgangssituation führt zu verschiedenen **ökonomischen Ineffizienzen**:

- **Übermässige Vorhaltekapazitäten**: Da die Nachfrage nach Elektrizität schwankt, muss auch die Produktion entsprechend reagieren, um die Netzstabilität zu gewährleisten. In einem Markt, in dem die Endkunden unabhängig von den Produktionskosten einen fixen Tarif pro verbrauchter kWh bezahlen, ist die Nachfrage ausschliesslich von den aktuellen Präferenzen und den Umweltbedingungen bei gegebenem Preis abhängig. Für die Endkunden ist es unerheblich, ob im Falle einer Lastspitze auf dem Beschaffungsmarkt für zusätzliche Kapazitäten sehr hohe Preise bezahlt werden müssen. Wie in der folgenden Abbildung gezeigt, wird in einer solchen Situation zum Fixpreis mehr Elektrizität nachge-

[57] Vgl. auch Klobasa (2007), Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten.

fragt, als die Kunden bei Marktpreisen bezahlen würden. In der Summe müssen dadurch die in der Abbildung mit VK (Vorhaltekapazitäten) markierten Kapazitäten unnötigerweise für die Deckung der Spitzenlast bereitgestellt werden.

Abbildung 7-3: Veranschaulichung der Wohlfahrtsverluste infolge fixer Tarife



Quelle: Eigene Darstellung
Erläuterungen: Grün markiert sind die Marktpreise sowie die resultierende optimale Last zu Peak- bzw. Off-Peak-Zeiten. Rot markiert sind die effektiven Preise für Endkunden sowie die effektiv resultierende Last zu Peak- bzw. Off-Peak-Zeiten. Die grauen Flächen entsprechen dem Wohlfahrtsverlust durch den zu hohen Peak- bzw. den zu niedrigen Off-Peak-Konsum. Die Differenz zwischen der effektiven und der optimalen Peak-Last entspricht den Produktionskapazitäten, die unnötigerweise vorgehalten werden müssen.

- **Quersubventionen zwischen Konsumenten**: Bei Endverbraucherpreisen, die unabhängig von den aktuellen Marktpreisen gelten, werden jene Konsumenten, die überproportional viel Elektrizität in Spitzenlastzeiten konsumieren, von den übrigen Konsumenten quersubventioniert. Dies kann ebenfalls anhand der obigen Abbildung illustriert werden: In Spitzenlastzeiten wären dynamische Tarife höher und zu Tieflastzeiten tiefer als der Fixtarif.[58] Damit findet quasi eine „Sozialisierung“ des „Peak-Konsumenten“ unter allen Konsumenten im gleichen Versorgungsgebiet statt, weil diese in Hochlastzeiten zu tiefe Tarife für den bezogenen Strom bezahlen.

[58] Vgl. Borenstein (2006), Wealth Transfers Among Large Customers from Implementing Real-Time Retail Electricity Pricing.

- **Marktmacht der Produzenten**: Durch die kurzfristig starren Endkundenpreise, kann ein Stromproduzent bei Spitzenlastsituationen seine Marktmacht zur Erhöhung der Marktpreise einsetzen, ohne kurzfristig Anpassungen bei der Nachfrage in Kauf nehmen zu müssen. Der Anreiz zur Ausnutzung der Marktmacht sinkt, wenn durch flexiblere Endkundenpreise Preisreaktionen in der Nachfrage ausgelöst werden.[59]

Dynamische Tarife führen (idealerweise) zu niedrigeren Preisen auf den Beschaffungsmärkten, besserem Kapitaleinsatz und ausgeglichener Lastverteilung. Damit können Vorhaltekapazitäten reduziert und Übertragungskosten eingespart werden. Sie sorgen auch für eine gerechtere Verteilung der Kosten und spiegeln die effektiven Gestehungskosten besser wieder.[60]

7.1.3 Instrumente des Lastmanagements

Aus ökonomischer Sicht ist das zentrale Problem bei fixen Tarifmodellen, dass die Endkundenpreise nicht den Grenzkosten der Erzeugung entsprechen. Im Folgenden konzentrieren wir uns daher auf Instrumente des Lastmanagements, die in irgendeiner Form versuchen, die Endkundenpreise den Preisen auf den Beschaffungsmärkten anzugleichen. In der Literatur werden diese Instrumente üblicherweise dem indirekten bzw. preisbasierten Lastmanagement zugeordnet. Am häufigsten diskutiert werden Time-of-Use (TOU), Critical Peak Pricing (CPP) und Real Time Pricing (RTP bzw. dynamische Tarife). Auf diese Tarifmodelle sowie deren Auswirkungen gehen wir unten ausführlich ein. Generell gilt: Umso differenzierter die Preisgestaltung, desto höher wird der Datenbedarf bzw. die Anforderungen an die Zählerinfrastruktur. Differenzierte TOU-Modelle, CPP und RTP dürften deshalb ohne eine flächendeckende Smart Meter Infrastruktur nur bei Grossverbrauchern sinnvoll einsetzbar sein.

Neben den preisbasierten Tarifmodellen gibt es auch die sogenannten Instrumente des direkten bzw. anreizbasierten Lastmanagements. Auf diese soll nur ganz kurz eingegangen werden, da diese in der Mehrzahl Grossverbraucher betreffen und damit auch ohne flächendeckendes Smart-Meter-Rollout realisiert werden können. Bei den Instrumenten des direkten Lastmanagements werden die Kunden für die Zusicherung von Lasten entschädigt. Es können die folgenden direkten Instrumente für Lastmanagement unterschieden werden:[61]

- Direkte Laststeuerung ist die Steuerung von einzelnen Lasten durch den Netzbetreiber. In der Schweiz ist das Schalten von Warmwasserboilern durch ein Rundsteuerungssignal ein solches Beispiel.

---

[59] Vgl. u.a. Borenstein (2005), Time-Varying Retail Electricity Prices: Theory and Practice.

[60] Kiesling (2007), Retail Electricity Deregulation: Prospects and Challenges for Dynamic Pricing and Enabling Technologies, S. 13.

[61] Klobasa (2007), Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten, S. 102-104.

- Unterbrechbare Lasten: Im Rahmen eines Strombezugsvertrags sichert der Kunde dem Netzbetreiber gegen eine entsprechende Entschädigung zu, in gewissen Situation auf Strombezug zu verzichten. Einen Spezialfall bilden die Notfallprogramme. Bei diesen wird nur im Eintretensfall eine Entschädigung fällig.
- Demand Bidding: Lastverschiebungspotenziale werden direkt am Markt gehandelt. Smart Meter könnten hier durch die Aggregierung kleiner Lastverschiebungspotenziale neue Möglichkeiten eröffnen (vgl. auch Pooling von Anlagen und Akteuren unten).
- Reservemärkte: Hier werden von Grossverbrauchern direkt Lastverschiebungspotenziale angeboten. Diese können von Netzbetreibern genutzt werden und die Grossverbraucher werden entsprechend für ihre Lastreduktion entschädigt.
- Pooling von Anlagen und Akteuren: Im Rahmen des betrieblichen Lastmanagements werden aus verschiedenen Anlagen Lastverschiebungspotenziale zusammengelegt und angeboten. Mit Smart Metern ist denkbar, dass auch viele kleine Verbraucher gepoolt werden können.

Mögliche Varianten von preisbasierten Tarifmodellen werden im Folgenden diskutiert:

- **Time-of-Use**: Hier werden die Endverbraucherpreise je nach Tageszeit, Wochentag oder Jahreszeit variiert, um typische Kostenstrukturen abzubilden. Grundsätzlich ist eine Vielzahl unterschiedlicher Tarifstufen denkbar. Gemeinsam ist den Varianten dieses Tarifmodells, dass die Tarifstruktur nur selten (z.B. jährlich) verändert wird. Denkbar sind mehrstufige Tarife, die das tägliche Lastprofil relativ genau abzubilden versuchen. In der Schweiz ist eine relativ einfache Version der zeitvariablen Tarife weit verbreitet: Üblicherweise werden täglich zwei Tarifstufen angewendet (Tag-/Nachttarif), die häufig zwischen Winter- und Sommerhalbjahr differenzieren. Mit zeitvariablen Tarifen kann also nicht auf kurzfristige Nachfrageschwankungen oder andere Netzereignisse reagiert werden. In der schweizerischen Variante dienen sie vor allem dazu, einen Teil der Last in die Nacht zu verschieben. Generell dienen zeitvariable Tarife zum Abflachen des Lastprofils.

  In der Schweiz werden die Tarifstufen in der Regel mittels Rundsteuerungssignal geschaltet. Die mechanischen Zähler können normalerweise nur zwischen zwei Tarifstufen unterscheiden. Für zeitvariable Tarife mit mehr als zwei Stufen besteht Anpassungsbedarf bei der Zählerinfrastruktur, Smart Meter sind aber nicht zwingend: Da keine kurzfristigen Anpassungen der Tarifstruktur erfolgt, müssen die Zähler keine zeitpunktgenauen Verbrauchsdaten speichern können.
- **Critical Peak Pricing**: CPP-Modelle basieren grundsätzlich auf zeitvariablen Tarifen, für bestimmte kritische Events (Lastspitzen) wird der Tarif zusätzlich angepasst. Die wesentlichen Unterschiede zwischen verschiedenen CPP-Modellen bestehen vor allem in der Preisdifferenz zu den übrigen Tarifen, in der Ankündigungszeit und in der Häufigkeit der Events. Grundsätzlich können die Events bereits im Voraus angesagt werden. Die Idee dieses Tarifmodells liegt aber darin, auf spezifische, relative kurzfristige Ereignisse reagieren zu können (bspw. Wetterprognosen oder speziell hohe Strompreise im Grosshandel).

Die Events werden oft am Vortag, teilweise auch erst einige Stunden vor dem Event angekündigt und sind in der Anzahl begrenzt.

Diese Art von Preismodell ist aufwendiger als simple TOU-Modelle. Einerseits müssen die Kunden in geeigneter Form über anstehende Events informiert werden. Andererseits müssen die Zähler in der Lage sein, die in der Eventzeitspanne konsumierte Strommenge aufzuzeichnen. Solange der Peak-Arbeitspreis nicht variiert, ist eine Umsetzung ohne Smart Meter denkbar (z.B. über eine dritte Preisstufe, das durch ein Rundsteuerungssignal ausgelöst wird). Es würden aber Zähler benötigt, die mehr als zwei Tarifstufen differenzieren können.

- **Real Time Pricing**: Anders als bei TOU und CPP werden die Endverbraucherpreise an die effektiven Stromerzeugungskosten angelehnt. Theoretisch ist es mit einem RTP-Modell denkbar, ständig aktuelle Grenzerzeugungskosten den Endverbraucherpreisen zugrunde zu legen. Sofern die Verbraucher dann effektiv ihren Konsum an diesen Preisschwankungen ausrichten, kann damit eine volkswirtschaftlich optimale Allokation erfolgen. Umso näher die Preise an der Echtzeit festgelegt werden, desto besser kann mit RTP auf schwer vorhersehbare Ereignisse reagiert werden. Die RTP-Tarife werden oft in stündlichen Intervallen auf Basis der Vortagespreise festgelegt. Die Kunden werden i.d.R. am Vortag oder mindestens einige Stunden im Voraus über die Tarife informiert.[62]

  RTP-Tarife bedingen damit einerseits moderne Kommunikationsmittel, damit die ständigen Tarifanpassungen auch effektiv kommuniziert werden können. Andererseits müssen die Zähler aus Verrechnungsgründen imstande sein, den Verbrauch zeitgenau zu erfassen.[63] Eine Umsetzung von RTP-Tarifmodellen auch bei Kleinverbrauchern ist daher ohne eine Smart-Meter-Zählerinfrastruktur nicht denkbar.

- **Lastvariable Tarife**: Bei lastvariablen Tarifen werden die Tarife nicht zeitlich infolge von Preisvariationen differenziert, sondern in Abhängigkeit des effektiven Verbrauchs. Ecofys et al.[64] unterscheiden dabei einerseits Modelle, die sich am gesamten Stromverbrauch in einer bestimmten Zeitperiode orientieren und dann je nach Über- oder Unterschreitung z.B. des Vorjahresverbrauchs höhere Tarife fällig werden oder ein Bonus ausgezahlt wird. Mit diesen *verbrauchsabhängigen Tarifen* wird v.a. ein Anreiz zur Energieeinsparung gesetzt. Solche Modelle sind mit der bestehenden Zählerinfrastruktur realisierbar.

  Andererseits gibt es auch Modelle, die für Lastgangmodifikationen eingesetzt werden: Für Kunden könnte bspw. ein Referenzverlauf auf Basis ihres effektiven Lastgangs festgelegt werden. Wenn diese dann zu vereinbarten Zeiten ihren Verbrauch gegenüber dem Referenzverlauf senken, werden sie für diese Einsparungen belohnt. Umgekehrt werden bei einer Überschreitung des Referenzverlaufs zusätzliche Zahlungen auf Basis der aktuellen Marktpreise fällig. Die Erstellung des Referenzverlaufs sowie die Überprüfung des effekti-

---

[62] OECD, IEA (2011), Empowering Customer Choice in Electricity Markets.

[63] Klobasa (2007), Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten.

[64] Ecofys, EnCT, BBH (2009), Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen.

ven Verbrauchs bei *lastverlaufsabhängigen Tarifen* sind sehr datenintensiv, weshalb eher Critical Peak Pricing anstatt dergestalt lastvariable Tarife angewendet werden.[65]

In der folgenden Abbildung werden die vorgestellten Tarifmodelle vergleichend dargestellt:

Abbildung 7-4: Vergleich verschiedener Demand-Response-Programme

	Anforderungen an die EVU			**Einflussmöglichkeiten bei**				
Tarifmodell	**Smart Meter notwendig?**	**Komplexität**	**Aufwand**	**Lastverlauf**	**Prognoseabweichungen**	**Netz- und Kraftwerksausfälle**	**Energieeinsparung**	**Marktbeteiligung**
Zeitvariable Tarife (TOU)	nicht notwendig, heutige CH-Zähler sind aber auf zwei Stufen limitiert	niedrig	niedrig	nur sehr langfristig; generelle Verschiebung in Niedertarif	keine	keine	kaum	nein, nur mittels Durchschnittskosten
Critical Peak Pricing (CPP)	prinzipiell auch ohne SM möglich; mit SM mehr Flexibilität	mittel	hoch	Reaktion auf spezielle Markt- und Netzereignisse	bei kurzfristig angekündigten Events	mittel (bei kurzfristig angekündigten Events)	ja, sofern nicht durch Lastverschiebung kompensiert	ja, aber begrenzt
Real Time Pricing (RTP)	notwendig	sehr hoch	sehr hoch	hoch	hoch (aber nicht bei tags zuvor festgelegten Preisen)	hoch (aber nicht bei tags zuvor festgelegten Preisen)	ja, sofern nicht durch Lastverschiebung kompensiert	ja, theoretisch Ausrichtung an Grenzerzeugungskosten möglich
Verbrauchsabhängige Tarife	nicht notwendig	niedrig	niedrig	keine	keine	keine	ja (Bonus bei geringerem Verbrauch)	nein
Lastverlaufsabhängige Tarife	notwendig	hoch	hoch	eher langfristig	keine	keine	ja, sofern nicht Lastverschiebung	ja, bei Über-/Unterschreitung des Referenzverlaufs
Direkte Laststeuerung	Teil der Verbraucher bereits über Rundsteuerung; weitergehende Laststeuerung nur mit Smart Meter	niedrig	hoch	direkt und sehr kurzfristig	hoch	hoch	nein	ja, über die Entschädigungsregelung

Eigene Darstellung; basierend auf Klobasa (2007, S. 105), Econcept, EnCT (2009, S. 52-53.).

[65] OECD, IEA (2011), Empowering Customer Choice in Electricity Markets.

7.1.4 Wie wirken die Tarifmodelle in der Praxis?

Mit preisbasierten Tarifmodellen wurden international vielfältige Erfahrungen gesammelt. Die am häufigsten erprobten Tarifmodelle sind dabei verschiedene Formen der zeitvariablen Tarife (TOU) und des Critical Peak Pricing. Kaum Anwendung fanden dynamische Tarife. Eine Vielzahl von Umsetzungen und Modellversuchen fanden in den USA statt, es gibt aber auch dokumentierte Beispiele aus Australien, Deutschland, Frankreich, Kanada, Norwegen. In der Schweiz werden i.d.R. zweistufige Tarife angeboten. Wenn die Lastverschiebung durch zeitvariable Tarife betrachtet wird, ist deshalb zu beachten, dass in der Schweiz bereits solche eingesetzt werden.

a) Lastverschiebung

Für eine grobe Abschätzung der Auswirkungen der von Tarifmodellen gesetzten Anreize wird hier auf zwei Übersichtsstudien abgestützt: Faruqui und Sergici (2009) untersuchen anhand von 15 Versuchen in den USA, Kanada und Australien mit unterschiedlichen Tarifmodellen, in welchem Umfang die Spitzenlast bei Privathaushalten gesenkt werden kann.[66] Teilweise überlappende Grundlagen benutzt Klobasa (2007) in seiner Dissertation, um die erzielbaren Lastverlagerungen mit dynamischen Tarifen zu bestimmen.[67] Dort werden aber auch Versuche mit Dienstleistungs- und Industriebetrieben berücksichtigt. Generell bestehen grosse Unterschiede zwischen den Tarifversuchen und zwar bezüglich der Ausgestaltung der Modelle wie bspw. der Preisspreizung (Verhältnis zwischen Maximal- und Minimaltarifen), der Teilnehmerzahl und der Laufzeit. Es kann daher nicht von einer konsolidierten Evidenz bzgl. der Spitzenlastreduktion durch unterschiedliche Arten von Tarifmodellen gesprochen werden.

Auf einer generellen Ebene wurden folgende Einflussfaktoren gefunden:

- Die Spannweite zwischen Maximal- und Tiefstpreisen
- Die Ausstattung der Haushalte (z.B. Klimaanlagen, Elektroheizungen)
- Das Klima (in heissen Zonen konnte mehr verlagert werden)
- Der Stand der Automatisierung (mit vorhandenen Steuerungsmöglichkeiten kann mehr verlagert werden)
- Mit CPP-Modellen können bessere Effekte erzielt werden als mit TOU-Tarifen

b) Energieeinsparung

Die durch zeitvariable oder dynamische Tarifmodelle ausgelösten Energieeinsparungen werden in der Literatur kaum diskutiert, da der Fokus auf den realisierbaren Lastverschiebungs-

[66] Faruqui, Sergici (2009), Household Response to Dynamic Pricing of Electricity.

[67] Klobasa (2007), Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten.

potenzialen liegt. Interessant ist in dieser Hinsicht die Studie von Allcott (2009),[68] die auf umfassenden Daten eines Real-Time-Pricing-Projekts basiert, das in Chicago seit 2003 für Haushalte angeboten wird.[69] Für dieses Projekt findet Allcott eine Preiselastizität der Haushaltskunden von -0.1. Darüber hinaus werden die Spitzenlastreduktionen nicht durch eine Verschiebung wieder kompensiert, sondern es finden effektive Energieeinsparungen statt. Gegenüber der Kontrollgruppe haben die Haushalte mit einem RTP-Programm 5% Energieeinsparungen erzielt. Insgesamt konnten diese Haushalte aber nur etwa 10 USD an Elektrizitätskosten einsparen. Allcott kommt zum Schluss, dass das RTP-Programm zu signifikanten Wohlfahrtsgewinnen führen, aber nur, wenn die Informationskosten der Kunden gering gehalten werden können. Der Effekt des dynamischen Tarifmodells alleine spreche aber nicht deutlich für eine flächendeckende Einführung von Smart Metering.

7.2 Lastprofile/Lastverschiebung/Lastmanagement

7.2.1 Lastprofile

Bevor wir die durch Smart Metering ermöglichten Lastverschiebungspotenziale bestimmen, sind nachfolgende die Schweizer Lastprofile für 2010 und 2035 dargelegt. Das Lastprofil für 2035 ist abhängig von der verfolgten Energiepolitik („Weiter wie bisher“ oder „Neue Energiepolitik“):

Lastprofil Schweiz 2010: Für die Konstruktion des Profils wurden ausgewählte beobachtete Daten benutzt (Quelle: Swissgrid).

Lastprofil Schweiz 2035: Das Lastprofil für das Jahr 2035 wurde unter Verwendung folgender Annahmen bzw. Perspektiven aus dem Profil 2010 hochgerechnet:

- Aktualisierte Energieperspektiven für die Energiestrategie 2050 des Bundesrates: Veränderungen des Elektrizitätsverbrauchs in den einzelnen Sektoren
- Standardlastprofile des VDEW für Sektor Haushalte (Lastprofil Haushalte), Sektor Industrie (Lastprofil G3) und Sektor Dienstleistungen (Lastprofil G1)
- Einfaches Profil für Verbrauchszunahme im Sektor Verkehr mit der Annahme, dass 50% der Verbrauchszunahme gleichmässig über den Tag verteilt anfallen und 50% von 17:00 und 23:00 Uhr verursacht werden. Die letzteren 50% werden verursacht durch die privaten Elektrofahrzeuge, welche 67% (Weiter wie bisher) resp. 82% (Neue Energiepolitik) der Verbrauchszunahme im Verkehr ausmachen.

Die Hochrechnung erfolgt folgendermassen:

- Berechnung des Lastprofils für die Verbrauchsveränderungen 2009-2035 in den einzelnen Sektoren und Addierung dieser Profile zum Ausgangsprofil 2010.

[68] Allcott (2011), Rethinking Real Time Electricity Pricing.

[69] Allcott (2011), Rethinking Real Time Electricity Pricing.

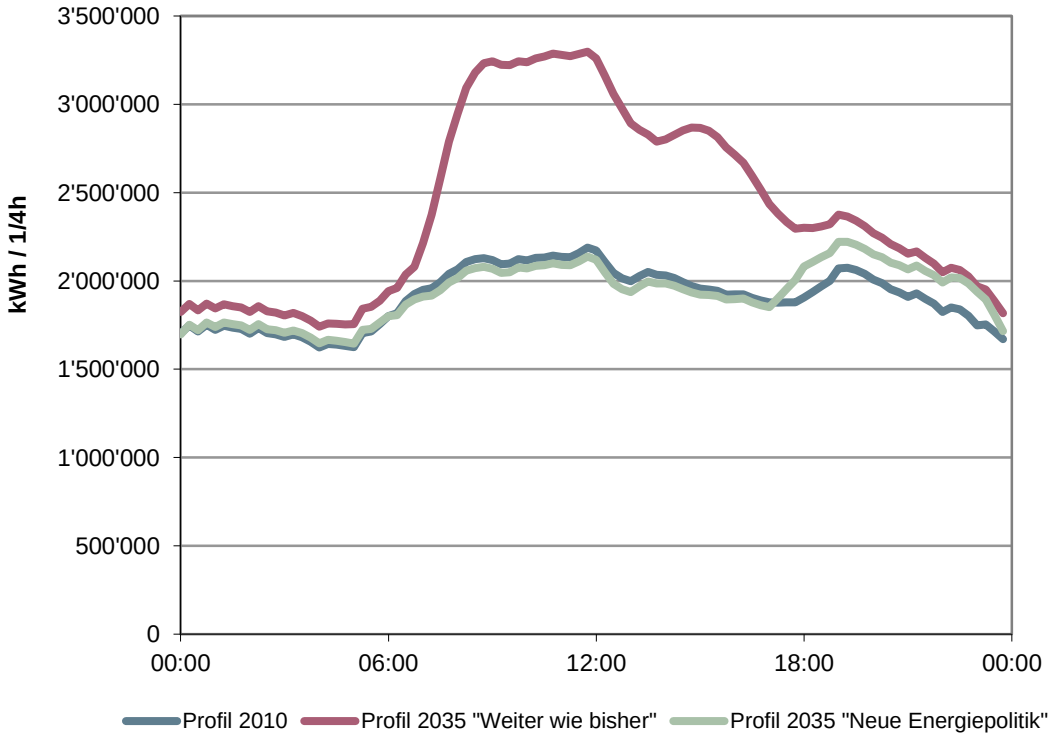
Die Berechnung der Lastprofile 2035 geht also von den folgenden Annahmen aus:

- Veränderungen im Lastprofil ergeben sich durch veränderte Verbräuche der einzelnen Sektoren (Haushalte, Dienstleistung, Industrie, Verkehr)
- Die Lastprofile in den einzelnen Sektoren bleiben gegenüber heute unverändert.

Ergebnisse: Bei den Profilen 2035 zeigt sich deutlich der Einfluss der einzelnen Sektoren:

- Im Szenario „Weiter wie bisher“ findet die markante Steigerung des Stromverbrauchs zu etwa gleichen Teilen in den Sektoren Industrie und Dienstleistungen statt. Dies führt zu einem starken Verbrauchsanstieg tagsüber an Werktagen. Die Verbräuche in den Sektoren Haushalte und Verkehr verändern sich nur geringfügig.
- Im Szenario „Neue Energiepolitik“ führt der Mehrverbrauch im Sektor Verkehr, welcher primär auf der Elektrifizierung des Privatverkehrs zurückzuführen ist, zu einem Verbrauchsanstieg in den Abendstunden.

Abbildung 7-5: Lastprofile für die Schweiz, 2010 und 2035



7.2.2 Haushalte[70]

Heutige Ausgangslage – zeitvariable Tarife und Rundsteuerung

In der Schweiz sind **zeitvariable Tarife** bei den Haushalten praktisch flächendeckend verbreitet. Die zeitvariablen Tarife gelten i.d.R. für alle Haushaltskunden, d.h. es besteht keine Wahlmöglichkeit. Dabei werden Hoch- und Niedertarifzeiten sowohl bei den Energiepreisen als auch bei den Netznutzungspreisen unterschieden. Die Energiepreise variieren entweder tageszeitlich oder sowohl tages- als auch jahreszeitlich. Der tageszeitliche Hochtarif beginnt in der Regel werktags gegen 6 Uhr und dauert bis ca. 22 Uhr. Am Samstag sind die Zeiten mit Niedertarif länger und am Sonntag gilt meist ganztags der Niedertarif. Der Hochtarif liegt bei den meisten EVU zwischen 50 bis 100% über dem Niedertarif.

Mittels der heutigen Rundsteuerungstechnologien werden Verbraucher wie Elektroboiler, Speicherheizungen etc. ein- und ausgeschalten. Die Verteilnetzbetreiber betreiben so bereits heute eine Laststeuerung. Es kann davon ausgegangen werden, dass in der Schweiz 95% der vorhandenen Elektroheizungen, Wärmepumpen und Warmwasserboiler über eine Rundsteuerung vom Verteilnetzbetreiber geschalten werden. Allerdings bietet die Rundsteuertechnologie nur eine eingeschränkte Flexibilität. Die Verbraucher sind nur als Gruppen ansteuerbar und die Steueralgorythmen fest vorgegeben. Zusätzlich werden mittels der Rundsteuerung die Haushaltszähler auf Hoch- oder Niedertariferfassung geschalten und die öffentliche Beleuchtung ein- und ausgeschaltet.

Optimierungspotenzial

Mit Smart Metering können die Tarife einerseits kundenspezifischer gestaltet und andererseits flexibler und dynamischer an den Netzbetrieb angepasst werden. So erlauben z.B. die Zentralen von Smart-Meter-Systemen die Bildung von verschiedenen Kundengruppen, die jeweils ein spezifisches Tarifmodell bzw. spezifische Preisstufen erhalten. Sogenannte Tarifmodelle mit Critical Peak Pricing ermöglichen an wenigen Tagen im Jahr sehr hohe Preisstufen zu bestimmen und diese mit Tagesfrist den Kunden anzukündigen. Hiermit können auf kurzfristig eintretende Versorgungsengpässe oder Notfallsituationen im Versorgungssystem reagiert werden. Insgesamt ist davon auszugehen, dass mit Smart Metering die individuellen Möglichkeiten zur Lastverlagerung der Kunden deutlich besser ausgeschöpft werden können als bisher. Die folgende Zusammenstellung gibt die Resultate ausgewählter Studien zum Lastverschiebungspotenzial durch zeitvariable Tarife an. Insbesondere die Ergebnisse der Studie von Klobasa (2007)[71] sind aufschlussreich, da sie direkt mit den vorliegenden Ergebnissen vergleichbar sind.

---

[70] Eine umfassende Herleitung der Lastverschiebungspotenziale bei den Haushalten sowie die ausführlichen Resultate finden sich im 0.

[71] Klobasa (2007), Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten.

Abbildung 7-6: Mögliche Erhöhung der Lastverschiebung gegenüber zeitvariablem Tarif mit 2 Preisstufen

Programm	Wirkungsschätzung	Quelle
Zeitvariabler Tarif mit 3 (statt 2) Preisstufen	2.75 – 5.5% Verlagerung innerhalb des Tages	Ecofys 2009 (Simulation für D)
Event Preisstufen	10 – 15% Lastminderung in Hochlastzeiten	Ecofys 2009 (Auswertung intern. Studien)
	4.5 – 12.5% Verlagerung innerhalb des Tages	Ecofys 2009 (Simulation für D)
Zeitvariabler Tarif mit direkter Laststeuerung	15 – 25% Reduktion Spitzenlast	Faruqui 2008
Potenzial ohne Wärmepumpen, Warmwasser und Nachtspeicher	7.8% verlagerbarer Verbrauchsanteil	Klobasa 2007

Zusätzlich können Smart Meter die Funktion der bestehenden Rundsteuerungen übernehmen. Zwar steuern die bestehenden Rundsteuerungen in den Bereichen Raumwärme und Warmwasser praktisch alle Verbraucher an, nutzen jedoch aufgrund der beschränkten Flexibilität das mit Smart Meter erschliessbare Potenzial zur Lastverschiebung nicht vollständig. Vorsichtig geschätzt wird angenommen, dass bei einem flächendeckenden Einsatz von Smart Metering das Lastverschiebungspotenzial von Raumwärme und Warmwasser um 10% der durchschnittlichen Betriebslast gesteigert werden kann. Im Bereich Waschen und Trocknen wird nur ein Teil der Verbraucher durch Rundsteuerungen angesteuert. Entsprechend wir in diesem Bereich davon ausgegangen, dass mit Smart Metering das Lastverschiebungspotenzial um 50% der durchschnittlichen Betriebslast gesteigert werden kann.

Annahmen für die Berechnung des Lastverschiebungspotenzials

Für die Berechnung gehen wir von folgenden Annahmen aus:[72]

- Optimierte Laststeuerung durch Ablösung der bestehenden Rundsteuertechnik für Raumwärme, Warmwasser und Waschen/Trocknen
- Laststeuerung für Gefrieren/Kühlen und Hilfsenergie für Heizen wird nur bei einem vollständigen Rollout im automatisiertem Kontext genutzt, da der Nutzen im Verhältnis zum Aufwand noch ungenügend ist (kleine Einheiten)
- Verhaltensänderungen durch optimierte zeitvariabler Tarife erreichen ein Lastverschiebungspotenzial von zusätzlich 2.6% des Verbrauchs - was ca. 1/3 des in ermittelten Potenzials entspricht.[73]
- Wochentage und Wochenendtage werden nicht unterschieden

[72] Für die Details sei auf den Anhang, Kapitel 15.2. verwiesen.

[73] Klobasa (2007), Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten.

Resultate

Die Lastverschiebepotenziale sind abhängig von der Verschiebedauer und dem im jeweiligen Zeitpunkt vorherrschenden Verbrauchsmuster (Tag/Nacht, Woche/Wochenende, Sommer/Winter). Die nachfolgende Tabelle zeigt die Lastverschiebepotenziale in Abhängigkeit der Verschiebedauer für die verschiedenen Einführungsszenarien. Die Bandbreiten innerhalb der Tabelle entsprechen den Maximal- bzw. Minimalwerten für Tag/Nacht, Woche/Wochenende und Sommer/Winter.

Abbildung 7-7: Lastverschiebungspotenziale durch Smart Metering im Jahr 2035 in Abhängigkeit der Verschiebedauer [alle Angaben in MW]

Einführungsszenario	15 Minuten	1 h	2 h	4 h
selektive Einführung	32-58	32-58	11-37	11-37
flächendeckende Einführung	128-233	128-233	44-149	44-149
flächendeckende Einführung +	258-364	258-364	175-280	175-280

7.15.1 Industrie/Dienstleistungen[74]

Smart Metering und Lastverschiebung in Industrie und Dienstleistung

Bereits heute gibt es Grossverbraucher, die aufgrund der Grösse ihrer Lasten profitabel als Akteure im Regelenergiemarkt auftreten, oder wesentlich zum Bilanzgruppenausgleich beitragen könnten. Diese Grossverbraucher sind nicht auf die Smart Meter Technologie respektive den Rollout angewiesen und werden nachfolgend nicht berücksichtigt.

Das Lastverschiebungspotenzial der kleineren Industrie-, Gewerbe- und Dienstleistungsunternehmen wurde schrittweise bestimmt:

- Theoretisches Potenzial: In einem ersten Schritt wurden die Grossbetriebe ausgeklammert und das theoretische Potenzial auf Basis des Energieverbrauchs und der Jahresbetriebszeiten der Anlagen von kleineren und mittleren Industrie-, Gewerbe- und Dienstleistungsunternehmen bestimmt.
- Technisches Potenzial: Es werden Lasten und Anwendungen berücksichtigt, die entweder an eine Art Speicher gekoppelt oder unterbrechbar oder zeitlich verschiebbar sind.
- Praktisches Potenzial: Der dritte Schritt berücksichtigt, dass einerseits ein Teil des Potenzials bereits heute über die bestehenden Rundsteueranlagen gehoben wird und andererseits sich die einzelnen Teilpotenziale in ihrer Installationskomplexität und folglich in ihrem Umsetzungsaufwand unterscheiden.

[74] Eine umfassende Herleitung der Lastverschiebungspotenziale bei den Haushalten sowie die ausführlichen Resultate finden sich im Anhang D: Lastverschiebungspotenzial in Industrie und Dienstleistung.

- Umsetzbares Potenzial: Hier wird die Durchdringung der Unternehmen mit den Smart Meter und damit die Unterschiede zwischen den Einführungsszenarien berücksichtigt.

Resultate

Die Lastverschiebepotenziale sind abhängig von der Verschiebedauer und dem im jeweiligen Zeitpunkt vorherrschenden Verbrauchsmuster (Tag/Nacht, Woche/Wochenende, Sommer/Winter). Die nachfolgende Tabelle zeigt die Lastverschiebepotenziale in Abhängigkeit der Verschiebedauer für die verschiedenen Einführungsszenarien. Die Bandbreiten innerhalb der Tabelle entsprechen den Maximal- bzw. Minimalwerten für Tag/Nacht, Woche/Wochenende und Sommer/Winter.

Abbildung 7-8: Lastverschiebungspotenziale durch Smart Metering im Jahr 2035 in Abhängigkeit der Verschiebedauer [alle Angaben in MW]

Einführungsszenario	15 Minuten	1 h	2 h	4 h
selektive Einführung	77-438	57-184	38-142	18-90
flächendeckende Einführung	336-1754	227-736	150-566	71-359
flächendeckende Einführung +	384-2176	267-867	170-659	79-409

7.15.2 Elektromobilität

Die Kosten um Strom in Niedertarifzeiten in den Batterien von Elektromobilen aufzunehmen und in Hochtarifzeiten wieder abzugeben sind auf absehbare Zeit noch zu hoch. Die Speicherkosten, welche durch die Beanspruchung der Batterien und die damit verbundene verkürzte Lebensdauer verursacht werden, liegen heute im Bereich von 30 bis 70 Rp./kWh. Unter der Voraussetzung, dass sich die spezifischen Kosten um den Faktor 3 - 6 verringern und die Lebensdauer der Batterien um den Faktor 3 verlängert werden kann, resultieren aber bis zum Jahr 2030 Speicherkosten, welche unter der Differenz des heutigen Hoch- und Niedertarifs liegen. Es kann also nach unserer Einschätzung frühestens ab 2030 damit gerechnet werden, dass die Elektromobilität für diese Art der Lastverschiebung Anwendung findet. Hingegen kann davon ausgegangen werden, dass bei der Elektromobilität dank Smart Metering der Ladezeitpunkt unter Berücksichtigung der Bedürfnisse von Fahrzeughalter und Stromnetz optimal gewählt wird. Die Flexibilität betreffend Ladezeitpunkt wird dabei mit zunehmender Batteriekapazität wesentlich gesteigert, da im Normalbetrieb nur ein kleiner werdender Teil der theoretisch möglichen Reichweite effektiv beansprucht wird.[75]

[75] Für Details sei auf den Anhang, Kapitel 15.3, verwiesen.

Resultate

Die nachfolgende Tabelle zeigt die resultierenden Lastverschiebungspotenziale bei der Elektromobilität:

Abbildung 7-9: Lastverschiebungspotenziale durch Smart Metering im Jahr 2035 nach Tag und Nacht [alle Angaben in MW]

Einführungsszenario	Tag	Nacht
selektive Einführung	3	57
flächendeckende Einführung	12	230
flächendeckende Einführung +	151	151

7.16 Energieeinsparungen

7.16.1 Haushalte

Ein Smart Meter erhebt und verwaltet elektronisch die Verbrauchsdaten des Kunden. Alleine führt dies noch nicht zu Energieeinsparungen. Erst eine angemessene Darstellung der Verbrauchsdaten an den Kunden fördert Energieeinsparungen. Die Kommunikation von Verbrauchsdaten, sogenanntes Feedback, kann über verschiedene Kanäle und mit unterschiedlichem Inhalt erfolgen. Mehrere Medien (z.B. Webportal, Smartphone, Inhome Display, etc.) sind für die Bereitstellung von Feedback geeignet. Abbildung 7-10 zeigt eine Auflistung der geeigneten Medien inklusive ihrer Vor- und Nachteile. Mithilfe dieser Medien kann dem Kunden nebst den Verbrauchsdaten unter anderem kommuniziert werden, ob er aktuell mehr oder weniger Strom verbraucht als zum gleichen Zeitpunkt im letzten Jahr (historischer Vergleich) oder als ein durchschnittlicher Haushalt in seiner Nachbarschaft (Vergleich mit Referenzgruppen). Feedback über die Zusammensetzung des Verbrauchs vermittelt dem Kunden, wie viel Strom einzelne Haushaltsgeräte konsumieren und – bei Berücksichtigung relevanter Haushaltsmerkmale – wie energieeffizient diese sind. Dadurch kann sowohl das Investitionsverhalten, etwa beim Kauf von Haushaltsgeräten, oder das Nutzungsverhalten beeinflusst werden. Durch die Kombination von Verbrauchsdaten mit Spielen, Wettbewerben und dem Sammeln von Bonuspunkten können zusätzliche Anreize zum Energiesparen geschaffen werden. Die Darstellung und Berücksichtigung verhaltenswissenschaftlich fundierter Konzepte beeinflusst die Wirkung des Verbrauchfeedbacks. Solche Konzepte sind beispielsweise die Aktivierung sozialer Normen (z.B. wie viel Strom verbraucht ein Haushalt im Vergleich zu anderen), die Nutzung von Zielsetzungsfunktionen (z.B. ein Haushalt versucht, im kommenden Monat 5% weniger Strom zu verbrauchen) und Projektionen (z.B. Hochrechnung der Stromkosten über 5 Jahre). Die aktuelle Forschung zur Ausgestaltung und Implementierung solcher Konzepte wird mittelfristig zu höheren Einspareffekten bei Smart Metering führen.

Abbildung 7-10: Die Vor- und Nachteile der unterschiedlichen Medien zur Kommunikation von Verbrauchsdaten

Medium	Vor- und Nachteile
Webportal	+ Das Webportal kann Verbrauchsdaten interaktiv, benutzerfreundlich und visuell ansprechend aufbereiten. + Das Webportal kann Verbrauchsdaten zeitnahe (nur mit Smart Metering) und über einen langen Zeitraum anzeigen. + Es ist für die Kommunikation von hochauflösenden Smart Metering Daten wie auch zur wöchentlichen Zählerselbsteingabe geeignet. + Der Zugriff erfolgt per Computer mit Internetanschluss. 77% der Schweizer Haushalte haben bereits einen Internetanschluss[76]. + Nebst dem bestehenden Computer fallen keine zusätzlichen Gerätekosten an. + Das Webportal kann mit Updates laufend auf dem neusten Stand der Technik gehalten werden. - Es ist nicht zur kontinuierlichen Anzeige von Strompreisen geeignet (z.B. bei dynamischen Tarifen), da der Prozess des Abrufens der Daten für den privaten Nutzer zu langwierig ist. - Kontinuierliche Anreize und Kampagnen für dauerhafte Nutzung erforderlich
Smartphone App	+ Die Smartphone App kann Verbrauchsdaten interaktiv, benutzerfreundlich und visuell ansprechend aufbereiten. + Sie kann Verbrauchsdaten in Echtzeit (nur mit Smart Metering) und über einen langen Zeitraum anzeigen. + Die App ist für die Kommunikation von hochauflösenden Smart Metering Daten wie auch zur wöchentlichen Zählerselbsteingabe geeignet. + Dass Feedback ist im Haushalt sowie unterwegs zugänglich. + Der Zugriff erfolgt per Smartphone mit Internetanschluss. 26% der Schweizer Haushalte können unterwegs mit ihrem Smartphone aufs Internet zugreifen[35]. + Die App kann mit Updates laufend auf dem neusten Stand der Technik gehalten werden. + Die Mobilität des Smartphones ermöglicht zusätzliche Dienstleistungen (z.B. Feedback ob Herd oder Bügeleisen wirklich abgeschaltet wurde). - Aufgrund des kleinen Displays gibt es gewissen Darstellungseinschränkungen. - Kontinuierliche Anreize und Kampagnen für dauerhafte Nutzung erforderlich
Inhome Display	+ Das Inhome Display kann Smart Metering Verbrauchsdaten einfach und verständlich darstellen. + Es kann Verbrauchsdaten in Echtzeit (nur mit Smart Metering) und über einen langen Zeitraum anzeigen. + Das Display ist zur kontinuierlichen Anzeige von Strompreise geeignet (z.B. bei dynamischen Tarifen). + Der Kunde kann das Inhome Display neben den wichtigsten Verbrauchern im Haushalt positionieren (z.B. Waschmaschine und Trockner) - Es fallen erhebliche zusätzliche Gerätekosten an. - Es besteht das Risiko, dass ein Inhome Display für viele Kunden bloss ein weiteres Geräte ist, welches im Haushalt „herumliegt“ und nicht genutzt wird. - Kontinuierliche Anreize und Kampagnen für dauerhafte Nutzung erforderlich
Kundenschreiben	+ Das Kundenschreiben wird per Post an spezifische Kunden verschickt. + Smart Metering ermöglicht das Versenden von mehreren Kundenschreiben pro Jahr, da mit den wenigen manuellen Zählerablesungen durch den Energieversorger auch nur wenige Verbrauchswert per Kundenschreiben kommuniziert werden können. + Es benötigt keine bereits vorhandenen Geräte wie Computer oder Smart Phone. + Die Darstellung von zeitvariablen Tarifen ist möglich. + Der Versand kann auch per Email erfolgen. - Verbrauchsdaten können nicht in Echtzeit und interaktiv dargestellt werden. - Periodische Aktionen erforderlich - Kontinuierliche Anreize und Kampagnen für dauerhafte Nutzung erforderlich

[76] Bundesamt für Statistik BFS. (2011). Internet in den Schweizer Haushalten 2010, Bern.

Die Überblicksstudien von VaasaETT (2011), Fischer (2008) und Darby (2006) zeigen ein breites Spektrum an rapportierten Energieeinsparungen durch Feedback. Es werden Studien zitiert, die Energieeinsparungen von 0% bis 15% berichten. Bei einer kritischen Betrachtung zeigt sich jedoch, dass bei vielen Studien mit Einsparungen über 5% folgende Merkmale die Aussagekraft der Resultate schmälern:

- Das Interesse an einem nachhaltigen Umgang mit Energie sowie die Bereitschaft, den eigenen Energieverbrauch zu reduzieren, spielt eine wichtige Rolle. Bei zahlreichen Studien kam es zu einem Selektionseffet aufgrund der freiwilligen Teilnahme. Folglich sind die Effekte von Feedback bei solchen Individuen höher als bei einer repräsentativen Stichprobe.
- Oftmals werden die Studienteilnehmer auf die Wichtigkeit von Energieeinsparungen hingewiesen, sodass es durch die erhöhte Sensibilisierung auch ohne Feedback zu Einsparungen kommt.
- Zahlreiche Studien verfügen nicht über getrennte Experiment- und Kontrollgruppen. Idealerweise erhält die Experimentgruppe Feedback, während bei der Kontrollgruppe keine Intervention erfolgt. Erst das Vorhandensein der Kontrollgruppe erlaubt es, die Effekte von Feedback gegenüber anderen Einflussgrössen, wie beispielsweise einer Warmwetterperiode, abzugrenzen.
- Haushaltseigenschaften (z.B. Anzahl Personen pro Haushalt, Wohnfläche, Anzahl Haushaltsgeräte, etc.) beeinflussen, inwiefern es überhaupt möglich ist, den Energieverbrauch zu reduzieren. Nehmen an einer Studie vor allem Haushalte mit einem grossen Einsparpotential teil, kann der resultierende Effekt durch Feedback grösser sein, als wenn Haushalte mit einem ausgewogenen Einsparpotential teilnehmen würden.

Unter der Vielzahl von Feedbackexperimenten gibt es durchaus Studien, die es aufgrund ihres methodischen Vorgehens erlauben, Rückschlüsse bezüglich der Energieeinsparungen durch Feedback auf die Schweizer Bevölkerung zu ziehen. Diese Studien zeigen, dass ein realistisches Einsparpotential durch Feedback von 1.2% bis 3.7% besteht (Kaffenberger, 2011; Schleich et al., 2011). Abbildung 7-11 zeigt eine Liste der Studien, auf welche wir uns im Folgenden fokussieren. Für eine Zusammenfassung des gesamten Spektrums an Studien verweisen wir auf die Überblickstudien von VaasaETT (2011), Fischer (2008) und Darby (2006).

Abbildung 7-11: Studien über die Energieeinspareffekte von Feedback mit unterschiedlichen Medien

Titel	Autor(en)	Jahr	Land	Medium	Einsparungen
Nachhaltiger Energiekonsum dank Smart Metering-Systemen mit Feedback-Instrumenten	P. Kaffenberger	2011	CH	Webportal, Inhome Display, Kundenschreiben	1.2 – 3.0%
Smart metering in Germany and Austria – results of providing feedback information in a field trial	J. Schleich et al.	2011	D, A	Webportal, Kundenschreiben	3.7%
The effect of feedback by text message (SMS) and email on household electricity consumption.	M. Gleerup et al.	2010	DK	SMS, Email	3.0%
Social norms and energy conservation	H. Allcott	2011	USA	Kundenschreiben	2.0%
The effect of interactive energy efficiency campaigns on electricity consumption	T. Staake et al.	2012	A	Webportal	2.5%

Kaffenberger (2011) untersuchte die Akzeptanz und resultierenden Energieeinsparungen von Smart Metern mit Feedbackinstrumenten bei Haushalten im Kanton Zürich. 954 Haushalte erhielten Feedback über ihren Stromverbrauch entweder per Inhome Display, Webportal oder monatliches Kundenschreiben. 640 Haushalte bildeten die Kontrollgruppe. Die Studie zeigt, dass Teilnehmer mit Inhome Display 3%, Webportal 2.6% und monatlichen Kundenschreiben 1.2% weniger Strom verbrauchten als die Kontrollgruppe. Der Autor betrachtete die Haushaltseigenschaften als zusätzlichen Moderator und fand heraus, dass Eigentumswohnungen 5% und Mietwohnungen 2% weniger Strom konsumierten. Bei Einfamilienhäusern fand er keine Verbrauchsveränderung. Die im Vergleich zu VaasaETT (2011), Fischer (2008) und Darby (2006) eher tiefen Einspareffekte begründet der Autor mit dem tiefen Energiepreis in der Schweiz und dem folglich geringen Interesse am nachhaltigen Umgang mit Strom.

Das Smart-Metering-Pilotprojekt „Intelliekon“ (Schleich et al., 2011) wurde in den Jahren 2008 bis 2011 mit 2000 Teilnehmern in Deutschland und Österreich durchgeführt. Die teilnehmenden Haushalte wurden in zwei Gruppen unterteilt: Eine Experimentgruppe erhielt über ein Webportal und einem monatlichen Kundenschreiben Feedback über ihren Energieverbrauch, während die Kontrollgruppe kein Feedback erhielt. Das Feedback zeigte den historischen Verbrauch und einen Vergleich mit vorgängigen Verbräuchen. Die Nutzer konnten zwischen unterschiedlichen Zeithorizonten (z.B. Tag, Monat, Jahr), Visualisierungen (z.B. Anzeige als Tabelle oder Graph) und Darstellungseinheiten (kWh oder Euro) frei wählen. Die Studienleiter haben die Haushaltseigenschaften (z.B. Anzahl Personen pro Haushalt, Wohnfläche und Anzahl Haushaltsgeräte) und die Charakteristika der Teilnehmer (z.B. Alter, Bildung und Einkommen) erhoben und in der Auswertung der Feedbackeffekte mitberücksichtigt. Die Resultate der Intelliekon Studie zeigen, das Verbrauchsfeedback von Smart Metern zu Energieeinsparungen von 3.7% führen kann.

Gleerup et al. (2010) untersuchten die Energieeinsparungen durch Feedback per SMS und Email in Dänischen Haushalten. An der Studien nahmen 1'452 Haushalte im Verlauf des Jahres 2007 teil. Die Verbrauchsdaten wurden mit Smart Metern erhoben. Die Haushalte wurden zufällig in drei Experiment- und zwei Kontrollgruppen eingeteilt. Die Teilnehmer in Experimentgruppe 1 erhielten regelmässig Feedback über ihren Verbrauch. Die Experimentgruppe 2 wurde per Feedback informiert, wenn der aktuelle Verbrauch signifikant vom vorherigen Verbrauch abgewichen ist. Die Teilnehmer der dritten Experimentgruppe wurden gewarnt, wenn der aktuelle Verbrauch extrem vom durchschnittlichen Verbrauch abgewichen ist. Die Resultate der Studie zeigen, dass Feedback per Email und SMS über überdurchschnittlich hohe Verbräuche die höchsten Energieeinsparungen von rund 3% bewirken.

Allcott (2011) zeigte in einem gross angelegten Feldversuch mit 600'000 amerikanischen Haushalten, dass ein Kundenschreiben, welches den Energieverbrauch des Kunden mit dem der Nachbarn vergleicht, zu jährlichen Einsparungen von 2.0 % führen kann. Die Verbrauchsdaten wurden per Smart Meter erhoben. Das Kundenschreiben wurde vierteljährlich an die Experimentgruppe, ungefähr der Hälfte aller teilnehmenden Haushalte, versendet. Auf dem Kundenschreiben befanden sich folgende Elemente: Nachbarschaftsvergleich, historischer Verbrauch, Energiespartipps und lobendes bzgl. nicht-lobendes Feedback. Der Autor konstatiert, dass der Einspareffekt des Kundenschreibens von 2% einer Erhöhung des Strompreises um 11 bis 20% in der jeweiligen Kundenregion gleichkommt und ein Kostenvergleich der Massnahmen für das Kundenschreiben spricht.

In einem Feldversuch in Österreich untersuchte Staake et al. (2012) inwiefern Haushalte bereit sind, ihren Zählerstand einmal wöchentlich in einem Webportal einzutragen und dafür Feedback über ihren Energieverbrauch zu erhalten. Das Webportal wurde in Kooperation mit einem lokalen Energieversorger lanciert. Die Kunden des Energieversorgers konnten freiwillig teilnehmen. Das Webportal erfreute sich grosser Beliebtheit und im Verlauf eines Jahres nahmen rund 10'000 Haushalte teil. Das Webportal setzte keinen Smart Meter voraus. Die Teilnehmer verbrauchten im Zeitraum 2010 bis 2011 durchschnittlich 2.5% weniger Strom als Nicht-Teilnehmer. Da die Nutzer des Webportals zufällig in mehrere Experimentgruppen und Kontrollgruppen eingeteilt wurden, konnten die Autoren unterschiedliche Ausgestaltungsmöglichkeiten von Feedback untersuchen. So konnten sich Teilnehmer ein Energiesparziel setzen, was zu Einsparungen von 2.8% führte[77]. Die Studie zeigte, dass kontinuierliche Anreize und Kampagnen für dauerhafte Nutzung erforderlich sind.

Auf Grundlage der genannten Studien rechnen wir in der vorliegenden Studie mit Einspareffekten, die je nach Szenario, Zeithorizont und Anteil der Bevölkerung unterschiedlich hoch sind. Abbildung 7-12 listet diese Einspareffekte auf. Grundsätzlich kommt es in den Szenarien bei allen Medien (Portal, Kundenschreiben, etc.) zu Einsparungen in den ersten fünf Nutzungsjahren und zu zusätzlich Einsparungen in den 15 Folgejahren. Wir gehen davon aus,

[77] Loock, Staake, Thiesse, (2012), Green IS Design for Action Formation: An Empirical Investigation of Goal Setting and The Role of Defaults, Bits to Energy Working Paper, Zürich.

dass die zusätzlichen Einsparungen der Folgejahre einem Drittel der (weiterhin berücksichtigten) Einsparungen der ersten fünf Jahre Nutzungsjahre entspricht. In jedem Szenario betrachten wir die Effekte nach Medium getrennt und machen die Gesamteinsparungen davon abhängig, welcher Anteil der Bevölkerung das Medium nutzt. In den Szenarien flächendeckende Einführung/+ unterscheiden wir zudem zwischen Kunden, die ihr Smart Metering Portal häufig (20% der Bevölkerung) und solchen, die es wenig nutzen (60% der Bevölkerung). In allen Szenarien gehen wir grundsätzlich davon aus, dass 10% der Bevölkerung von keinem Medium erreicht werden kann (Opt-out), sei es aus sozio-demografischen Gründen (Einkommen, Bildung, Alter) oder fehlendem Interesse. Um die Unsicherheit der tatsächlich eintretenden Einsparungseffekte zu erfassen, berücksichtigen wir für jeden Einsparungswert eine Bandbreite von ± 30%.

Ein grosser Teil der durch Smart Metering erzielbaren Energieeffizienzgewinne sind die Folge von Änderungen des Nutzungs- und Investitionsverhaltens durch die Konsumenten. Um die Effekte dauerhaft und in gewünschter Höhe zu erzielen, bedarf es der Durchführung von geeigneten Informationskampagnen, der kundenorientierten Aufbereitung der Verbrauchsdaten, etc.

Abbildung 7-12: Energieeinspareffekte nach Szenario, Anteil der Bevölkerung und Zeitraum

Szenario		**Einspareffekte**			**Band-breite**
	Anteil der Bevölkerung	In den ersten 5 Jahren	Nach 5 Jahren zusätzlich	Total (nach 5 Jahren Betrieb)	
Status quo +				**1.33%**	
– Kundenschreiben ohne Smart Meter	80%	1 %	0.33%	(1.33%)	
– Online Energieeffizienzkampagne ohne Smart Meter	10%	2%	0.67%	(2.67%)	
– Nicht erreichbar für Kundenschreiben oder online Energieeffizienzkampagne	10%	0%	0%	(0%)	
Selektive Einführung				**1.92%**	
– Portal (Zugriff per Web oder Smartphone) mit Smart Meter und Energieeffizienzkampagne	20%	3.7%	1.23%	(4.93%)	
– Kundenschreiben ohne Smart Meter	70%	1%	0.33%	(1.33%)	
– Nicht erreichbar für Portal oder Kundenschreiben	10%	0%	0%	(0%)	
Flächendeckende Einführung				**2.72%**	
– Portal (Zugriff per Web oder Smartphone) mit Smart Meter und Energieeffizienzkampagne					**+/-30%**
– davon sensitive Portalnutzer	20%	3.7%	1.23%	(4.93%)	
– davon weniger reagible Portalnutzer	60%	2%	0.67%	(2.67%)	
– Kundenschreiben ohne Smart Meter	10%	1%	0.33%	(1.33%)	
– Nicht erreichbar für Portal oder Kundenschreiben	10%	0%	0%	(0%)	
Flächendeckende Einführung +				**2.94%**	
– Portal (Zugriff per Web oder Smartphone) mit Smart Meter, Energieeffizienzkampagne und dynamischen Tarifen					
– davon sensitive Portalnutzer	20%	4.5%	1.5%	(6.00%)	
– davon weniger reagible Portalnutzer	60%	2%	0.67%	(2.67%)	
– Kundenschreiben ohne Smart Meter	10%	1%	0.33%	(1.33%)	
– Nicht erreichbar für Portal oder Kundenschreiben	10%	0%	0%	(0%)	

Anmerkung: Die berechneten bzw. unterstellten Einsparungen werden mit zwei Nachkommastellen dargestellt. Dies bedeutet nicht, dass die Einsparungen so präzise ermittelt werden können. Mit dieser „präzisen“ Darstellung soll der Nachvollzug der im Kapitel 7.16.3 gemachten Zusammenstellung der gesamten Einsparungen erleichtert werden. Die Genauigkeit der Schätzung liegt – wie in der Abbildung erwähnt – bei +/-30%.

7.16.2 Industrie und Dienstleistungen

Der Einsatz von Smart Metern führt nicht direkt zu Energieeinsparungen, da der Smart Meter hauptsächlich zur Erfassung von Verbrauchsdaten und zur Kommunikation dieser Daten dient. Energieeinsparungen sind dann möglich, wenn sich Personen durch den gewonnenen Informationsgehalt zu Verhaltensanpassungen motivieren lassen oder der Smart Meter unnötigen oder gar nutzlosen Betrieb von Anlagen feststellt und diesen durch Abschalten unterbindet. In den folgenden Abschnitten sind mögliche Energiespareffekte im Industrie- und Dienstleistungsbereich beschrieben.

Die nachfolgenden Ausführungen gelten nur für Unternehmen mit kleinem bis mittlerem Stromverbrauch. Grösseren Unternehmen (ab 0.5 bis 3 GWh Stromverbrauch pro Jahr) wird unterstellt, dass mittels Smart Metering keine zusätzlichen Einsparungen erzielt werden können.

a) Energieeinsparungen durch Feedback

Energieeinsparungen durch Verbrauchsfeedback in Unternehmen ist ein junges Forschungsgebiet. Studien zum Thema sind den Autoren nicht bekannt. Es gibt jedoch seit vielen Jahren eine erfolgreiche auf Feedback basierende Kampagne, die Energiesparwoche.[78] In dieser Motivationskampagne für Firmen wird den Mitarbeitenden aufgezeigt, wo und wie viel Energie sie verbrauchen. Sie werden angeregt, selber nach Sparmöglichkeiten zu suchen und Vorschläge einzubringen. Die Zahlen zu den Sparwirkungen sind jedoch nicht auf die vorliegende Studie übertragbar, da keine Wirkungsabschätzung auf Betriebsebene erhoben wurde. Wegen der dünnen Datenbasis werden die Erkenntnisse aus den Haushaltsstudien herangezogen und auf Gemeinsamkeiten und Unterschiede geprüft und ergänzt.

Die Verfügbarkeit von aktuellen Energieverbrauchsdaten durch Smart Metering bieten den Unternehmen die Möglichkeit, Aufschluss über den momentanen Energiehaushalt zu erhalten. Das Feedback des aktuellen Verbrauches kann wie bei den Haushalten über verschiedenste Medien erfolgen. Unter der Annahme, dass pro Unternehmen nur ein Smart Meter installiert ist, kann über die Verbrauchszusammensetzung innerhalb eines Unternehmens keine Aussage gemacht werden.

Ein Unternehmen kann jedoch seine Verbrauchswerte mit Daten aus zeitgleichen Datenbeständen von Vortagen, Vorwochen oder dem letzten Jahr vergleichen. Dieser historische Vergleich kann sowohl kurzfristige wie auch langfristige Verbrauchsveränderungen verdeutlichen. Ein Vergleich mit ähnlichen Unternehmen, also ein Vergleich mit Referenzgruppen, ist schwierig durchzuführen. Voraussetzung wäre eine Gewichtung des Verbrauches mit Indikatoren, wie z.B. Anzahl Mitarbeiter oder Produktionsmengen. Zudem haben viele kleine Energielieferanten in ihrem Versorgungsgebiet wenige branchengleiche Unternehmen, was ein Vergleichsangebot als Kundendienstleistung erschwert.

[78] www.energiesparwochen.ch.

In der Abbildung 7-11 sind die Vor- und Nachteile der unterschiedlichen Kommunikationsmedien zur Übermittlung von Verbrauchsdaten aufgelistet. Diese gelten auch für Unternehmen.

Entscheidend ist jedoch, wer die Verbrauchsinformationen erhält und welcher Handlungsspielraum dem Empfänger gegeben ist. Hier unterscheiden sich Unternehmen und Haushalte in verschiedenen Punkten:

Haushalte bestehen aus wenigen Personen mit gemeinsamen Aufgaben. Unternehmen hingegen haben einige bis viele Mitarbeiter mit unterschiedlichsten Aufgaben. Die Chance, dass aufgabenfremde Themen wie Energieeffizienz zu einem gemeinsamen Thema gemacht werden, ist in kleinen Gruppen grösser.

Die Strukturen von Hauhalten sind immer gleich. Ein Haushalt besitzt einen Zähler und erhält eine Abrechnung. Alle Haushalte bilden eine homogene Gruppe. Unternehmen können viele Standorte haben und zentral abrechnen. Die Unternehmensorganisationen sind heterogen und von vielen Faktoren abhängig.

Im Haushalt sind der Energiekonsument und der Rechnungsempfänger die gleiche Person. Ein Feedback zum Verbrauch entspricht deshalb einem Feedback zu den Kosten. In einem Unternehmen gibt es zwischen Konsumenten und dem Rechnungsempfänger keine direkte Verknüpfung.

Im gleichen Haushalt lebende Personen pflegen engen Kontakt, Informationen haben kurze Wege und können jederzeit neu thematisiert werden. In Unternehmen ist der Informationsaustausch geringer und häufig auf unternehmensspezifische Themen beschränkt. Verhaltensanpassungen (Lernprozesse) finden nur sehr langsam statt. Wird ein Verhalten nicht nachhaltig eingeübt, stellt sich keine Veränderung ein (Darby, 2006).

Ob in Unternehmen das Feedback zum Energieverbrauch zu Energieeinsparungen wie in den Studien in Abschnitt 7.16.1 führt, ist aus obengenannten Gründen von der gelebten Unternehmenskultur und dem Interesse an Energiethemen abhängig. Nur wo neues Verhalten "gelernt" und Mitarbeiter regelmässig "erinnert" werden, sind Verhaltensänderungen möglich. Die Erfahrungen der Energiesparwochen zeigen, dass die Mitarbeiter sehr interessiert sind, einen Beitrag zum Energiesparen zu leisten. Sie brauchen jedoch Anleitung durch interne Fachstellen und Gelegenheiten, sich mit dem Thema beschäftigen zu können. Im Idealfall können durch Feedback sicher ähnliche Einspareffekte erzielt werden, es besteht jedoch die Gefahr, dass innerhalb eines Unternehmens der Feedback-Effekt aus strukturellen und kommunikativen Gründen verpufft.

Einspareffekte aufgrund Lernprozesse der Mitarbeiter aus ihren eigenen Haushalten

Es stellt sich jedoch die berechtigte Frage, ob im privaten Rahmen gelerntes Verhalten im Bereich Energieeffizienz nicht auf die Arbeitsumgebung übertragen wird. Gelerntes Verhalten wird nicht bei Arbeitsbeginn vergessen. Das Vorhandensein von Verbrauchsfeedback bei einem grossen Bevölkerungsanteil könnte durchaus einen verhaltensbasierten Energieeinspareffekt in Unternehmen bewirken.

Das gelernte Verhalten besteht einerseits aus dem Energiebewusstsein und dem Wissen wie im bekannten Rahmen (im Haushalt) Energie gespart werden kann. Unterstützt das Unternehmen seine energiebewussten Mitarbeiter mit gezielten Energiespartipps, kann dies zu beträchtlichen Energieeinsparungen führen, da die energiebewussten Mitarbeiter in die Rolle des Optimierers schlüpfen.

Für den Industrie- und Dienstleistungsbereich werden die Energiesparwirkungen unter Berücksichtigung des mit Smart Metern ausgerüsteten Bevölkerungsanteils geschätzt (vergleiche mit Abbildung 7-12).

Lassen sich nur die 20% interessierten und energiebewussten Personen einen Smart Meter installieren, wird die Wirkung pro Person grösser sein, als bei einer Durchschnittsperson. Im Gegensatz zu den Haushalten arbeiten innerhalb eines Unternehmens energiebewusste und durchschnittlich interessierte Personen zusammen.

Der Wirkungskreis einer Person im Unternehmen ist beschränkt. Mit der Gebäudetechnik beispielsweise haben nur die wenigsten Personen zu tun. Es wird daher die Annahme getroffen, dass eine Person durchschnittlich nur auf 50% des Energieverbrauches eines Unternehmens Einfluss nehmen kann. Das mögliche Einsparpotenzial halbiert sich also im Vergleich zum Haushalt – also 2.47% statt 4.93% bei sensitiven Portalnutzern.

Abbildung 7-13: Einsparwirkung aufgrund Lernprozesse der Mitarbeiter aus ihren eigenen Privathaushalten

Dienstleistungen / Gewerbe				
	Lernprozesse der Mitarbeiter von zu Hause			gesamte
	sensitive Portalnutzer	weniger reagible Portalnutzer	Kunden-schreiben	Einsparung nach einer 10-jährigen
Stromeinsparung (nach 5 Jahren)	2.47%	1.34%	0.67%	Einführungs-
Szenario:	Anteile in den einzelnen Szenarien			phase
Status Quo				0.00%
Status Quo+			90%	0.60%
selektive Einführung	20%		70%	0.96%
flächendeckende Einführung	20%	60%	10%	1.36%
flächendeckende Einführung+	20%	60%	10%	1.36%

Das gelernte Verhalten aus dem eigenen Haushalt bewirkt in kleineren und mittleren Unternehmen eine Einsparung von durchschnittlich 0.96% beim Szenario „selektive Einführung“ und 1.36% beim Szenario „flächendeckende Einführung“.

Verstärkung der Einspareffekte durch unternehmensbezogene Information

Nutzt ein Unternehmen Feedback zur Information und Motivation seiner Mitarbeiter, kann der Spareffekt vergrössert werden. Der Effekt wird auf 1% geschätzt. Dem Unternehmen entstehen dabei Zusatzkosten in Form von Zeitaufwendungen, die durch Energiekostenreduktionen

aufgefangen werden müssen (diese Zusatzkosten können nicht beziffert werden und werden in den folgenden Berechnungen nicht berücksichtigt).

b) Energieeinsparungen durch Lastmanagement

Lastmanagementsysteme (Energiemanagementsysteme) überwachen ein lokales Energiesystem und bieten Handlungsspielraum zur Reduktion von Lastspitzen oder für Verbrauchsoptimierungen.

Ein für Lastschaltungen vorbereiteter Smart Meter ermöglicht die Einführung eines einfachen lokalen Lastmanagements. Da das Management von komplexen Prozessen (keine intelligente Logik, keine Feedbackgrössen) nicht möglich ist, wird das direkte Schalten von Lasten in Unternehmen nur in geringem Masse möglich sein (z.B. Wärmepumpe oder Kühlkompressoren). In Kombination mit einem sekundären Lastmanagementsystem können jedoch durchaus Synergien gewonnen werden.

Insbesondere zwei Effekte dürften zu Energieeinsparungen führen, die direkte Einsparung bei Betriebsunterbrechungen und ein durch die Einführung von Smart Metern angestossener Lernprozess.

Betriebsunterbrechungen reduzieren den momentanen Energieverbrauch. Je nach Anwendungsfall wird die ausgesetzte Tätigkeit nachgeholt oder es wurde zur Überbrückung des Unterbruchs ein Puffer angelegt. Bei speziellen Anwendungen wie beispielsweise Lüftungen, Klimaanlagen, Pumpanwendungen oder Raumwärme kann auf das Nachholen verzichtet werden. Der Betriebsunterbruch geht vollumfänglich mit einer Energieeinsparung einher.

Der Energieanteil der Anwendungen ohne expliziten Nachholbedarf wie Lüftungen, Klimaanlagen, Pumpanwendungen, Raumwärme, Warmwasser, etc. beträgt etwa 10% am Gesamtverbrauch von Industrie und Dienstleistungen. Bei einer täglichen Ausschaltdauer zwischen 0.5 h und 1 h ergibt sich ein Einsparpotenzial von ca. 0.4%. Voraussetzung ist ein geeignetes Anreizsystem, das die Unternehmen zu Lastabschaltungen motiviert.

Ein weiterer Energiespareffekt stellt sich ein, wenn Lastverschiebepotenziale als sekundäre oder auch tertiäre Regelenergie eingesetzt werden. Da Erzeuger weniger Leistung vorhalten müssen, können ihre Anlagen im bestmöglichen Arbeitspunkt arbeiten und erzielen dadurch eine höhere Effizienz. Genauere Kostenbetrachtungen finden sich in Abschnitt 7.19.

Personen, die sich der Lastmanagementthematik annehmen, werden in einen Lern- und Erfahrungsprozess eingebunden. Das Hinterfragen von Prozessen, Anlagen und Betriebszeiten führt dazu, dass neue Effizienzpotenziale erkannt und durch Anpassung des Lastmanagementsystems gehoben werden. Dieser Prozess kommt einer einfachen Betriebsoptimierung gleich, hängt jedoch sehr stark von den Interessen der beteiligten Personen ab. Es gilt festzuhalten, dass dieser Prozess auch unabhängig einer Smart Meter Einführung angestossen werden kann. Das Vorhandensein von aktuellen Verbrauchsinformationen durch Smart Meter dürfte jedoch zu neuen Impulsen führen und den Prozess beschleunigen.

Eine generelle Abschätzung des Einsparpotenzials ist schwierig. Erfahrungen der Tätigkeiten der Energie-Agentur der Wirtschaft (EnAW) zeigen, dass durch einfache Optimierungsmassnahmen bis zu 5% Energie gespart werden können. Das Optimierungs-(Rest-)Potenzial hängt natürlich von den geleisteten Vorarbeiten eines Unternehmens ab.

Die Spareffekte werden bei kleineren und mittleren Unternehmen grösser sein, da die technische Verantwortung bei einer oder wenigen Personen liegt und diese die weitreichenderen Kompetenzen besitzen. Der Spareffekt beschränkt sich daher auf kleine und mittlere Unternehmen (mit einem Stromverbrauch, der bis maximal 0.5 bis 3 GWh/a liegt) und wird auf rund 2% bzw. bei dynamischen Tarifen auf 3% geschätzt. Aus Sicht des Unternehmens fallen keine Zusatzkosten an.

c) Gesamtes Einsparpotenzial

Zusammenfassend können vier Effekte zu Energieeinsparungen in Unternehmen führen.

- Zuhause gelerntes Verhalten im Unternehmen umsetzen
- Gezielte Information und Motivation der Mitarbeiter durch Kommunikation des Energieverbrauches
- Betriebsunterbrechungen von Anlagen ohne Nachholbedarf
- Lernprozess/Erfahrung von Personen die für Last-(Energie-)Management verantwortlich sind

Die Annahmen und erzielbaren Einspareffekte werden in der folgenden Abbildung zusammengefasst.

Abbildung 7-14: Einsparwirkung aller Effekte

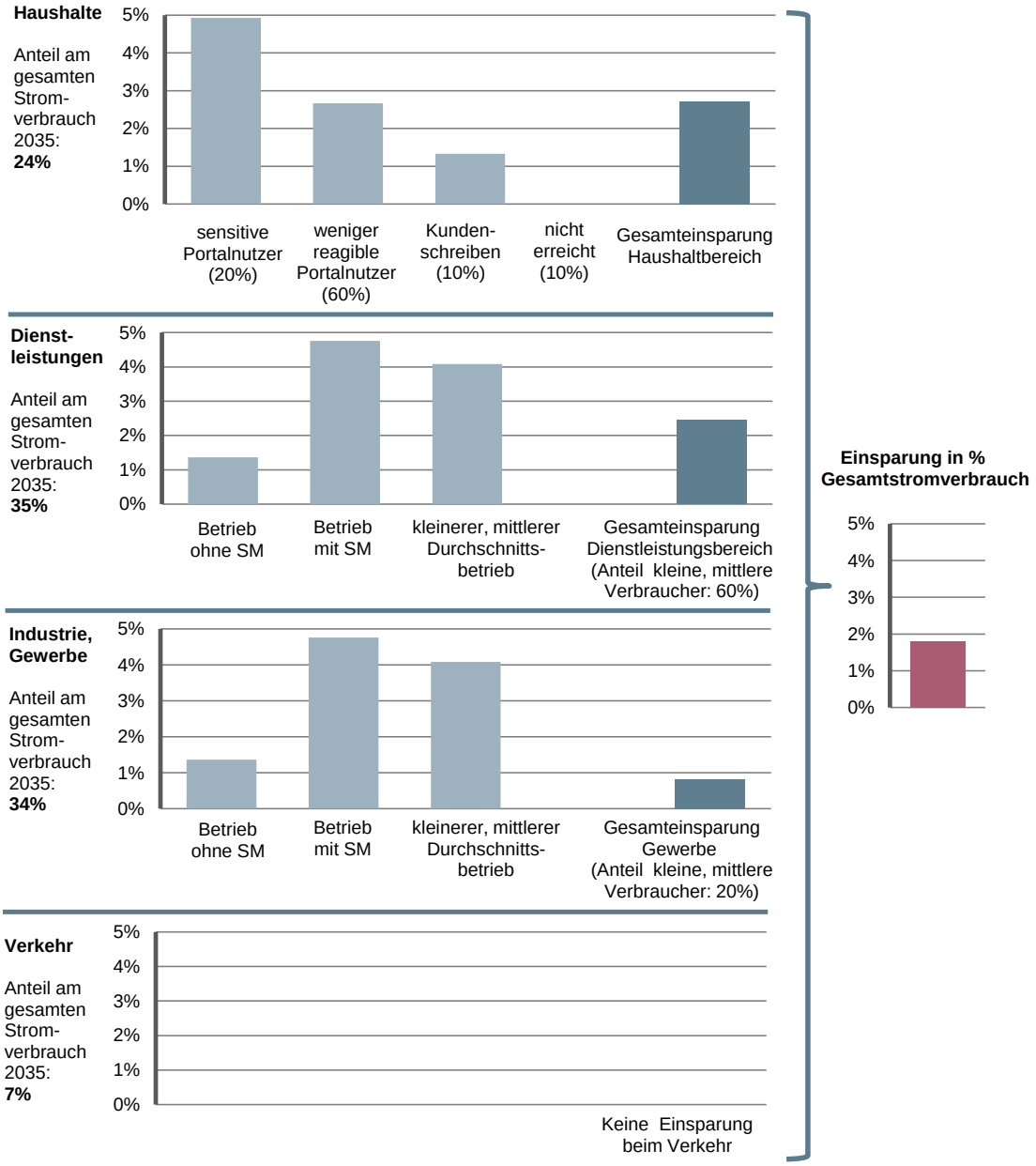
Dienstleistungen / Gewerbe						
	Lernprozesse	**Unternehmensspezifische Lernprozesse**				gesamte
	der Mitarbeiter von zu Hause	Verbrauchs-info	Ab-schaltung	Feedback Prozess-Verantwortlicher		Einsparung nach einer 10-jährigen
Stromeinsparung (nach 5 Jahren)		1.00%	0.40%	2.00%	3.00%	Einführungs-
Szenario:		Anteile in den einzelnen Szenarien				phase
Status Quo	0.00%					0.00%
Status Quo+	0.60%					0.60%
selektive Einführung	0.96%	20%	20%	20%		1.64%
flächendeckende Einführung	1.36%	80%	80%	80%		4.08%
flächendeckende Einführung+	1.36%	80%	80%		80%	4.88%

7.16.3 Stromeinsparung bei Haushalten, Dienstleistungen und Industrie/Gewerbe

Die in den beiden vorgängigen Kapiteln gemachten Annahmen und Überlegungen werden nachfolgend zusammengeführt und die gesamte Stromeinsparung in den verschiedenen Szenarien hergeleitet.

Am Beispiel des Szenario „flächendeckende Einführung“ soll kurz erläutert werden wie die gesamten Stromeinsparungen berechnet werden. Im **Haushaltbereich** können bei einem Rollout von 80% längerfristig **Einsparungen von 2.7%** erreicht werden (vgl. Abbildung 7-15). Einzelne „motivierte“ Haushalte mit Smart Metering (sensitive Portalnutzer) können Einsparungen von knapp 5% erzielen. Der grössere Teil der Haushalte wird aber die Portale nur gelegentlich nutzen, was zu geringeren Stromeinsparungen führen wird (ca. 2.7%). Für die Haushalte, die noch keinen Smart Meter installiert haben, wird angenommen, dass ein Teil davon durch Kundenschreiben zu einer – wenn auch bescheidenen – Stromeinsparung motiviert werden kann.

Abbildung 7-15: Von den individuellen Einsparungen durch Smart Metering zu den gesamten Einsparungen im Szenario „flächendeckende Einführung“[79]



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 Stromeinsparungen bei Betrieben ohne Smart Metering Infrastruktur von 1.3% erreicht werden können. Dies wird damit begründet, dass die Lerneffekte der

[79] Die Angaben zum Anteil der einzelnen Sektoren am gesamten Stromverbrauch beziehen sich auf das Jahr 2035 und das Nachfrageszenario „Weiter wie bisher“.

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 im 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 **1.8%**. Mit welchen Einsparungen in den anderen Szenarien gerechnet werden, zeigt die Abbildung 7-16.[80] Wir gehen davon aus, dass die Unsicherheit bzgl. der realisierbaren Stromsparpotenziale bei Haushalten bei +/-30% und bei Dienstleistungen und Gewerbe bei +/-50% liegen. Insgesamt rechnen wir im Rahmen der Sensitivitätsanalyse mit einer Bandbreite von +/-40%.

Abbildung 7-16: Gesamte Stromeinsparungen für die verschiedenen Szenarien

Erzielbare Stromeinsparungen bei den einzelnen Szenarien im Jahr 2035			
Szenario	Weiter wie bisher	Neue Energiepolitik	Bandbreite
Status Quo	0.0%	0.0%	
Status Quo+	0.5%	0.5%	
selektive Einführung	0.9%	0.9%	+/- 40%
flächendeckende Einführung	1.8%	1.7%	
flächendeckende Einführung+	2.0%	1.9%	

[80] Die geringen Unterschiede zwischen „Weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“ ergeben sich alleine aufgrund der unterschiedlichen Stromanteile für Haushalte, Dienstleistungen, Industrie und Verkehr. Für die detaillierte Herleitung sei auf den nachfolgenden Exkurs verwiesen.

Exkurs: Berechnung der gesamten Stromeinsparung aufgrund von Smart Metering

In der nachfolgenden Abbildung sind die in Abschnitt 7.2.2 dargelegten Annahmen für die Haushalte zusammengestellt. Die Ausführungen zu den Annahmen im Dienstleistungs- und Industriebereich sind dem Abschnitt 7.15.1 zu entnehmen.

Abbildung 7-17: Stromeinsparungen für die verschiedenen Szenarien für die Haushalte und einen durchschnittlichen, kleineren bis mittleren Dienstleistung- bzw. Gewerbebetrieb

	Stromeinsparung in % des Stromverbrauchs für die Szenarien							
Haushalte								
	HH mit Smart Metering			**HH ohne Smart Metering**				gesamte
	sensitive Portalnutzer	weniger reagible Portalnutzer	häufige Portalnutzer dyn. Tarife	Online Energiekampagne	Kundenschreiben		nicht erreicht	Einsparung nach einer 10-jährigen
Stromeinsparung (nach 5 Jahren)	4.93%	2.67%	6.00%	2.67%	1.33%		0.00%	Einführungs-
	Anteile in den einzelnen Szenarien							phase
Status Quo							100%	0.00%
Status Quo+				10%	80%		10%	1.33%
selektive Einführung	20%				70%		10%	1.92%
flächendeckende Einführung	20%	60%			10%		10%	2.72%
flächendeckende Einführung+		60%	20%		10%		10%	2.94%
Dienstleistungen / Gewerbe								
	Lernprozesse der Mitarbeiter von zu Hause			**Unternehmensspezifische Lernprozesse**				gesamte
	sensitive Portalnutzer	weniger reagible Portalnutzer	Kundenschreiben	Verbrauchsinfo	Abschaltung	Feedback Verantwortlicher	Prozess-	Einsparung nach einer 10-jährigen
Stromeinsparung (nach 5 Jahren)	2.47%	1.34%	0.67%	1.00%	0.40%	2.00%	3.00%	Einführungs-
	Anteile in den einzelnen Szenarien							phase
Status Quo								0.00%
Status Quo+			90%					0.60%
selektive Einführung	20%		70%	20%	20%	20%		1.64%
flächendeckende Einführung	20%	60%	10%	80%	80%	80%		4.08%
flächendeckende Einführung+	20%	60%	10%	80%	80%		80%	4.88%

Die oben dargestellten, realisierbaren Stromeinsparpotenziale sind nur für kleine und mittlere Stromverbraucher anwendbar, also alle Haushalte sowie kleine und mittlere Dienstleistungs- und Gewerbebetriebe. Die grossen Stromverbraucher werden in der Regel von höheren Spannungsebenen versorgt und haben bereits Mess- und Steuerungsinfrastruktur. Smart Metering bringt somit für diese Grossverbraucher keine zusätzlichen Einsparpotenziale.

Bei der Bestimmung des Anteil kleinerer und mittlerer Dienstleistungs- und Gewerbetriebe stützen wir uns auf eine Auswertung nach Verbrauchskategorien der Stichprobenerhebung "Energieverbrauch in der Industrie und im Dienstleistungssektor 2009", welche uns vom Bundesamt für Energie zur Verfügung gestellt wurde (vgl. Abbildung 7-18). Zu beachten ist, dass die Stichprobe ausgerichtet ist auf die Berechnung des Energieverbrauches und nicht auf die Berechnung von Anzahl Arbeitsstätten nach Verbrauchskategorien. Die Resultate sind daher mit Vorsicht zu interpretieren. Setzen wir die Grenze für kleine und mittlere Betriebe bei einem Stromverbrauch zwischen 0.5 bis 3 GWh so fallen insgesamt nur 40% des gesamten Stromverbrauchs der Wirtschaft bei den kleinen und mittleren Betrieben an. Dies entspricht – gemäss Erhebung der Produzenten- und Importpreisindex – auch in etwa dem Stromverbrauch des gesamten Wirtschaftsbereichs, der direkt von der Niederspannungsebene versorgt wird. Wie die nachfolgende Abbildung zeigt, fallen unter diesen Annahmen 60% des gesamten Stromver-

brauchs des Dienstleistungsbereichs auf kleine und mittlere Betriebe. Im Industrie-/Gewerbebereich sind es aber nur gerade 20%.

Abbildung 7-18: Anteil kleine und mittlere Dienstleistungs- und Gewerbebetriebe

Grössen-klassen	Anzahl Arbeitsstätten			Stromverbrauch					
Grenzen in MWh	Industrie	DL	Total	Industrie		Dienstleistung		Total	
				GWh	kummuliert in %	GWh	kummuliert in %	GWh	kummuliert in %
bis 10	38'315	118'382	156'697	134	1%	506	3%	641	2%
bis 100	27'149	126'573	153'722	731	6%	3'727	27%	4'458	17%
bis 500	5'830	20'449	26'278	1'175	14%	3'764	51%	4'940	33%
zw. 500-3000					**20%**		**60%**		**40%**
bis 3'000	2'212	4'200	6'412	2'710	32%	4'129	78%	6'840	56%
bis 10'000	578	358	935	3'118	53%	2'016	91%	5'134	73%
bis 20'000	108	46	154	1'488	63%	672	95%	2'160	80%
> 20'000	78	20	99	5'383	100%	753	100%	6'136	100%
	74'270	270'027	344'297	14'740		15'567		30'307	14'740

Die nachfolgende Abbildung 7-19 zeigt, dass durch Smart Metering (und weiteren Feedback-Massnahmen zur Förderung der Stromeffizienz) rund 50% des Stromverbrauchs erreichen.

Abbildung 7-19: Durch Smart Metering (und weitere Stromeffizienzmassnahmen) beinflussbare Stromnachfrage

Durch Smart Metering beeinflussbare Elektrizitätsnachfrage					
	Total Elektrizitätsnachfrage 2035		Anteil kleine und	durch SM beeinflusste Stromnachfrage	
	Weiter wie bisher 2035 *)	Neue Energiepolitik 2035 **)	mittlere Verbraucher (Grenze:0.5-3 GWh)	Weiter wie bisher 2035	Neue Energiepolitik 2035
	PJ	PJ		PJ	PJ
Privathaushalte	63.0	54.0	100%	63.0	54.0
Dienstleistungen	91.0	66.0	60%	54.6	39.6
Industrie	88.0	66.0	20%	17.6	13.2
Verkehr	17.0	25.0	0%	0.0	0.0
Total	259.0	211.0		135.2	106.8
Durch Smart Metering beeinflussbare Elektrizitätsnachfrage				52%	51%

*) BFE (2011), Grundlagen für die Energiestrategie des Bundesrates; Frühjahr 2011. Tabelle 23, Seite 22.

**) BFE (2011), Grundlagen für die Energiestrategie des Bundesrates; Frühjahr 2011. Tabelle 61, Seite 61.

Die nachfolgende Abbildung 7-20 zeigt die Berechnung der realisierbaren Stromeinsparpotenzialen für die einzelnen Szenarien. Die Einsparungen im Haushaltbereich sind prozentual am grössten (bis zu 2.9%). Auch im Dienstleistungsbereich können spürbare Einsparungen erzielt werden (je nach Szenario zwischen 0.4% bis 2.8%). Im Industrie-/Gewerbebereich bleiben die Einsparungen auch bei einer „flächendeckenden Einführung+“ unter 1%.

Abbildung 7-20: Erzielbare Stromeinsparung in den verschiedenen Szenarien (im Vergleich zum Szenario „Status Quo“)

Stromeinsparung in % des Stromverbrauchs für das Szenario "Status Quo+"

	Weiter wie bisher, 2035		Neue Energiepolitik, 2035		
	PJ	in % Verbrauch	PJ	in % Verbrauch	
	Weiter wie bisher, 2035		Neue Energiepolitik, 2035		Bandbreite
	PJ	in % Verbrauch	PJ	in % Verbrauch	
Privathaushalte	0.8	1.3%	0.7	1.3%	+/- 30%
Dienstleistungen	0.3	0.4%	0.2	0.4%	+/- 50%
Industrie	0.1	0.1%	0.1	0.1%	
Verkehr	0.0	0.0%	0.0	0.0%	
Total	1.3	**0.5%**	1.0	**0.5%**	+/- 40%

Stromeinsparung in % des Stromverbrauchs für das Szenario "selektive Einführung"

	Weiter wie bisher, 2035		Neue Energiepolitik, 2035		
	PJ	in % Verbrauch	PJ	in % Verbrauch	
	Weiter wie bisher, 2035		Neue Energiepolitik, 2035		Bandbreite
	PJ	in % Verbrauch	PJ	in % Verbrauch	
Privathaushalte	1.2	1.9%	1.0	1.9%	+/- 30%
Dienstleistungen	0.9	1.0%	0.6	1.0%	+/- 50%
Industrie	0.3	0.3%	0.2	0.3%	
Verkehr	0.0	0.0%	0.0	0.0%	
Total	2.4	**0.9%**	1.9	**0.9%**	+/- 40%

Stromeinsparung in % des Stromverbrauchs für das Szenario "flächendeckende Einführung"

	Weiter wie bisher, 2035		Neue Energiepolitik, 2035		Bandbreite
	PJ	in % Verbrauch	PJ	in % Verbrauch	
Privathaushalte	1.7	2.7%	1.5	2.7%	+/- 30%
Dienstleistungen	2.2	2.4%	1.6	2.4%	+/- 50%
Industrie	0.7	0.8%	0.5	0.8%	
Verkehr	0.0	0.0%	0.0	0.0%	
Total	4.7	**1.8%**	3.6	**1.7%**	+/- 40%

Stromeinsparung in % des Stromverbrauchs für das Szenario "flächendeckende Einführung+"

	Weiter wie bisher, 2035		Neue Energiepolitik, 2035		Bandbreite
	PJ	in % Verbrauch	PJ	in % Verbrauch	
Privathaushalte	1.8	2.9%	1.6	2.9%	+/- 30%
Dienstleistungen	2.7	2.9%	1.9	2.9%	+/- 50%
Industrie	0.9	1.0%	0.6	1.0%	
Verkehr	0.0	0.0%	0.0	0.0%	
Total	5.4	**2.1%**	4.2	**2.0%**	+/- 40%

7.17 Auswirkungen auf Netzausbau und Netzkosten

In diesem Kapitel werden zunächst die verwendete Methodik zur Bestimmung des Netzausbaus (Abschnitt 7.17.1) und die verwendete Parametrierung dargestellt (Abschnitt 7.17.2). Darauf aufbauend werden für den Fall des Rollout-Szenarios „flächendeckende Einführung“ die beiden untersuchten Nachfrageszenarien „Weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“ erläutert und anschliessend die sich ergebenden Auswirkungen auf den Netzausbau und die daraus resultierenden Netzkosten gegenübergestellt (Abschnitt 7.17.3). Auf eine ausführliche Dokumentation des verwendeten Verfahrens wird an dieser Stelle verzichtet und auf den Anhang E verwiesen.

7.17.1 Methodik

Die sich ergebenden Auswirkungen auf den Netzausbau haben wir unter Verwendung der Modellnetzanalyse (MNA) bestimmt. Der MNA liegt die Idee zugrunde, die Versorgungsaufgabe in stark abstrahierter Form unter Verwendung des „Grüne-Wiese-Ansatzes“ mit nur wenigen Eingangsgrössen zu beschreiben, so dass die wesentlichen Wirkungszusammenhänge zwischen Eingangsgrössen und Ausgangsgrössen anhand kostenoptimaler Netzstrukturen leicht untersucht werden können, losgelöst von fallspezifischen Einzeleinflüssen. Als charakteristische Eingangsgrössen werden beispielsweise die versorgte Fläche, Anzahl, Lage und Verhalten der Lasten und Erzeuger sowie technische Nebenbedingungen definiert. Ausgangsgrösse sind die Mengengerüste pro Netzebene (NE) aus denen wiederum die sich ergebenden Kosten abgeleitet werden können.

Die Netzebenen werden unterteilt in Leitungsebenen (7 : Niederspannung; 5 : Mittelspannung; 3 : Hochspannung; 1 : Höchstspannung) und Umspannebenen (6, 4 und 2), wobei wir im Rahmen dieser Studie den Fokus auf die Ebenen 7 bis 4 legen. Die Dimensionierung dieser Ebenen wird (neben der räumlichen Verteilung der Netzanschlüsse) überwiegend von den Leistungsanforderungen der Netznutzer geprägt. Demgegenüber ist die Dimensionierung der Ebenen 3 bis 1 von vielfältigen weiteren Einflüssen (wie Anforderungen aus grossräumigen Stromtransporten) geprägt, so dass keine wesentlichen Auswirkungen der Einführung von Smart Metering auf die Dimensionierung dieser Ebenen zu erwarten sind.

Die Auslegung der Leitungsebenen 7 und 5 wird im Wesentlichen von der Verteilung der Netzanschlüsse determiniert. Dabei wird der Leitungsbedarf massgeblich von der zwischen den Netzanschlüssen zu überwindenden Distanz bestimmt. Demgegenüber hat die an den Netzanschlüssen entnommene oder eingespeiste Leistung erst in zweiter Linie Einfluss auf den Leitungsbedarf der betrachteten Netzebene. Dies liegt daran, dass die zur Verbindung der Netzanschlüsse errichteten Anlagen immer bereits eine Mindestkapazität aufweisen, welche in der Regel auch den jeweils zu erfüllenden Leistungsanforderungen genügt. Somit werden auch erst bei starken Änderungen der Leistungsanforderungen (Leistungszunahmen durch z. B. Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen und Leistungsabnahmen durch u. a. Einführung von Smart Metern) ein leistungsstärkerer bzw. leistungsschwächerer Leitungstyp als der Standardtyp verwendet.

Im Gegensatz zur Auslegung der Leitungsebenen wird die Auslegung der Umspannebenen 6 und 4 im Wesentlichen von der zeitgleichen Höchstleistung aller an der jeweiligen Umspannebene sowie an unterlagerte Netzebenen angeschlossenen Lasten und Einspeisungen bestimmt. Dabei ist es unerheblich, auf wie viele Netzanschlüsse (unterhalb der jeweils betrachteten Umspannebene) sich diese Höchstleistung verteilt.

Auswirkungen einer Einführung von Smart Metern sind daher, aufgrund der potenziellen Reduktion von Lastspitzen vor allem in den Umspannebenen zu erwarten.

7.17.2 Parametrisierung

Für die MNA ist es relevant, wie sich Erzeuger und Lasten räumlich verteilen. Dimensionierungsrelevante Belastungsfälle können sowohl die Spannungsgrenzen als auch die Stromgrenzen betreffen. In Netzgebieten, die nicht an ihren Spannungsgrenzen betrieben werden und in denen die maximale Erzeugungsleistung angeschlossener dezentraler Einspeisungen die Last nicht übersteigt, tritt eine netzentlastende Wirkung in Höhe der durch den Leistungsnutzen der dezentralen Anlagen „sicher“ zur Verfügung stehenden Erzeugungsleistungen auf. Für Netzgebiete mit einer hohen Durchdringung dezentraler Einspeiser wird hingegen eine netzbelastende Wirkung etwa dann erreicht, wenn die Erzeugungsleistung die doppelte Last überschreitet. Smart Meter können in den kritischen Belastungsstunden dazu genutzt werden, durch Lastverlagerungen eine netzentlastende Wirkung zu erzielen und somit einen ansonsten ggf. notwendigen Netzausbau zu vermeiden oder zumindest zu verringern. Hierbei ist analog zu der Verteilung der dezentralen Erzeugungsanlagen das jeweilige Verschiebepotenzial pro Netzgebiet zu beachten.

Um die unterschiedlichen Charakteristika städtischer Netze (deren Dimensionierung überwiegend aus Sicht der Stromgrenzen erfolgt) und ländlicher Netze (deren Dimensionierung überwiegend aus Sicht der Spannungsgrenzen erfolgt) ebenso berücksichtigen zu können, wie die von Netzen mit hoher Durchdringung (oder hohen Erwartungen an den Zuwachs) dezentraler Erzeugungsanlagen, haben wir die Gesamtfläche der Schweiz in ein ländliches und ein städtisches Gebiet unterteilt, und diese weiterhin durch jeweils zwei Netzgebiete mit und ohne dezentrale Erzeugungsanlagen. Das aus dem Smart Metering resultierende Verschiebepotential der Lasten haben wir in allen Gebieten als anteilig gleich angenommen. Die Parametrierung der Netzmodelle in dieser Studie basiert auf Erfahrungen aus einem für das BFE durchgeführten Vorgängerprojekt:[81]

- Flächenverhältnis Stadt/Land: 10% / 90%
- Lastverhältnis Stadt/Land: 50% / 50%
- Aufteilung dezentrale Erzeugungsanlagen Stadt/Land: 10% / 90 %
- Verdichtungsgrad dezentraler Erzeugungsanlagen: 25 %

[81] Consentec (2010), Wirtschaftlichkeit dezentraler Einspeisung auf die elektrischen Netze der Schweiz.

7.17.3 Untersuchte Nachfrageszenarien und Ergebnisse

Um den Einfluss von Smart Metering umfassend berechnen zu können, haben wir das Rollout-Szenario „flächendeckende Einführung“ mit jeweils zwei unterschiedlichen Nachfrageszenarien modelliert und gegenübergestellt. Im einem ersten Schritt wurden zunächst die Netzmengengerüste für die Nachfrageszenarien „Weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“ für das Szenario „Status Quo“ – also ohne Smart-Meter-Rollout – berechnet und mit dem heutigen Netz verglichen (Abbildung 7-21).[82]

Abbildung 7-21: Gegenüberstellung der Netzmengen im Szenario „Status Quo“, Jahr 2035

	Heute [Stk./km]	**Weiter wie bisher Jahr 2035** [Stk./km] (% i.Vgl. zu heute)	**Neue Energiepolitik Jahr 2035** [Stk./km] (% i.Vgl. zu heute)
NE 4 (HS/MS)	225	350 (+54%)	330 (+47%)
NE 5 (MS)	66.400	82.550 (+24%)	79.350 (+19%)
NE 6 (MS/NS)	42.300	60.550 (+43%)	55.500 (+31%)
NE 7 (NS)	138.400	134.550 (-3%)	134.450 (-3%)

In der obigen Abbildung wurden die vier Netzgebiete der Schweiz bereits aggregiert, sodass die Ergebnisse den gesamten Schweizer Netzbestand repräsentieren. In beiden Nachfrageentwicklungen ist gegenüber heute mit einem hohen Netzausbau zu rechnen, der je nach Netzebene bis zu 54 % betragen kann. Für die Nachfrageentwicklung „Neue Energiepolitik“ wird dieser Zuwachs im Wesentlichen durch die Forcierung der erneuerbaren Energien und den damit zusätzlichen Spannungsbelastungen in ländlichen Netzgebieten verursacht. Der Netzausbaubedarf in der Nachfrageentwicklung „Weiter wie bisher“ ist demgegenüber noch etwas höher, da in diesem Szenario neben einem Zubau dezentraler Stromerzeugungsanlagen zusätzlich von einer Zunahme des Stromverbrauchs und damit der Spitzenlast ausgegangen wird.

Smart Metering kann auf zwei unterschiedliche Art und Weise den Netzausbaubedarf beeinflussen:

- Nachfragereduktion
- Verschiebepotenzial

[82] Das Netzmodell wurde so parametriert, dass die berechneten absoluten Netzmengen möglichst gut mit den tatsächlichen Netzmengen übereinstimmen. Letztlich sind im Rahmen dieser Studie aber vor allem die Angaben zu den relativen Netzmengenveränderungen relevant. Insbesondere ist in diesem Zusammenhang zu bemerken, dass sich die Ergebnisse für das Szenario „Status Quo“ im Zielzeitpunkt 2035 aufgrund von geringfügigen Unterschieden hinsichtlich der prognostizierten Last- und Erzeugungsentwicklung leicht von damaligen und aktuellen Studienergebnissen zur Wirkung von dezentralen Einspeisungen auf die Netze der Schweiz unterscheiden.

Durch gesteigerte Kostensensibilität der Endverbraucher nimmt der durchschnittliche Energieverbrauch ab, was ebenfalls zu einer Abnahme der Spitzenlast führt und sowohl netzentlastend als auch netzbelastend wirken kann. Die Energiereduktion durch Smart Metering haben wir in dieser Studie in beiden Nachfrageentwicklungen durch eine gleichmässige Reduktion der Last um 1.8% angenommen. Dies entspricht der erzielbaren Stromeinsparung im Szenario „flächendeckende Einführung", also eine Rollout von 80%.

Zusätzlich können durch ein aktiv gesteuertes zeitliches Verzögern oder Vorziehen von Lasten, dimensionierungsrelevante Nachfragespitzen verringert und Nachfragetäler aufgefüllt werden. Beide Einflüsse des Smart Metering haben wir separat voneinander quantifiziert (Abbildung 7-22 und Abbildung 7-23).

Abbildung 7-22: Einfluss der Nachfragereduktion durch Smart Metering für das Rollout-Szenario „flächendeckende Einführung" (Szenario „flächendeckende Einführung, Jahr 2035)

	Weiter wie bisher, Jahr 2035 [Stk./km] (% i.Vgl. zu heute)		**Neue Energiepolitik, Jahr 2035** [Stk./km] (% i.Vgl. zu heute)	
	Ohne Nachfrage-reduktion	Mit Nachfrage-reduktion	Ohne Nachfrage-reduktion	Mit Nachfrage-reduktion[83]
NE 4 (HS/MS)	350 (+54%)	345 (+52%)	335 (+48%)	330 (+47%)
NE 5 (MS)	82.550 (+24%)	82.175 (+23%)	79.725 (+20%)	79.350 (+19%)
NE 6 (MS/NS)	60.550 (+43%)	59.630 (+41%)	56.110 (+33%)	55.500 (+31%)
NE 7 (NS)	134.550 (-3%)	134.640 (-3%)	134.375 (-3%)	134.450 (-3%)

Durch die von Smart Metering angereizte Verbrauchsreduktion verringert sich der Netzausbaubedarf um einige wenige Prozentpunkte in beiden Nachfrageentwicklungen. Da die *relative* Verbrauchsreduktion der Last in beiden Szenarien als gleich angenommen wurde, ist die Dämpfung des Netzausbaubedarfs in der Nachfrageentwicklung „Weiter wie bisher" etwas höher als bei „Neuer Energiepolitik".

Grundsätzlich sind Netzmenge und Netzkosten direkt miteinander verknüpft. Bei diesem Zusammenhang ist jedoch zu beachten, dass die Netzkosten nicht im gleichen Ausmass wie die Netzmenge ansteigen (oder sinken), da z. B. die Errichtungskosten einer Leitung bei weitem nicht proportional mit deren Transportkapazität steigen, sondern wegen des grossen Anteils dimensionierungsunabhängiger Kosten wie den Tiefbaukosten bei Kabelleitungen nur schwach mit der Transportkapazität anwachsen. Unter Berücksichtigung dieses beispielhaft skizzierten Effekts in allen betrachteten Netzebenen und Abschätzung der gesamten jährlichen Netzkosten der Schweiz zu ca. 3,5 Mrd. CHF, lassen sich durch die Nachfragereduktion nur geringe Netzkosteneinsparungen von rund 10 Mio. CHF pro Jahr erzielen.

[83] Beim Szenario „Neue Energiepolitik" wird unterstellt, dass eine Nachfragereduktion durch Smart Metering bereits im Szenario enthalten ist und somit die Variante „Mit Nachfragereduktion" die Basis für die weiteren Untersuchungen darstellt.

Im folgenden Kapitel 7.19 wird das durch Smart Metering entstehende Lastverschiebepotenzial derart eingesetzt, dass tendenziell hohe Nachfragespitzen und schnelle Nachfrageveränderungen (hohe Gradienten) vermieden werden, um die Kosten des Kraftwerkseinsatzes zu reduzieren. Die Abweichung der Netznutzer von ihrem üblichen Verbrauchsprofil in einzelnen Stunden kann allerdings dazu führen, dass je nach Höhe, Vorzeichen und Zeitpunkt der Lastverschiebung eine entlastende oder auch belastende Wirkung in den hier betrachteten Netzebenen auftritt. Die bei den Analysen zum Kraftwerkseinsatz für die beiden betrachteten Nachfrageentwicklungen jeweils ermittelte Lastverschiebung führt für „Weiter wie bisher" tendenziell zu einer Netzentlastung (leicht gedämpfter Netzmengenzuwachs) während für „Neue Energiepolitik" eine belastende Wirkung (geringfügig gesteigerter Netzmengenbedarf) entsteht. Insgesamt liegen die Netzmengenveränderungen in ähnlicher Höhe wie bei der zuvor untersuchten Lastreduktion, so dass die entsprechend resultierenden Netzkostenveränderungen in der gleichen Grössenordnung („Weiter wie bisher": ca. -10 Mio. CHF, „Neue Energiepolitik": ca. +10 Mio. CHF) liegen. Wie bereits erwähnt, gelten diese Grössenordnungen für das Rollout-Szenario „flächendeckende Einführung". Für die weniger ambitionierten Rollout-Szenarien (bspw. „selektive Einführung") sind die Netzkostenveränderungen noch geringer.

Abbildung 7-23: Netzausbaubedarf bei Ausnutzung aktiver Lastverschiebung für das Rollout-Szenario „flächendeckende Einführung" (Szenario „flächendeckende Einführung, Jahr 2035)

	Weiter wie bisher, Jahr 2035 [Stk./km] (% i.Vgl. zu heute)		**Neue Energiepolitik, Jahr 2035** [Stk./km] (% i.Vgl. zu heute)	
	Ohne Lastverschiebung	Mit Lastverschiebung	Ohne Lastverschiebung	Mit Lastverschiebung
NE 4 (HS/MS)	350 (+54%)	345 (+52%)	330 (+47%)	335 (+48%)
NE 5 (MS)	82.550 (+24%)	82.050 (+23%)	79.350 (+19%)	79.850 (+20%)
NE 6 (MS/NS)	60.550 (+43%)	59.650 (+41%)	55.500 (+31%)	56.300 (+33%)
NE 7 (NS)	134.550 (-3%)	134.550 (-3%)	134.450 (-3%)	134.375 (-3%)

Die Ergebnisse machen deutlich, dass die durch die Einführung von Smart Metering bedingte Veränderung der hier explizit betrachteten Wirkungszusammenhänge (hier: Umfang und Kosten der benötigten Leitungen und Stationen) einen flächendeckenden Smart-Meter-Rollout aus Netzsicht alleine noch nicht rechtfertigen kann. Sofern jedoch ein flächendeckender Smart-Meter-Rollout erfolgt, wird sich ein vielfältiger weiterer Nutzen für Netzbetreiber ergeben, der zum jetzigen Zeitpunkt allerdings kaum seriös monetär quantifiziert werden kann. Von Smart Metern erhobene und an Netzbetreiber übermittelte Daten, sofern die gesetzlichen Rahmenbedingungen dies zulassen, könnten beispielsweise in folgenden Bereichen genutzt werden:

- Optimierung der Netzplanung
  - Verringerung des Planungsaufwands durch vollständige Beobachtbarkeit des Netzes (Lastflussberechnungen auf Knopfdruck)
  - Verringerung der aufgrund von Unsicherheiten im Bereich der tatsächlichen Netzbelastung vorzuhaltenden Kapazitätsreserven
- Optimierung des Netzbetriebs
  - Minimierung der Netzverluste durch dynamische Trennstellenverlegung
  - Vermeidung von Massnahmen zur Engpassbeseitigung
  - Dynamische Vorgabe von Sollgrössen (Spannung, cos φ) für dezentrale Erzeugungsanlagen
  - Erhöhung der Versorgungszuverlässigkeit durch
    - rechtzeitige Erkennung von „inneren" Netzüberlastungen
    - Optimierung der Fehlerortung / Wiederversorgung, z.B. durch genauere Kenntnis des potenziellen Fehlerorts
    - Berücksichtigung des Verbrauchsverhaltens bei geplanten Abschaltungen
- Automatisiertes und objektives Qualitätsmonitoring
  - Bestimmung von Zuverlässigkeitskenngrössen
  - Überwachung der Spannungsqualität

Fazit: Die Netzkosten sind stark geprägt durch die Entwicklung der Nachfrage und der dezentralen Einspeisung: „Weiter wie bisher" weist ein deutlich stärkeres Wachstum der Netzmenge und damit auch der Netzkosten aus als bei einer Nachfragentwicklung gemäss „Neuer Energiepolitik". Der Einfluss eines flächendeckenden Smart-Meter-Rollouts auf die hier betrachteten Wirkungszusammenhänge der Netzkosten ist dagegen nur marginal. Hier rechnen wir mit folgenden grob quantifizierten Auswirkungen (Jahr 2035, ohne Berücksichtigung von Inflation):

- Nachfragereduktion von rund 1.8%:	- 10 Mio. CHF (Weiter wie bisher/Neue Energiepol.)
- aktive Lastverschiebung:	- 10 Mio. CHF (Weiter wie bisher)
	+ 10 Mio. CHF (Neue Energiepolitik)

Da die tatsächlich erzielbaren Netzkostenveränderung nur sehr grob quantifiziert werden können, rechnen wir bezogen auf die hier betrachteten Bestandteile der Netzkosten mit einer Bandbreite von +/- 50%.

Bei einem flächendeckenden Smart-Meter-Rollout sind über die hier quantifizierten Wirkungen hinaus vielfältige positive Effekte für Netzbetreiber, die überwiegend zu einer Effizienzsteigerung in Netzplanung und Netzbetrieb führen, zu erwarten, so dass der breite Einsatz von Smart Metern aus Netzsicht insgesamt positiv zu bewerten ist.

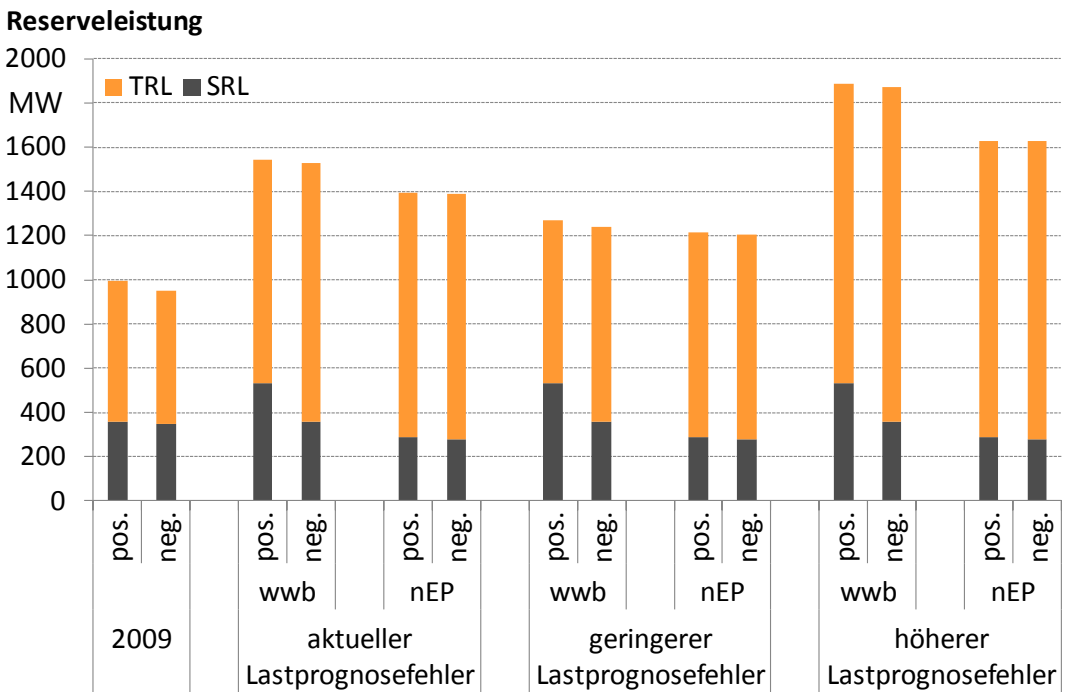
7.18 Auswirkungen auf Regelleistung

Die Aufgabe der Regelleistung liegt in einem ständigen Sicherstellen des Gleichgewichts zwischen Stromerzeugung und -verbrauch. Die Umstellung des Schweizer Kraftwerksparks ausgehend von einem hohen nuklearen Anteil hin zu einer hauptsächlich auf erneuerbaren Energien fokussierten Energieversorgung hat Auswirkungen auf den Bedarf an Regelleistung insbesondere aufgrund steigender Prognosefehler dargebotsabhängiger Energien. Zusätzlich wird Regelleistung für den Ausgleich von Lastrauschen und Lastprognosefehlern, die massgeblich von der Entwicklung der Spitzenlast abhängig sind, sowie für mögliche Kraftwerksausfälle benötigt. In dieser Studie haben wir weiterhin den möglichen Einfluss von Smart Metering auf die Regelleistung untersucht. Da momentan noch keine ausreichenden Erfahrungen über die tatsächlichen Auswirkungen von Smart Metering auf das Lastverhalten vorliegen, wurde der mögliche Einfluss anhand von Bandbreiten abgeschätzt. Hierbei sind zwei unterschiedliche Entwicklungen denkbar:

- **Bessere Prognostizierbarkeit** der Nachfragekurve aufgrund gezielter Laststeuerung
- Stochastisch stärker schwankende Nachfragekurve aufgrund individueller Endkundenreaktionen auf die zeitlich variablen Tarife mit tendenziell **schlechterer Prognostizierbarkeit**

Die Erfahrungen zeigen, dass die Prognosegüte bei derzeitigem Verbrauchsverhalten mit einer auf die Spitzenlast bezogene Standardabweichung des Lastprognosefehlers von 2,5 % modelliert werden kann. Zur Abbildung der beiden genannten Szenarien haben wir diesen Prognosefehler um jeweils ± 1 %-Punkt variiert (Abbildung 7-24).

Abbildung 7-24: Einfluss von Smart Metering auf die Reserveleistung



Aktuell liegt sowohl die positive, als auch die negative Gesamtregelleistung (Sekundär- und Tertiärreserve) bei etwa 1000 MW. Zukünftig ist eine Steigerung des Reservebedarfs um 40 bis 50 % erkennbar. Für die Nachfrageentwicklung „Neue Energiepolitik“ wird dieser Zuwachs im Wesentlichen durch den Zubau der Erzeugung aus erneuerbaren Energien und dem damit verbundenen grösseren Einfluss des Prognosefehlers dieser Einspeisung bestimmt. Im Szenario „Weiter wie bisher“ ist der Reservedarf nochmals geringfügig höher, da das höhere Nachfrageniveau auch zu einem absolut höheren Prognosefehler führt. Der Einfluss von Smart Metering auf den Lastprognosefehler verändert den notwendigen Bedarf an Tertiärreserve in beiden Nachfrageentwicklungen um ± 200 MW.

Zusätzlich wird aktuell das mögliche Potential von Smart Metering zur Bereitstellung von Reserve diskutiert. Hierbei ist grundsätzlich das Potential nach der Reservequalität (Sekundär oder Tertiärreserve) und der Erbringungsrichtung (positiv oder negativ) differenziert zu betrachten. Der Abruf von Sekundärreserve wird derzeit automatisch über einen Netzregler gesteuert, was eine ständige Kommunikation erfordert. Hinzu kommt, dass für die Erbringung von Sekundärregelleistung hohe Gradienten und eine schnelle Reaktionszeit gefordert werden. Insgesamt ist somit eine Teilnahme von Smart Metering am Markt für Sekundärreserve als eher unwahrscheinlich einzustufen. Bei der Tertiärreserve hingegen sind die technischen Anforderungen geringer, sodass hier eine Teilnahme wahrscheinlicher ist. Durch eine geringere Abrufwahrscheinlichkeit als bei der Sekundärreserve ist ausserdem von einer höheren Kundenakzeptanz auszugehen. Das verfügbare Potenzial von Smart Metering besteht hauptsächlich im Abschalten von Lasten, und weniger im Zuschalten, was wiederum für die Erbringung positiver Reserve spricht.

Weiterhin ist zu beachten, dass die Reserveerbringung aktuell vom Übertragungsnetzbetreiber gesteuert wird und beim Abruf in der Regel keine Netzrestriktionen berücksichtigt werden müssen. Da Smart Meter hauptsächlich in Verteilnetzebenen eingesetzt werden, kann ein Reserveabruf in Folge dessen aufgrund der zeitlichen Synchronisation der Nachfrageveränderungen lokal zu einer deutlichen Zunahme der Leistung und damit auch zu lokalen Engpässen führen, was wiederum die Erbringung der Reserve erschwert.

Fazit: Zusammenfassend kann also gesagt werden, dass Smart Metering eine Teilnahme von weiteren Akteuren am Markt für Regelleistung zukünftig durchaus ermöglichen kann, hierfür muss aber ein entsprechendes Marktdesign geschaffen werden und insbesondere sollte auch die Wirkung auf die Leistungsflüsse in den Verteilungsnetzen beachtet werden. Für eine Quantifizierung dieses Nutzens müsste ein konkretes Marktdesign unterstellt werden und weitere Forschungsanstrengungen unternommen werden. Wir müssen daher auf eine Quantifizierung dieses Nutzens verzichten, weisen diesen „Regelleistungsnutzen“ von Smart Metering aber unter der qualitativen Aspekten bei der Gesamtwürdigung aus.

7.18.1 Abgleich mit bestehenden Studien

Unserer Kenntnis nach existieren derzeit kaum öffentlich verfügbare Studien, die sich mit einer Quantifizierung der Folgen von Smart Metern aus Sicht der (Verteilungs-)Netze befasst haben. Im Rahmen des 7. Forschungs-Rahmenprogramms von der EU geförderten Projekts

„ADDRESS – Active distribution networks with full integration of demand and distributed energy resources" wurden quantitative Betrachtungen der Wirkung von Lastverlagerungen auf die Dimensionierung von Netzen wie auch auf den Regelleistungsbedarf vorgenommen. Beispielhaft wurden in Szenarien Annahmen zu Grössenordnungen von Energieverbrauchs- und Lastreduktionen getroffen und deren Wirkung auf Netzmengen und –kosten untersucht. In einem Szenario wurde angenommen, dass sich durch aktive Verbrauchssteuerung („active demand") eine Reduktion der aus Netzsicht dimensionierungsrelevanten Höchstlast um 10% und eine Verbrauchsreduktion um 5% realisieren liesse. Für dieses Szenario wurde eine Netzkostenreduktion von ca. 1% in ländlichen und ca. 1,2% in städtischen Gebieten ermittelt. Selbst bei einem, aus heutiger Sicht eher unwahrscheinlichen, Szenario mit Lastreduktion von 35% und Verbrauchsreduktion von 20% sanken die Netzkosten nur geringfügig um jeweils ca. 2,5% in den zwei betrachteten Gebietstypen.

Vergleicht man die Ergebnisse des ADDRESS-Projekts für eine Lastreduktion von 10% mit den für die Schweiz ermittelten Ergebnissen, fällt auf, dass die Netzkostenreduktion mit ca. 0,5% etwas geringer ausfällt, obwohl in der Schweiz ebenfalls ein Lastverschiebepotential in der Grössenordnung von 10% ermittelt wurde. Hierbei ist allerdings zu beachten, dass die Lastverschiebung nur über einen Zeitraum von einer Stunde in voller Höhe genutzt werden kann und primär aus Erzeugungssicht eingesetzt wird. Insofern muss im Gegensatz zur Annahme in der ADRESS-Studie davon ausgegangen werden, dass die aus Netzsicht dimensionierungsrelevante Höchstlast nicht dauerhaft um volle 10% gesenkt werden kann. Darüber hinaus wurden in der ADDRESS-Studie keine Einspeisungen aus dezentralen Erzeugungsanlagen berücksichtigt, die ihrerseits analog zur Last auch einen dimensionierungsrelevanten Netzbelastungszustand darstellen können, auf den eine Lastreduktion eine zusätzlich belastende Wirkung – mit daraus resultierenden Netzverstärkungsmassnahmen und entsprechenden Netzkostensteigerungen – ausüben würde.

Insgesamt kann festgehalten werden, dass sich, die Gemeinsamkeiten und Unterschiede der beiden Studien berücksichtigend, eine gute Übereinstimmung der jeweils gewonnenen Ergebnisse feststellen lässt.

7.19 Auswirkungen auf die Stromerzeugungsseite

In diesem Kapitel werden die Auswirkungen des Einsatzes von Smart Meter in der Schweiz auf die Erzeugungsseite analysiert. Dazu werden Strommarktmodellberechnungen durchgeführt. Die nachfolgenden Analysen und Berechnungen werden am Beispiel des Rollout-Szenarios „flächendeckende Einführung" für die beiden Nachfrageszenarien „Weiter wie bisher" und „Neue Energiepolitik" durchgeführt. Wie die nachfolgend hergeleiteten Auswirkung auf die anderen Szenarien (bspw. „selektive Einführung") angewendet werden, wird in einem Exkurs im Kapitel 7.20 dargelegt.

Die nachfolgenden Ausführungen beschränken sich auf eine kurze Darstellung der verwendeten Methodik (vgl. Kapitel 7.19.1) und der Hauptresultate, welche in die Bewertung der in-

direkten Kosten und Nutzen einfliessen (Kapitel 7.20). Folgende Resultate werden vorgestellt:

- Einsparungen bei den gesamten Systemkosten der Stromerzeugung (Kapitel 7.19.2)
- Veränderungen der Konsumenten-und Produzentenrenten (Kapitel 7.19.3)

Für einen umfassenden Überblick und für die Auswirkungen auf den Kraftwerkseinsatz sowie den Stromaussenhandel sei auf den Anhang F verwiesen.

7.19.1 Methodik - Modellrahmen

Um die Auswirkungen des Einsatzes von Smart Metern in der Schweiz auf die Stromerzeugung zu bestimmen, werden sowohl ein Investitionsmodell als auch ein operatives Modell zur Abbildung des europäischen Strommarktes herangezogen (Abbildung 7-25). Die Modelle wurden im Rahmen der EU-geförderten Projekte WILMAR und SUPWIND entwickelt bzw. weiterentwickelt und in verschiedenen Projekten, insbesondere in der European Wind Integration Study (EWIS) und in der sogenannten „All Island Grid Study“ für Irland aber auch in diversen Industrieprojekten eingesetzt.

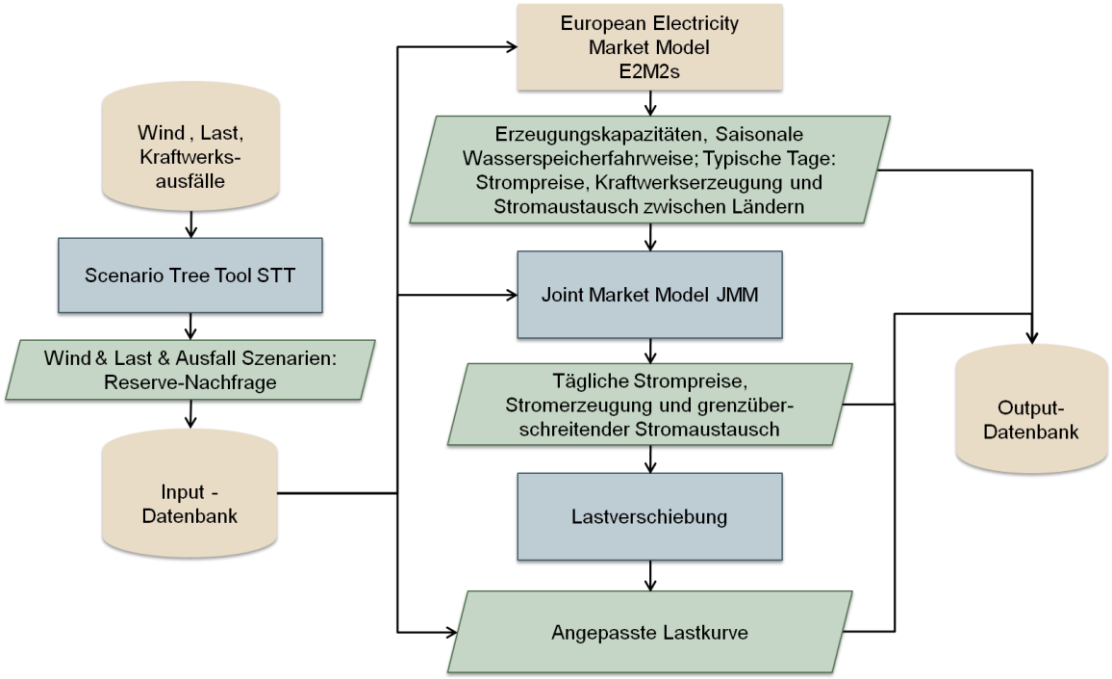
Zunächst wird die längerfristige Entwicklung des europäischen und insbesondere deutschen Strommarkts unter den vorgegebenen Szenariorahmenbedingungen mit Hilfe des **europäischen Strommarktmodells E2M2s** untersucht. Dieses ermöglicht die Beschreibung von Kraftwerksinvestitionen, Kraftwerksbetrieb und internationalen Austauschmengen unter Berücksichtigung der Schwankungen bei Wind- und anderen erneuerbaren Energien. Das Modell wird insbesondere für eine Analyse der Entwicklung des Kraftwerksparks in Europa herangezogen.

Aufbauend auf dem im ersten Schritt ermittelten Kraftwerkspark werden mit einem detaillierten europäischen Markt- und Systemmodell der zukünftige Betrieb von Kraftwerken und Speichern, die Auslastung von Netzkuppelstellen sowie die nutzbaren Wind- und Solarstrommengen betrachtet. Für die Bestimmung dieser Effekte wird das sogenannte **Joint-Market-Model (JMM)** verwendet. Hierbei handelt es sich um einen dynamischen, linearen Modellansatz zur Bestimmung des optimalen Kraftwerkseinsatzes. Dieser berücksichtigt die üblichen Planungs- und Markträumungszyklen im Strommarkt sowie das Eintreffen von neuen Informationen insbesondere in Form von neuen Prognosen für Wind- und Solareinspeisung. So werden sowohl Day-Ahead-Planung und –Handel als auch untertägige Anpassungen berücksichtigt. Die Analysen werden sowohl für das Referenzsystem als auch für das System mit dem Einsatz von Smart Meter in der Schweiz für das Jahr 2035 durchgeführt.

Die im vorherigen Schritt ermittelten Grosshandelspreise sowie die Residuallast werden unter Berücksichtigung der Verschiebepotentiale verwendet, um zunächst die Auswirkungen von Smart Meter auf das Nachfrageverhalten der Konsumenten darzustellen. Auch dieses Modell verfolgt einen kostenminimierenden Ansatz, wobei insbesondere auf die Absenkung der maximalen Last und die Reduzierung von Lastgradienten abgestellt wird. Aufbauend auf dieser angepassten Nachfragekurve wird dann erneut das JMM eingesetzt. Durch einen Vergleich der JMM Ergebnisse ohne und inklusive dem Einsatz von Smart Meter können dann die

Auswirkungen auf das System und seine Akteure ermittelt werden. Bei dem Einsatz von Smart Metern wird nochmals zwischen dem Fall unterschieden, dass es nur zur Lastverschiebung kommt und dass neben der Lastverschiebung die Implementierung von Smart Metern auch mit einem Nachfragerückgang einhergeht.

Abbildung 7-25: Modellrahmen



7.19.2 Einsparungen bei den Systemkosten der Stromerzeugung

Nachfolgend werden die gesamten Systemkosten (variable und fixe Betriebskosten für genutzte Kraftwerke) eines Modelllaufs ohne den Einsatz von Smart Meter mit den gesamten Systemkosten eines Modelllaufs mit dem Einsatz von Smart Meter verglichen. [84] Diese Differenz kann als gesamtwirtschaftlicher Nutzen von Smart Metering auf der Erzeugungsseite interpretiert werden.

Durch die Veränderungen im Kraftwerkseinsatz (vgl. dazu die detaillierten Ausführungen im Anhang F) und der Schweizer Nachfrage kommt es auch zu Änderungen bei den Betriebskosten. Diese Veränderungen in Bezug auf das gesamte europäische Stromerzeugungssystem sind im oberen Teil der Abbildung 7-26 dargestellt:

- Die gesamten erzeugungsseitigen Einsparungen aufgrund der durch Smart Meter ermöglichten Lastverschiebung und Lastreduktion (Einsparungen in der Grössenordnung von 1.7% - 1.8% bei einem Smart-Meter-Rollout von 80%) belaufen sich auf 215 Mio. CHF für

[84] Bei den berechneten Systemkosten sind die CO2-Kosten bereits eingepreist.

das Szenario „Weiter wie bisher“ und 139 Mio. CHF für das Szenario „Neue Energiepolitik“.

- Betrachtet man alleine den Effekt der Lastverschiebung, so ergeben sich für das Gesamtsystem Einsparungen von 41 Mio. CHF für das Szenario „Weiter wie bisher“ und 36 Mio. CHF für das Szenario „Neue Energiepolitik“.

Die gesamten Systemkosten verändern sich für die Schweiz nicht massgeblich, da unter den im Simulationsmodell unterstellten Annahmen, die Nachfragereduktion in der Schweiz vor allem zum 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. Im nächsten Kapitel wird dieser Aspekt aufgearbeitet.

7.19.3 Veränderungen der Konsumenten-und Produzentenrenten

Für das vorliegende Impact-Assessment ist insbesondere die Verteilung der Nutzen auf Produzenten und Konsumenten von Interesse. Die nachfolgende Abschätzung geht davon aus, dass (noch) keine politische Umverteilungen und Eingriffe in den Markt zu berücksichtigen sind. Ausserdem werden die Kosten der Smart Meter für den Konsumenten, die im Kapitel 6 quantifiziert werden, hier nicht eingerechnet. 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 einzelnen Renten in der Schweiz ist im unteren Teil der Abbildung 7-26 dargestellt. Hauptursache für die Veränderungen ist der Rückgang der Schweizer Nachfrage verglichen mit der Verschiebung der Last, wodurch insbesondere die Kosten für die Haushalte sinken. 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 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. Jedoch sind in diesem Falle 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 7-26: Auswirkungen auf die Erzeugungsseite für das Rollout-Szenario „flächendeckende Einführung", Jahr 2035.

	"Weiter wie bisher" Jahr 2035, Mio. CHF *)	**"Neue Energiepolitik"** Jahr 2035, Mio. CHF *)
Auswirkungen auf die gesamten europäischen Systemkosten		
Gesamtnutzen aus Lastverschiebung und Lastreduktion	215	139
- davon Nutzen der Lastverschiebung	*41*	*36*
Auswirkungen auf die Schweizer Akteure		
Nutzen für Schweizer Stromendkonsumenten (**Konsumentenrente**) aus Lastverschiebung und Lastreduktion	**226**	**158**
- davon Nutzen der Lastverschiebung	*22*	*-6*
Nutzen für Schweizer Stromproduzenten (**Produzentenrenten**) aus Lastverschiebung und Lastreduktion	**-27**	**-36**
- davon Nutzen der Lastverschiebung	*-11*	*4*

*) Wechselkurs EUR/CHF = 1.35 (Annahme zum langfristig Wechselkurs, vgl. Ecoplan (2011)

Fazit: Der volkswirtschaftliche Nutzen einer „flächendeckenden Einführung" von Smart Meter liegen nach den durchgeführten Modellrechnungen bei 215 Mio. CHF im Szenario „Weiter wie bisher" und 139 Mio. CHF im Szenario „Neue Energiepolitik" für das Jahr 2035. Die Hauptursache liegt in der Nachfragereduktion begründet, die Verschiebungen der Last haben im Vergleich nur eine untergeordnete Bedeutung. Diese Kosteneinsparungen geben einen Hinweis auf den Gesamtnutzen des Projekts für das europäische Elektrizitätssystem.

Schaut man sich die einzelnen Akteure an, kann bei den Schweizer Konsumenten die grösste Verbesserung festgestellt werden, während sich die Schweizer Produzenten leicht schlechter stellen.

7.20 Indirekte Kosten und Nutzen: Resultate der Szenarien

Im Folgenden wollen wir die in den vorgängigen Ausführungen zusammenfassen und die gesamten indirekten Kosten und Nutzen zusammenstellen. Die Auswirkungen auf die Netze

und auf die Erzeugerseite wurden mit aufwendigen computergestützten Modellen berechnet. Die Simulationen bezogen sich jeweils auf das Szenario „flächendeckende Einführung“ gegen Ende des Betrachtungshorizonts, also bei einem Rollout von 80%. Für die Berechnung der Zwischenjahre 2015 bis 2034 waren verschiedene Annahmen nötig, die im folgenden Exkurs kurz dargelegt werden.

Abbildung 7-27 zeigt die indirekten Kosten und Nutzen der verschiedenen Szenarien im Vergleich zum Status Quo auf. Für jedes Rollout-Szenario sind die Abweichungen der Nettobarwerte der kumulierten indirekten Nutzen und Kosten zum Status quo (rote Balken für Zusatzkosten; grüne Balken für Zusatznutzen) gekennzeichnet.

Die Abbildung zeigt deutlich, dass die indirekten Nutzen durch die Gewinne der Schweizer Stromkonsumenten (Konsumentenrenten) dominiert werden. Insbesondere gilt dies für die privaten Haushalte und die Dienstleistungen. Die Einsparungen bei den Netzkosten sind deutlich geringer und stark abhängig vom Nachfrageszenario. Die Schweizer Produzenten (Produzentenrenten) haben mit Einbussen zu rechnen.

Wie die Abbildung weiter zeigt, unterscheiden sich die Resultate zwischen den beiden Nachfrageszenarien „Weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“ relativ stark:

- Die Auswirkungen auf die Netzkosten von Smart Metern sind im Nachfrageszenario „Weiter wie bisher“ positiver zu beurteilen als bei „Neuer Energiepolitik“. Dies ist auf zwei Ursachen zurückzuführen: (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) Im Nachfrageszenario „Neue Energiepolitik“ wirkt die zumindest teilweise auf die Erzeugungssituation ausgerichtete Lastverschiebung für die Netze leicht kostentreibend.
- Bei den Konsumentenrenten sind ebenfalls zwei Gründe für die Unterschiede zwischen den beiden Nachfrageszenarien „Weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“ zu nennen: (1) Wie schon bei den Netzen ist die absolute Stromeinsparung bei „Weiter wie bisher“ grösser und (2) die für die Berechnung der Konsumentenrent/e ansetzbaren Stromproduktionspreise im Szenario „Neue Energiepolitik“ geringer.[85]
- Die Produzenten haben mit Einbussen zu rechnen, da der Nachfragrückgang 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“.

[85] 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 subventioniert wird (bspw. mittels eines KEV-Systems) und daher die Stromhandelspreise negativ beeinflusst.

Abbildung 7-27: Übersicht über die indirekten Kosten und Nutzen der Rollout-Szenarien, getrennt nach den Nachfrageszenarien „Weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“
(in Mio. CHF, NBW 2015 der kumulierten Kosten 2015-2035)

"Weiter wie bisher"	Status quo +	Selektive Einführung	Flächendeckende Einführung	Flächendeckende Einführung +
alle Angaben in NBW 2015 (Mio. CHF)	Differenz zu Status quo	Differenz zu Status quo	Differenz zu Status quo	Differenz zu Status quo
Netzkosten	**47**	**143**	**278**	**318**
Konsumentenrenten	**724**	**1'250**	**2'507**	**2'866**
- Privathaushalte	500	707	1'064	1'154
- Dienstleistungen	176	427	1'135	1'348
- Gewerbe	49	117	307	364
Produzentenrenten	**-54**	**-147**	**-294**	**-336**
Total indirekte Kosten/Nutzen	**717**	**1'246**	**2'491**	**2'848**

"Neue Energiepolitik"	Status quo +	Selektive Einführung	Flächendeckende Einführung	Flächendeckende Einführung +
alle Angaben in NBW 2015 (Mio. CHF)	Differenz zu Status quo	Differenz zu Status quo	Differenz zu Status quo	Differenz zu Status quo
Netzkosten	**45**	**0**	**0**	**0**
Konsumentenrenten	**685**	**1'003**	**1'963**	**2'238**
- Privathaushalte	483	585	871	945
- Dienstleistungen	150	310	810	960
- Gewerbe	53	108	282	334
Produzentenrenten	**-166**	**-230**	**-450**	**-513**
Total indirekte Kosten/Nutzen	**564**	**773**	**1'513**	**1'726**

Exkurs: Annahmen zur Interpolation der modellberechneten Werte des Jahres 2035 für die Jahre 2015 bis 2034

Auswirkungen auf die Netze

Im Anhang E wurden die Auswirkungen auf die Netzkosten mit einem computergestützten Simulationsmodell für das Jahr 2035 berechnet. Für das Nachfrageszenario „Weiter wie bisher“ ergeben sich beim Rollout-Szenario „flächendeckende Einführung“ aufgrund der Lastverschiebung und der allg. Nachfragreduktion Netzeinsparungen von 20 Mio. CHF. Für die Jahre 2015 bis 2034 wurde unterstellt, dass sich ebenfalls Netzeinsparungen erzielen lassen. Es wurde grob vereinfachend unterstellt, dass zwischen erzielbarer Stromeinsparung (welche im Gleichschritt mit dem Rollout der Smart Meter verläuft) und den erzielbaren Netzkostenveränderungen ein linearer Zusammenhang besteht. Weiter wurde unterstellt, dass im Szenario Status Quo+ keine aktive Lastverschiebung stattfindet, sondern einzig die Nachfragereduktion einen Einfluss auf die Netzkosten hat.

Auswirkungen auf die Erzeugungsseite

Im Anhang F wurden die Auswirkungen auf die Erzeugungsseite mit zwei gekoppelten computergestützten Simulationsmodellen für das Jahr 2035 berechnet. Für das Nachfrageszenario „Weiter wie bis-

her“ ergeben sich beim Rollout-Szenario „flächendeckende Einführung“ aufgrund der Lastverschiebung und der allg. Nachfragreduktion einen Nutzen für die Schweizer Konsumenten von 226 Mio. CHF und einen Verlust für die Produzenten von -27 Mio. CHF. Für die Jahre 2015 bis 2035 wurde unterstellt, dass zwischen 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 Stromkosten (Grosshandelspreise ausgedrückt zu Faktorkosten) wird gemäss Modellberechnungen für das Nachfrageszenario „Weiter wie bisher“ bis ins Jahr 2035 mit einer Verdoppelung gerechnet und für das Nachfrageszenario „Neue Energiepolitik“ mit einer Zunahme um rund 60%.

Weiter wurde unterstellt, dass im Szenario Status Quo+ keine aktive Lastverschiebung stattfindet, sondern einzig die Nachfragereduktion einen Einfluss auf die Erzeugungsseite hat.

7.21 Indirekte Kosten und Nutzen: Sensitivitätsanalyse

In den folgenden beiden Abschnitten wird überprüft, wie die beiden Rollout-Szenarien „selektive Einführung“ und „flächendeckende Einführung“ auf Unsicherheiten bei den unterstellten Annahmen reagieren. Die Sensitivitätsanalyse erfolgt anhand eines Vergleichs der Grundvariante mit einem „Best-Case-Szenario“ und einem „Worst-Case-Szenario“. Für die Berechnung dieser optimistischen und pessimistischen Varianten wurde jeweils die Bandbreite der mittels Smart Meter zu erzielenden Stromeinsparung zugunsten bzw. zum Nachteil von Smart Meter festgesetzt.[86]

Szenario „Selektive Einführung“

Abbildung 7-28 zeigt die Sensitivitäten für das Szenario „Selektive Einführung“. Während in diesem Szenario in der Grundvariante ein gesamter indirekter Zusatznutzen im Nachfrageszenario „Weiter wie bisher“ von 1‘249 Mio. CHF gegenüber dem Status Quo anfallen, machen diese bei ungünstigen Entwicklungen fast 1‘845 Mio. CHF und bei einer aus Smart-Meter-Sicht besonders positiven Entwicklung rund 705 Mio. CHF aus. Für das Nachfrageszenario „selektive Einführung“ sind die Bandbreiten entsprechend kleiner, relativ betrachtet sind sie aber in derselben Grössenordnung, also zwischen rund +50% bis -45%.

[86] Die zur Berechnung der Auswirkungen auf die Netz- und Erzeugerseite angewendeten Simulationsmodelle wurden aus Aufwandgründen keiner Sensitivitätsanalyse unterworfen.

Abbildung 7-28: Best- und Worstcase-Kosten des Szenarios „Selektive Einführung“, getrennt nach den Nachfrageszenarien „Weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“
in Mio. CHF; NBW 2015 der kumulierten Kosten 2015-2035

"Weiter wie bisher"	Best Case	Selektive Einführung Grundvariante	Worst Case
Netzkosten	299	143	43
Konsumentenrenten	1'751	1'250	750
Produzentenrenten	-205	-147	-88
Total	**1'845**	**1'246**	**705**

"Neue Energiepolitik"	Best Case	Selektive Einführung Grundvariante	Worst Case
Netzkosten	95	0	-41
Konsumentenrenten	1'404	1'003	602
Produzentenrenten	-322	-230	-138
Total	**1'178**	**773**	**423**

Szenario „Flächendeckende Einführung“

Abbildung 7-29 zeigt die Sensitivitäten für das Szenario „Flächendeckende Einführung“. Auch für dieses Szenario liegen die Bandbreiten für beide Nachfrageszenarien in etwa zwischen +50% bis -45% (als Abweichung der berechneten Grundvariante). Absolut betrachtet, sind natürlich die Bandbreiten – und damit auch die Unsicherheit über den erzielbaren Smart-Meter-Nutzen - beim Szenario „flächendeckende Einführung“ bedeutend grösser, als bei „selektiver Einführung“.

Abbildung 7-29: Best- und Worst-Case-Kosten des Szenarios „flächendeckende Einführung“, getrennt nach den Nachfrageszenarien „Weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“
in Mio. CHF; NBW 2015 der kumulierten Kosten 2015-2035

"Weiter wie bisher"	Best Case	flächendeckende Einführung Grundvariante	Worst Case
Netzkosten	585	278	84
Konsumentenrenten	3'509	2'507	1'504
Produzentenrenten	-412	-294	-176
Total indirekte Effekte	**3'682**	**2'491**	**1'411**

"Neue Energiepolitik"	Best Case	flächendeckende Einführung Grundvariante	Worst Case
Netzkosten	184	0	-79
Konsumentenrenten	2'748	1'963	1'178
Produzentenrenten	-630	-450	-270
Total indirekte Effekte	**2'302**	**1'513**	**829**

Fazit: Die indirekten Kosten und Nutzen sind auch im schlechtesten Fall immer noch deutlich positiv. Sowohl beim Szenario „selektive Einführung“ als auch „flächendeckende Einführung“ sind die Bandbreiten aber relativ gross, die Unsicherheiten bezüglich der indirekten Nutzen und Kosten also dementsprechend gross.

8 Stimulierung Wettbewerb

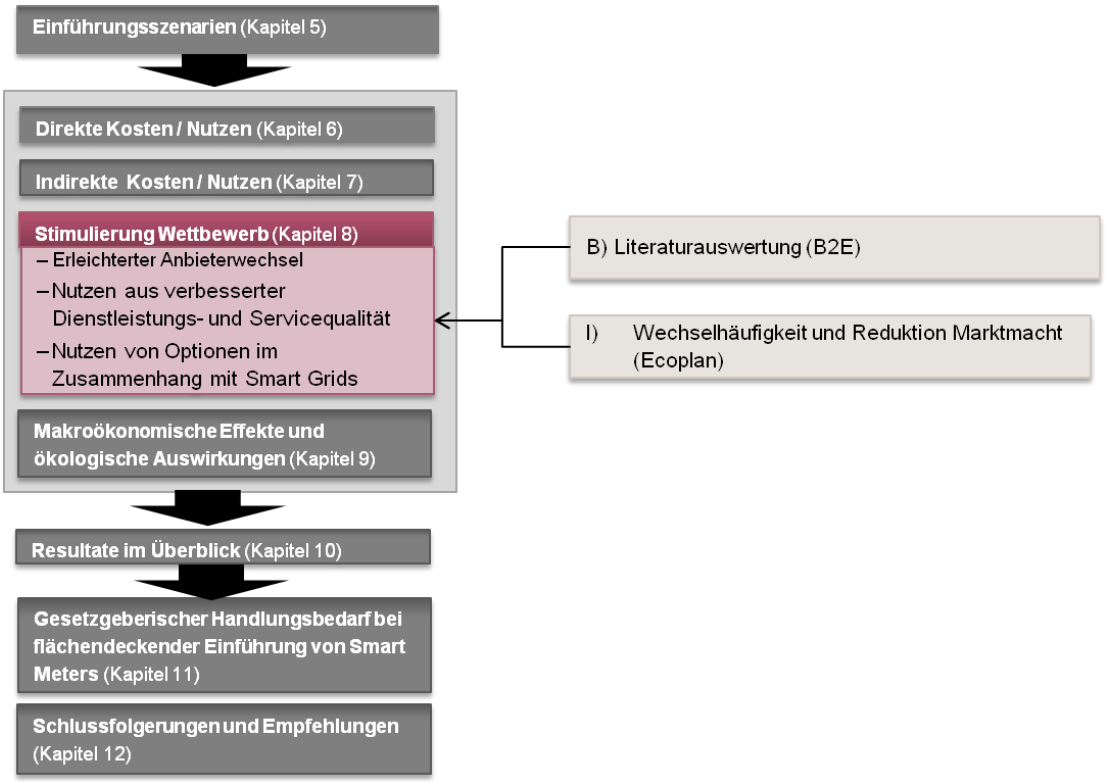
Für die Stimulierung des Wettbewerbs im Strommarktbereich ist der gesamte Liberalisierungsprozess bestimmend. Smart Metering alleine kann den Wettbewerb nicht stimulieren, kann aber Voraussetzungen schaffen, damit die beabsichtigte Marktliberalisierung auch tatsächlich mehr Wettbewerb und Dynamik in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

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

- Nutzen des erleichterten Anbieterwechsels und Reduktion von Marktmacht (Kapitel 8.1)
- Nutzen aus verbesserter Dienstleistungs- und Servicequalität (Kapitel 0)
- Nutzen von Optionen im Zusammenhang mit Smart Grid (Kapitel 8.3)

Die Ausführungen werden im abschliessenden Kapitel 10.3 zusammengefasst.

Abbildung 8-1: Bewertung des Nutzens eines stimulierten Wettbewerbs



8.1 Nutzen erleichterter Anbieterwechsel und Reduktion der Marktmacht

Mit Smart Metering wird der Anbieterwechsel einfacher und kostengünstiger möglich und die technischen Voraussetzungen sind gegeben, dass der Endkunde ohne fixe Terminbindung seinen Lieferanten wechseln kann. Ein einfacher Wechsel ist eine der Bedingungen, dass der Wettbewerb um die Stromkunden spielen kann. Nachfolgend quantifizieren wir den durch Smart Metering erleichterten Anbieterwechsel und zeigen auf, mit welchen weiteren Nutzen zu rechnen ist.

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 ermöglichen das Zustandekommen von Einsparungen. Ein effizienterer Wechselprozess reduziert die Anzahl von Kundenanfragen aufgrund fehlerhafter Wechselprozesse.“[87] 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 Grössenordnung von 40 CHF/Wechselkunde gerechnet werden kann (vgl. Abbildung 8-1). 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: Bei der unteren Bandbreite unterstellen wir, dass im Wesentlichen nur die Kosten für die Zählerablesung entfallen und bei der oberen Bandbreite gehen wir davon aus, dass zusätzliche Optimierungen des Wechselprozesses durch die Verbreitung von Smart Metern möglich werden.

Abbildung 8-2: Wechselraten und Smart-Metering-bedingte Wechselkosteneinsparung bei Anbieterwechsel

	Bandbreite "worst case"	**zentrale Annahmen**	Bandbreite "best case"
Wechselrate [Anteil Kunden, die pro Jahr Anbeiter wechseln]	2%	**6%**	12%
Wechselkosteneinsparung [CHF/Wechselkund]	25	**40**	70

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 Län-

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

der der EU zeigt für 2009 folgende jährliche Wechselraten für Haushalte und KMU (nach Zähler):[88]

- Tiefe Wechselraten: Österreich (1.3%), Slowenien (1.4%),Tschechien (1.5%), Portugal (2.2%), Frankreich (3.6%)
- Mittlere Wechselraten: Deutschland (4.7%), Dänemark (6.1%), Norwegen (8.1%)
- Hohe Wechselraten: Niederlande (11%), Schweden (11.4%), Italien (12.2%), Grossbritannien (18.4%), Irland (20.4%)

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 aus, dass die Schweizer Wechselraten mittel- bis längerfristig zwischen 2% bis 12% betragen, d.h. 2% bis maximal 12% der Stromkunden wechseln in einem liberalisierten Markt jährlich ihren Anbieter.

Die nachfolgende Abbildung 8-3 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).

Abbildung 8-3: Nutzen von Smart Metering durch erleichterten Anbieterwechsel
(in Mio. CHF, NBW 2015 der kumulierten Kosten 2015 – 2035)

Einsparungen durch Smart Metering durch Anbieterwechsel [NBW 2015 (Periode 2015 bis 2035), Mio. CHF]	Best Case	Grundvariante	Worst Case
Status Quo+	**0**	**0**	**0**
Selektive Einführung	**112**	**32**	**7**
Flächendeckende Einführung	**523**	**149**	**31**
Flächendeckende Einführung +	**523**	**149**	**31**

Die wichtigsten Erkenntnisse lassen sich wie folgte zusammenfassen:

- Mit Smart Metern kann der Wechselprozess merklich kostengünstiger gestaltet werden. Die berechneten Kosteneinsparungen wurden den Netzbetreibern gutgeschrieben, da bei diesen der Grossteil der Einsparungen realisiert werden kann.[89]

[88] European Commission (2011), 2009-2010 Report on Progress in Creating the Internal Gas and Electricity Market, Technical Annex, Table 2.2. Anmerkung: Aus den Ausführungen geht nicht klar hervor, ob und in welchem Ausmass der Anbieterwechsel beim Umzugsprozess subsummiert ist.

[89] Die Wechselprozesse sind als Betriebskosten ein Bestandteil der Netzkosten. Werden die Wechselprozesse durch Automatisierung kostengünstiger, werden Betriebskosten eingespart. Dies führt zu einer Reduktion der an-

- Am meisten Wechselkosten lassen sich bei einem flächendeckenden Rollout einsparen.
- Die Unsicherheiten bzw. die Bandbreiten sind sehr gross: Dies ist in erster Linie auf grosse Bandbreite bei den künftigen Wechselraten (2% bis 12%) zurückzuführen.

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:

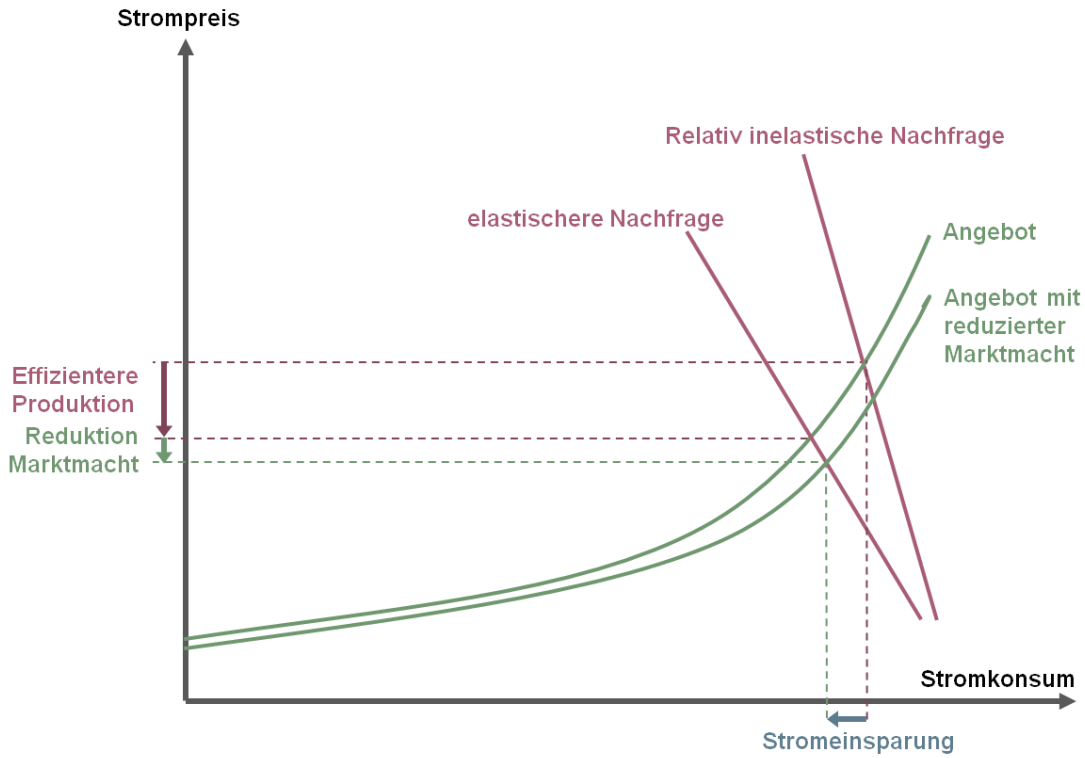
- Smart Metering ermöglicht **kundenspezifische Angebote** (bspw. mit Tarifplänen, die auf verschiedene Kundentypen zugeschnitten sind, neue Dienstleistungen (vgl. dazu das nächste Kapitel 0)).
- Smart Metering erhöht die **Sensibilität der Kunden** hinsichtlich der Strompreise und der weiteren durch 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 wird und allfällige Marktmacht und damit 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 (vgl. dazu das Kapitel 7.19 und die nachfolgende Abbildung 8-4). 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 allokative und produktive 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 aber im Moment noch nicht vorgenommen werden.

rechenbaren 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 8-4: Zusätzlicher Nutzen durch die Reduktion der Marktmacht



8.2 Neue Smart-Meter-basierende Dienstleistungen

Smart Meter liefern die Datengrundlage für eine Vielzahl an neuen und verbesserten Dienstleistungen. Abbildung 8-1 zeigt einen Überblick der Dienstleistungen nach Akteuren gegliedert.

Abbildung 8-5: 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 Effizienzkampagnen	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

a) Transparentes Abrechnungswesen

Die niedrigen variablen Kosten des einzelnen Ablesevorgangs bei Smart Metering Systemen gestatten eine Abrechnung des tatsächlichen Verbrauches auch bei vierteljährlicher oder monatlicher Rechnungsstellung. Akontorechnungen werden somit hinfällig, der Rechnungsempfänger erhält eine Rückmeldung über den tatsächlichen, mitunter Jahreszeitabhängigen Verbrauch, und hohe Nachzahlungen werden vermieden. Dies erhöht die Transparenz für den Kunden und kann so die Anzahl allfälliger Fragen zur Rechnung reduzieren. Weiter lassen sich IT-Anwendungen (Online-Portale oder Smart-Phone-Anwendungen) entwickeln, die das Bewusstsein für die Energienutzung steigern, etwa durch ein Visualisierung von Verbrauchstrends oder der Nutzung selbstgewählter Budgets, etc.

b) Verbessertes Umzugsmanagement

Bei der Verwendung nicht-kommunikationsfähiger Zähler (mechanisch und konventionell digital) muss bei Mieterwechseln / Umzügen häufig je eine zusätzliche Ablesung beim Auszug und beim Einzug erfolgen. Dies verursacht Kosten und wird vom Kunden oft als nicht komfortabel (sofern dessen Anwesenheit erforderlich ist) oder als intransparent (bei Ablesung in Abwesenheit) angesehen. Mit Hilfe von Smart Metering und geeigneten Backend-Systemen lassen sich diese Prozesse automatisieren bzw. mit Online-Portalen umsetzen.

c) Verbesserter Kundenkontakt und bessere Auskunftsfähigkeit

Smart Metering erhöht die Auskunftsfähigkeit, etwa bei Fragen zur Abrechnungen, Tarifwechseln oder Störungen.

d) Flexiblere Tarifgestaltung

Smart Meter ermöglichen, je nach Spezifikation, die Umsetzung einer Vielzahl neuer Tarife. Solche Tarife können Stromeinsparungen fördern (etwa Prepaid-Tarife) oder Lastgänge günstig beeinflussen (etwa dynamische Tarife, bis hin zu 15-Minuten-Preisen mit Entsprechung an der Strombörse). Auch wenn heute solche für die Schweiz „exotischen“ Tarife nur eine geringe Nachfrage zugetraut wird, ist eine Entwicklung hin zu neuen Tarifmodellen im Betrachtungszeitraum der Studie denkbar. Smart Metering begünstigt zudem einen unkomplizierten Wechsel zu Ökostromprodukten, da, ähnlich wie bei Umzügen, keine zusätzliche manuelle Ablesungen zum Zeitpunkt des Wechsels erforderlich ist.

e) Verbesserte Anreiz-Mechanismen für Effizienzkampagnen

Analog zur Steigerung der Transparenz beim Abrechnungswesen ermöglicht die zeitnahe Verfügbarkeit von Verbrauchsinformationen die Umsetzung wirkungsvoller Anreizmechanismen für Effizienzkampagnen. Beispiele sind die Schaffung von Bonuspunkte-Programmen zur Belohnung einer Reduktion des Verbrauches bei Lastspitzen, etwa kommuniziert via SMS, oder Teilnahme an einem Gewinnspiel immer dann, wenn der Wochenverbrauch einen Grenzwert nicht überschreitet. Hier besteht Potential, gerade weil die Branche noch relativ wenige interaktive Kampagnen entwickelt hat.

f) Automatisierte Energieberatung

Bei ausdrücklichem Kundenwunsch können Analysen der individuellen Verbrauchsdaten zusammen mit wenigen Kundenangaben (etwa abgefragt über eine Telefon-Hotline oder ein Online-Portal) Rückschlüsse auf Energieeffizienz und Einsparpotenzial zulassen. Weiter können so Haushalte identifiziert werden, bei denen eine Beratung vor Ort erforderlich ist und weniger relevanten Haushalten vorgezogen werden.

g) Smart-Home-Dienstleistungen

Je nach Grad der Integration von Smart Metern in ein Hausautomatisierungssystem lassen sich Dienstleistungen zum Verbrauchsstatus (Herd ausgeschaltet? FI-Sicherung im Ferienhaus ausgelöst? etc.) bis hin zu eine Optimierung der Raum- oder Wasserheizung umsetzen. Hierfür ist ein offener Standard wichtig.

h) Verbesserte Prognosefähigkeit auf den unteren Netzebenen

Die Kenntnis des Lastprofils kleinerer Einheiten ermöglicht bessere Prognosen des zukünftigen Verbrauches. Diese Informationen sind sowohl für die Erzeugerplanung als auch für den Einkauf wichtig. Weiter lassen sich Netzelemente, die eines Ausbaus bedürfen, zuverlässiger erkennen bzw. ggf. noch nicht erforderliche, kapitalintensive Massnahmen verschieben.

i) Verbesserte Monitoring-Systeme für den Netzbetrieb

Für den Verteilnetzbetreiber lassen sich feingranulare Monitoring-Systeme aufbauen, um etwa den Zustand des Netzes bei fluktuierender Einspeisung durch Photovoltaik-Anlagen zu überwachen.

j) Reduktion von Ausgleichsenergie

Ausgleichsenergie bezeichnet die elektrische Energie, um die der Verbrauch einer Bilanzgruppe vom vorhergesagten Verbrauch abweicht (Analog zur Regelleistung auf dem Beschaffungsmarkt). Die zuvor erwähnte verbesserte Prognosefähigkeit sowie eine verbesserte Detektion kurzfristiger Abweichungen können zu einer Reduktion der benötigten Ausgleichsenergie führen.

k) Bereitstellung von Regelenergie

Durch den Ausbau von Photovoltaikanlagen und Windenergieanlagen (auch im Ausland), die begrenzte Laufzeit der Atomkraftwerke sowie die steigende Zahl von Elektroautos kann der Bedarf an Regelenergie in Zukunft zunehmen. Smart Meter erlauben die zeitnahe Analyse der Energieverbräuche im Versorgungsgebiet eines Netzbetreibers und ein frühzeitigeres Durchführen einer Leistungsanpassung bei regelfähigen Kraftwerken. Ein möglicher Beitrag kann, bei geeigneter Infrastruktur, auch durch ein verbessertes Lastmanagement erfolgen.

l) Optimiertes Lastmanagement

Lastmanagement beinhaltet (eng verknüpft mit der Bereitstellung von Ausgleichsenergie bzw. der Reduktion von Regelenergie) die intelligente Steuerung von bestimmten Verbrauchern, dezentralen Erzeugern und das Speichern elektrischer Energie. Durch Lastmanagement kann insbesondere das lokale (ab Trafostation) und regionale (ab Unterstation) Netz entlastet werden. Damit kann Lastmanagement zur Netzstabilität, Vermeidung von Energiespitzen und so zur Versorgungssicherheit beitragen.

m) Virtuelle Kraftwerke

Das Zusammenschalten von dezentralen steuerbaren Lasten, Energiespeichern und Produzenten zu einem virtuellen Kraftwerk kann dazu dienen, Regelenergie bereitzustellen und Ausgleichsenergie zu minimieren. Eine besondere Rolle spielt die Einbindung von Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung. Die Wirtschaftlichkeit solcher Anlagen kann durch den Zusammenschluss begünstigt werden. Smart Meter können die Datengrundlage zur Steuerung eines Microgrids schaffen.

n) Versorgung elektrischer Fahrzeuge

Die Adoption der Elektromobilität (etwa Plug-In-Hybridfahrzeuge oder vollelektrische Fahrzeugen) lässt immense Anforderungen an das Netz erwarten. Die Ladung Batterien wird mit hoher Wahrscheinlichkeit in Zyklen erfolgen, die im Betrachtungszeitraum der Studie das Netz weitaus mehr belasten als sie als Energiespeicher zur Lastglättung beitragen können (siehe auch Anhang C, Kapitel 15.3 „Lastverschiebungspotenzial für Elektromobilität"). Um den Anforderungen Rechnung zu tragen, ist die Entwicklung von Ladedienstleistung erforderlich.

8.3 Nutzen von Optionen im Zusammenhang mit Smart Grids

Smart Grid und Smart Market

Das Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur[90] zur Thematik „Smart Grid" und „Smart Market" bringt eine in der Diskussion sehr hilfreiche begriffliche Klärung. Gemäss diesem Eckpunktepapier sind „Netzkapazitätsfragen im Grid 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."

Die Smart Meter sind sowohl im Kontext von „Smart Grid" als auch „Smart Market" von Bedeutung. Bspw. sind die im vorgängigen Kapitel aufgeführten möglichen neuen Dienstleistungen im Bereich „Smart Market" anzusiedeln. Welche Bedeutung Smart Meter für ein Smart Grid haben, soll nachfolgend kurz beleuchtet werden.

[90] Bundesnetzagentur (2011), „Smart Grid" und „Smart Market", Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems.

Smart Meter und Smart Grid

Smart Grids erlauben die bessere Auslastung der vorhandenen Netzkapazitäten, eine zielgerichtete Netzerweiterung und bietet Vorteile bei dezentraler und/oder stochastischer Einspeisung. Klar ist, dass Smart Grids auf zusätzliche Kommunikation angewiesen sind und diese Smart Meter bieten. Allerdings muss hier festgehalten werden, dass für einen sicheren und effizienten Netzbetrieb ein flächendeckendes Rollout von Smart Metern auch in einem zukünftigen Markt mit sehr viel dezentraler und stochastischer Einspeisung nicht nötig ist. Für den sicheren Netzbetrieb reichen die erhobenen Daten von Ortsnetzstationen und von „neuralgischen" und „potenziell neuralgischen" Punkten im Netz. Die hierzu erforderliche Anzahl an Messpunkten ist relativ gering.[91]

Wie erwähnt, können Smart Meter Netzzustandsdaten erfassen und liefern. Aus der Annahme, dass Smart Meter auch für die Erfassung von Netzzustandsdaten herangezogen werden können, leitet sich allerdings noch keine Notwendigkeit für ein flächendeckendes Rollout von Smart Metern aus den Notwendigkeiten eines Smart Grids ab.[92]

Nutzen von Optionen im Zusammenhang mit Smart Grid durch Smart Meter

Smart Meter sind somit keine Voraussetzung für Smart Grids, bringen aber hinsichtlich eines sich evolutionär entwickelnden Smart Grids und im Zwischenbereich Smart Grid/Smart Market trotzdem bestimmte Nutzen bzw. eröffnen neue Optionen:

- Einbindung von Kleinsterzeugern: Mit Smart Metern können Kosten beim Anschluss von Kleinsterzeugern bei der Metering-Infrastruktur eingespart werden.[93]
- Potenzial bei der Regelleistung: Smart Metering ermöglicht die Teilnahme von weiteren Akteuren (bspw. in der Bündelung der Nachfrage durch Aggregatoren oder in der Bündelung von dezentralen Erzeugern durch „virtuelle Kraftwerke")[94] am Markt für Regelleistung. Hierfür müsste allerdings ein entsprechendes Marktdesign geschaffen werden und insbesondere auch die Wirkung auf die Leistungsflüsse in den Verteilnetzen beachtet werden. Eine Quantifizierung dieses Nutzens ist im Moment nicht möglich (vgl. dazu Kapitel 7.18).
- Netzsicherheit: Indirekt kann Smart Metering auch die Netzsicherheit erhöhen, da die Verbraucher vom Netzbetreiber differenzierter angesteuert werden können.
- Netzkapazitäten: Smart Metering ermöglicht – über entsprechende Tarifmodelle (Smart-Market-Aktivität) – eine bessere Koordination der Erzeugungs- und Verbrauchsseite, was über eine effizientere Netzauslastung zu Einsparungen beim Netzausbau führen kann. Dies wurde bei den indirekten Nutzen im Kapitel 7.17 bereits berücksichtigt.

---

[91] Vgl. Einschätzung der Bundesnetzagentur (2011), „Smart Grid" und „Smart Market", Seite 9.

[92] Zitiert aus Bundesnetzagentur (2011), Seite 9.

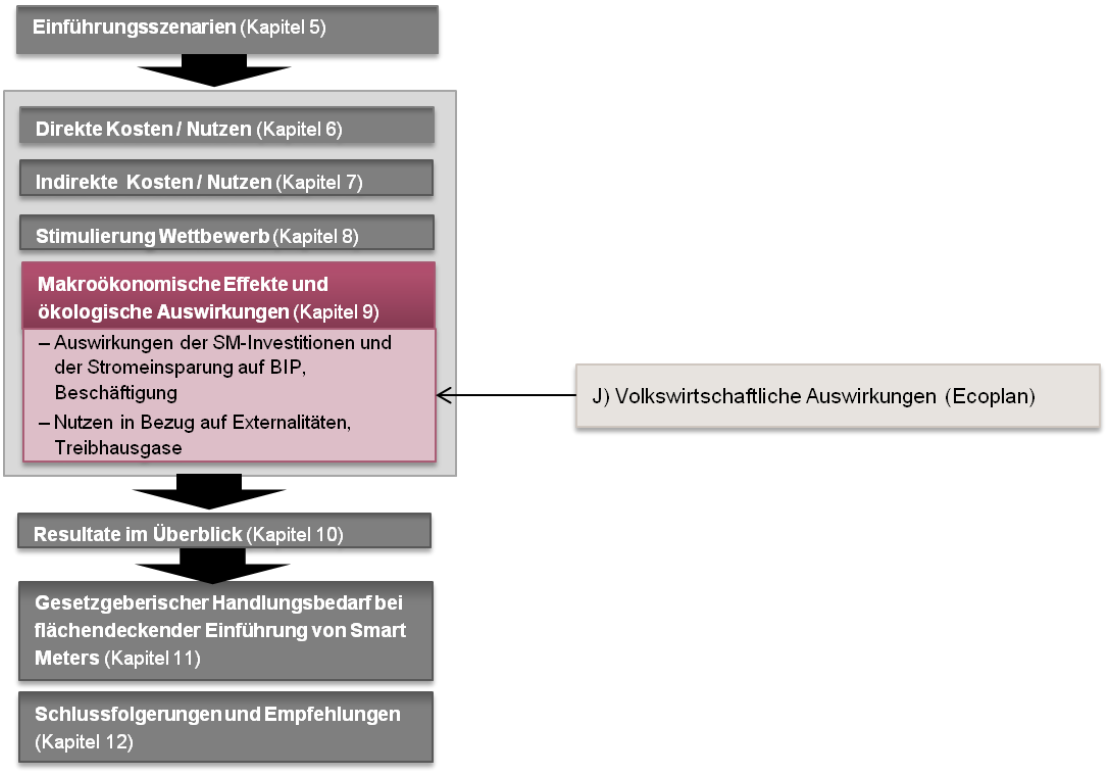
[93] Vgl. dazu. NERA (2008) und BERR (2008). BERR (2008) rechnet, dass pro Smart Meter rund 0.4 Pfund pro Jahr im Bereich Kleinsterzeugung eingespart werden kann – also ein relativ geringer Nutzen.

[94] 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.

9 Makroökonomische Effekte und ökologische Auswirkungen

Im Rahmen dieses Kapitels gehen wir auf die makroökonomischen Effekte und ökologischen Auswirkungen eines Smart-Meter-Rollouts ein. Da die makroökonomischen Effekte und auch die ökologischen Auswirkungen relativ gering sind, beschränken wir uns auf die Berechnung des Szenarios „flächendeckende Einführung".

Abbildung 9-1: Makroökonomische Effekte und ökologische Auswirkungen



9.1 Auswirkungen auf Wirtschaft und Beschäftigung

Was bringt ein flächendeckendes Smart-Metering-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 die gesamte zentrale Infrastruktur Arbeitsplätze.
- Zweitens erhöhen die durch Smart Metering ausgelösten Stromeinsparungen (die in erster Linie verhaltensbedingt sind) das frei verfügbare Einkommen. Da gemäss Modellrech-

nung in erster Linie weniger Strom importiert wird (vgl. Kapitel 7.19), wird also Import durch heimische Nachfrage ersetzt, was zu einer – wenn auch leichten – Zunahme der inländischen Produktion und damit der Arbeitsplätze führt.[95]

Diese beiden direkten Effekte führen über die gesamtwirtschaftliche Verflechtung zu weiteren Nachfrage- und Produktionserhöhungen (indirekte Effekte). Mit Hilfe einer wirtschaftlichen Verflechtungsmatrix (Input-Output-Analyse) lassen sich die gesamten wirtschaftlichen Effekte auf Produktion, Wertschöpfung und Beschäftigung berechnen. Die wirtschaftliche Verflechtung wurde mit Hilfe der Input-Output-Tabelle 2008 erfasst.[96] Die nachfolgende Tabelle zeigt die gesamtwirtschaftlichen Effekte für das Szenario „flächendeckende Einführung".

Abbildung 9-2: Auswirkungen auf Wirtschaft und Beschäftigung für das Szenario „flächendeckende Einführung"

	direkter Effekt	*Multiplikator*	indirekter Effekt	**Totaler Effekt**	in % 2008
Output [Mio. CHF]	127	*1.75*	95	222	0.02%
Wertschöpfung [Mio. CHF]	52	*1.67*	35	88	0.02%
Arbeitsplätze [Anzahl Vollzeitäquivalente]	387	*1.67*	261	648	0.02%

Wie zu erwarten war, sind die gesamten Effekte sehr gering: Output und Wertschöpfung steigen mit einem „flächendeckenden Rollout" um 0.02%. Gesamthaft entstehen rund 650 Arbeitsplätze. Relativ nehmen in der Energiewirtschaft (NOGA-Sektoren 40, 41) und der Kommunikationsapparateindustrie (NOGA-Sektor 32) die Arbeitsplätze am deutlichsten zu (+0.14%).

9.2 Auswirkungen auf die Treibhausgase und die externen Kosten

Auswirkungen auf die Treibhausgase

Die Auswirkungen auf die Veränderung der CO2-Emissionen wurden im Rahmen der Abschätzung der Auswirkungen auf der Erzeugerseite (vgl. dazu Kapitel 18.4.5) berechnet. Die durch Smart Metering ermöglichten Stromeinsparungen führen zu einer Minderproduktion von Strom. Mit Hilfe von gesamteuropäischen Modellrechnungen wurde berechnet, welche

[95] 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 in die Erhöhung des verfügbaren Einkommens eingerechnet. Weiter wurde vereinfachend unterstellt, dass das frei gewordene Einkommen für den Konsum eingesetzt wird.

[96] 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.

Kraftwerke weniger produzieren. Daraus können die durch Smart Metering eingesparten CO2-Emissionen der fossil befeuerten Kraftwerke bestimmt werden. Die nachfolgende Tabelle zeigt beispielhaft den Effekt des Szenarios „flächendeckendes Rollout“ auf die gesamteuropäischen CO2-Emissionen für das Jahr 2035.

Abbildung 9-3: Auswirkungen auf die gesamteuropäischen CO2-Emissionen für das Szenario „flächendeckende Einführung“, Jahr 2035

	"Weiter wie bisher" Jahr 2035, Mio. t CO2	**"Neue Energiepolitik"** Jahr 2035, Mio. t CO2
Auswirkungen auf die gesamteuropäischen CO2-Emissionen		
CO2-Emissions-Reduktion aus Lastverschiebung und Lastreduktion	-1.14	0.51
- davon nur aus Lastverschiebung	*-0.40*	*-0.07*

Gemäss Berechnung mit dem gesamteuropäischen Strommodell ist ein Rückgang der CO2-Emissionen durch Verschiebung der Last um 0,4 Mio. t für das Szenario „Weiter wie bisher“ und ein Rückgang um 0,07 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. Berücksichtigt man zudem noch den Lastrückgang ergibt sich ein Rückgang der CO2-Emissionen 1,14 Mio. t für das Szenario „Weiter wie bisher“ und ein Rückgang um 0,51 Mio. t für das Szenario „Neue Energiepolitik“ in Gesamteuropa. 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, 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 7.19 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.

Auswirkungen auf die externen Kosten

Im Gegensatz zu den CO2-Emissionen sind die externen Kosten für Luftverschmutzung (Gesundheitsschäden, Gebäudeschäden, Ernteausfälle) 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 (vgl. dazu die Resultate der Strommarkt-Modellberechnungen in Abbildung 18-10). 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 monetarisiert[97] 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 rund 250 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 120 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 Nachbaren zugutekommen, da sich gemäss Berechnungen mit dem europäischen Strommarktmodell die heimische Stromproduktion mit dem Smart-Meter-Rollout kaum ändert (vgl. dazu die Abbildung 18-9).

Abbildung 9-4: Auswirkungen auf die externen Kosten für das Szenario „flächendeckende Einführung“
(in Mio. CHF, NBW 2015 der kumulierten externen Kosten 2015-2035)

	Status quo +	Selektive Einführung	Flächendeckende Einführung	Flächendeckende Einführung +
alle Angaben in NBW 2015 (Mio. CHF)	Differenz zu Status quo	Differenz zu Status quo	Differenz zu Status quo	Differenz zu Status quo
"Weiter wie bisher"	**56**	**114**	**222**	**253**
"Neue Energiepolitik"	**34**	**53**	**103**	**117**

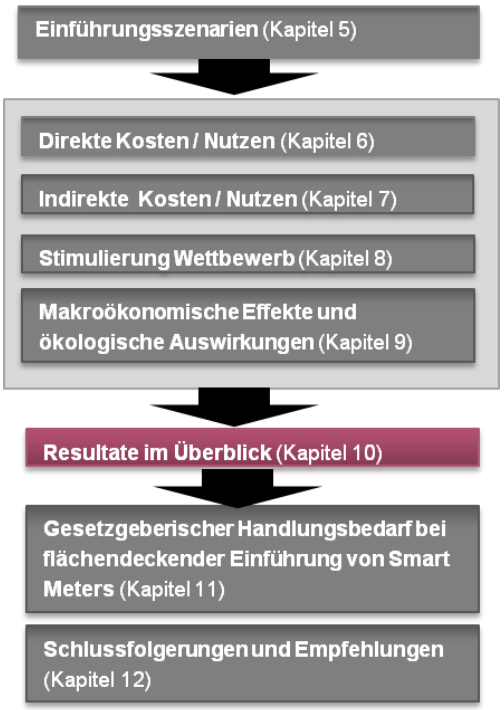
[97] Die Veränderungen in der Produktion aufgrund der durch die Schweizer Smart Meter ausgelösten Stromeinsparungen und Lastverschiebungen haben vor allem Auswirkungen auf die ausländische Produktion von gasbefeuerten Kraftwerken. Die spezifischen externen Kosten für diese Kraftwerke entnehmen wir dem 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.

10 Resultate im Überblick

Nachfolgend werden die in den Kapiteln 6 bis 9 hergeleiteten Kosten und Nutzen eines Smart-Meter-Rollouts zusammengefasst. Das Kapitel ist wie folgt strukturiert:

- Überblick zu den direkten Kosten und Nutzen (Kapitel 10.1)
- Überblick zu den indirekten Kosten und Nutzen (Kapitel 10.2)
- Überblick zu den Kosten und Nutzen der Wettbewerbsstimulierung (Kapitel 10.3)
- Zusammenfassung zu einer gesamtheitlichen Betrachtung (Kapitel 10.4)
- Aufteilung der Kosten und Nutzen auf die Akteure (Kapitel 10.5)
- Vergleich mit ausländischen Resultaten (Kapitel 10.6)

Abbildung 10-1: Resultate im Überblick



10.1 Direkte Kosten und Nutzen

Die folgenden beiden Abbildungen zeigen die Zusammensetzung und den Vergleich der direkten Kosten und Nutzen der fünf Szenarien ausgedrückt in Nettobarwerten der kumulierten Ausgaben zwischen 2015 und 2035:

- Die direkten Gerätekosten sind relativ gering, verglichen mit der Summe der anderen Kosten.

- Ins Gewicht fallen vor allem die Installationskosten, die bei Smart Metern grösser sind als bei mechanischen Zählern. Dies ist der Fall, da die Installation der Smart Meter aufwendiger ist und die Zähler wegen der geringeren erwarteten Lebensdauer häufiger ersetzt werden müssen.
- Bei den Ablesekosten und den Umzugsprozessen lassen sich durch Smart Meter beträchtliche Einsparungen erzielen.
- Die direkten Kosten sind hoch - aber auch im Status Quo: Die reinen Zusatzkosten für Rollout sind daher beschränkt: Insgesamt verbleiben bei den direkten Kosten für ein flächendeckendes Rollout Zusatzkosten von rund 900 Mio. CHF (über die Jahre 2015 bis 2035).

Abbildung 10-2: Zusammensetzung der direkten Kosten und Nutzen der Szenarien

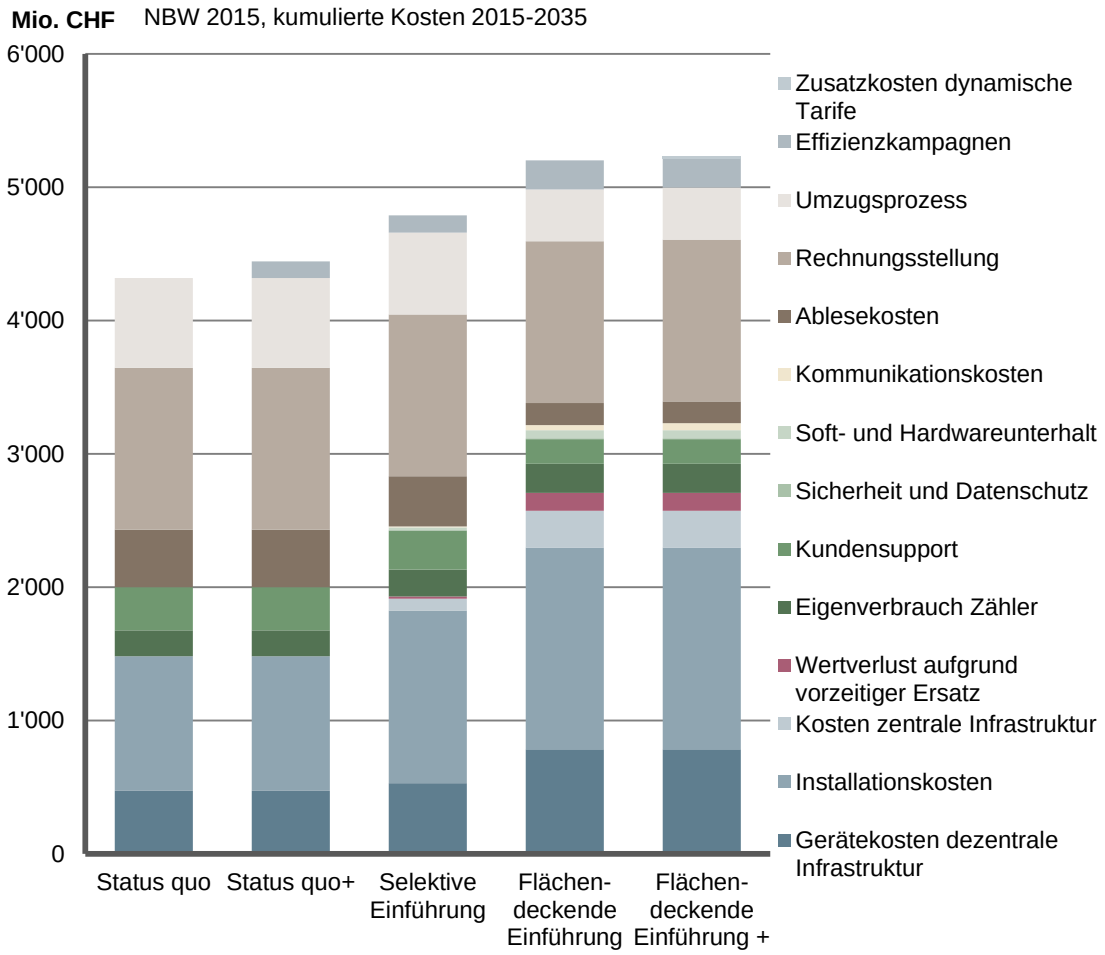


Abbildung 10-3: Vergleich der direkten Kosten und Nutzen der Szenarien
(in Mio. CHF, NBW 2015 der kumulierten Kosten/Nutzen 2015-2035)

Kostenart	Status quo	Status quo +		Selektive Einführung		Flächendeckende Einführung		Flächendeckende Einführung +	
alle Angaben in NBW 2015	Mio. CHF	Mio. CHF	Diff. Status quo	Mio. CHF	Diff. Status quo	Mio. CHF	Diff. Status quo	Mio. CHF	Diff. Status quo
Investitionskosten	**1'482**	**1'482**		**1'912**		**2'572**		**2'572**	
Gerätekosten dezentrale Infrastruktur	*472*	*472*		*530*		*784*		*784*	
Installationskosten	*1'009*	*1'009*		*1'294*		*1'514*		*1'514*	
Kosten zentrale Infrastruktur	*0*	*0*		*88*		*275*		*275*	
Wertverlust aufgrund vorzeitiger Ersatz	**0**	**0**		**17**		**133**		**133**	
Betriebskosten	**516**	**516**		**518**		**472**		**472**	
Eigenverbrauch Zähler	*193*	*193*		*201*		*221*		*221*	
Kundensupport	*323*	*323*		*294*		*184*		*184*	
Sicherheit und Datenschutz	*0*	*0*		*5*		*6*		*6*	
Soft- und Hardwareunterhalt	*0*	*0*		*18*		*61*		*61*	
Kommunikationskosten	**0**	**0**		**9**		**39**		**52**	
Geschäftsprozesse	**2'321**	**2'321**		**2'204**		**1'768**		**1'768**	
Ablesekosten	*433*	*433*		*376*		*164*		*164*	
Rechnungsstellung	*1'213*	*1'213*		*1'213*		*1'213*		*1'213*	
Umzugsprozess	*675*	*675*		*615*		*391*		*391*	
Effizienzkampagnen	**0**	**124**		**130**		**218**		**218**	
Zusatzkosten dynamische Tarife	**0**	**0**		**0**		**0**		**20**	
Total	**4'319**	**4'443**		**4'790**		**5'202**		**5'236**	

10.2 Indirekte Kosten und Nutzen

Smart Meter bieten Anreize für Stromeinsparungen und Lastverschiebungen. Dies hat Auswirkungen auf die Netze und die Erzeugungsseite. Diese Auswirkungen wurden mittels computergestützten Simulationsmodellen berechnet.

Lastverschiebungspotenzial relativ gross – Nutzen aber klein

Bei einer „flächendeckenden Einführung“ von Smart Metern kann ein Lastverschiebungspotenzial in der Grössenordnung von 1 GW realisiert werden (bei einer Verschiebedauer von 1h). Dies sind immerhin rund 10% der heutigen Last aller Endkonsumenten. Trotz des beträchtlichen Verschiebepotenzial sind – gestützt auf Modellrechnungen – die Auswirkungen auf die Netze und auf die Erzeugungsseite relativ gering (tiefer zweistelliger Millionenbetrag).

Stromeinsparung relativ gering – Nutzen aber gross

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 keine zusätzlichen Anreize zum effizienten Stromverbrauch geschaffen werden. Der Nutzen ist – trotz relativ geringer prozentualer Ein-

sparung – hingegen bedeutend: Die Abbildung 10-4 zeigt, dass bei einem flächendeckenden Rollout für die Konsumenten mit einem Nutzen im Umfang von 2.5 Mrd. CHF gerechnet werden darf. Die Konsumenten brauchen weniger Strom und haben dementsprechend eine geringere Stromrechnung.

Indirekter Nutzen bei den Endkonsumenten (Haushalte/Dienstleistungen) am grössten

Abbildung 10-4 zeigt die indirekten Kosten und Nutzen der verschiedenen Szenarien im Vergleich zum Status Quo auf. Für jedes Rollout-Szenario sind die Abweichungen der Nettobarwerte der kumulierten indirekten Nutzen und Kosten zum Status Quo (rote Balken für Zusatzkosten; grüne Balken für Zusatznutzen) gekennzeichnet.

Die Abbildung zeigt deutlich, dass die indirekten Nutzen durch die Gewinne der Schweizer Stromkonsumenten (Konsumentenrenten) dominiert werden. Insbesondere gilt dies für die privaten Haushalte und die Dienstleistungen. Die Einsparungen bei den Netzkosten sind deutlich geringer. Die Schweizer Produzenten (Produzentenrenten) haben mit Einbussen zu rechnen.

Die Resultate 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 „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“.

Abbildung 10-4: Übersicht über die indirekten Kosten und Nutzen der Rollout-Szenarien, getrennt nach den Nachfrageszenarien „Weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“
(in Mio. CHF, NBW 2015 der kumulierten Kosten 2015-2035)

"Weiter wie bisher"	Status quo +	Selektive Einführung	Flächendeckende Einführung	Flächendeckende Einführung +
alle Angaben in NBW 2015 (Mio. CHF)	Differenz zu Status quo	Differenz zu Status quo	Differenz zu Status quo	Differenz zu Status quo
Netzkosten	**47**	**143**	**278**	**318**
Konsumentenrenten	**724**	**1'250**	**2'507**	**2'866**
- Privathaushalte	500	707	1'064	1'154
- Dienstleistungen	176	427	1'135	1'348
- Gewerbe	49	117	307	364
Produzentenrenten	**-54**	**-147**	**-294**	**-336**
Total indirekte Kosten/Nutzen	**717**	**1'246**	**2'491**	**2'848**

"Neue Energiepolitik"	Status quo +	Selektive Einführung	Flächendeckende Einführung	Flächendeckende Einführung +
alle Angaben in NBW 2015 (Mio. CHF)	Differenz zu Status quo	Differenz zu Status quo	Differenz zu Status quo	Differenz zu Status quo
Netzkosten	**45**	**0**	**0**	**0**
Konsumentenrenten	**685**	**1'003**	**1'963**	**2'238**
- Privathaushalte	483	585	871	945
- Dienstleistungen	150	310	810	960
- Gewerbe	53	108	282	334
Produzentenrenten	**-166**	**-230**	**-450**	**-513**
Total indirekte Kosten/Nutzen	**564**	**773**	**1'513**	**1'726**

10.3 Nutzen aus der 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. Drei Aspekte werden in diesem Zusammenhang vertieft analysiert:

Nutzen des erleichterten Anbieterwechsels und Reduktion von Marktmacht

Mit Smart Metern wird der Anbieterwechsel effizienter. Dies konnte grob monetarisiert werden, allerdings sind die Unsicherheiten gross. Am meisten Wechselkosten lassen sich bei einem flächendeckenden Rollout einsparen (wir erwarten einen NBW von rund 150 Mio. CHF für das flächendeckende Rollout, kumulierter Wert über die Periode 2015 bis 2035, vgl. nachfolgende Abbildung 10-5).

Smart Metering kann über kundenspezifische Angebote, erhöhte Sensibilität der Kunden und einem verbesserten Informationsstand eine allfällig vorhandene Marktmacht der Stromanbie-

ter reduzieren. Diese positiven ökonomischen Auswirkungen lassen sich allerdings nicht monetarisieren.

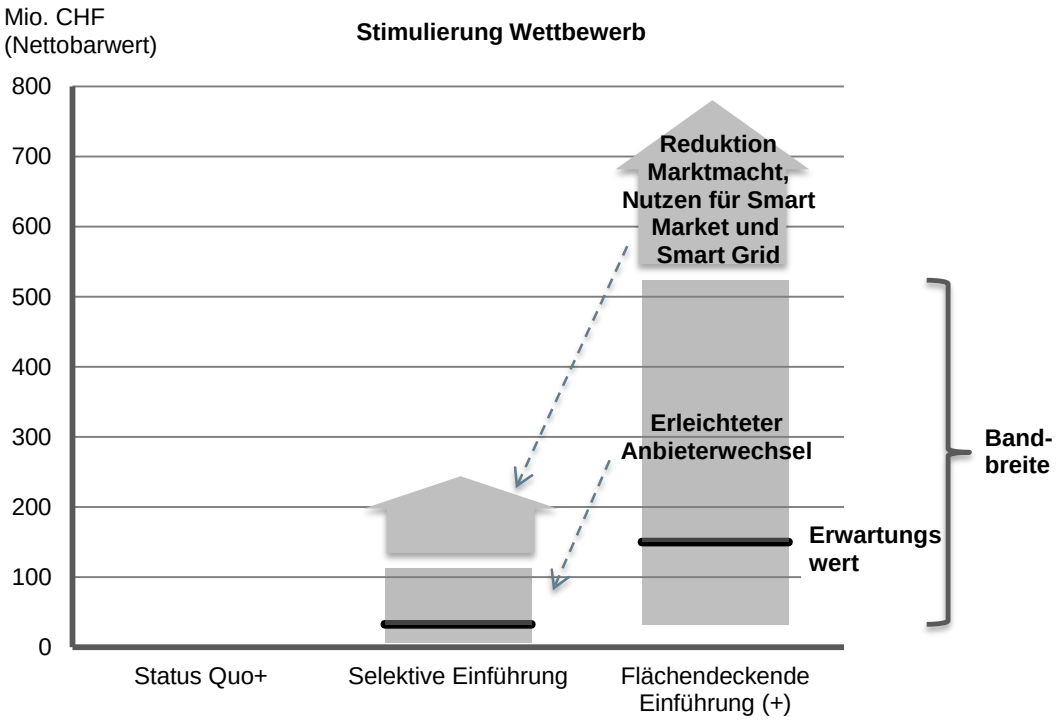
Nutzen aus verbesserter Dienstleistungs- und Servicequalität (Smart Market)

Mit Smart Metering werden viele neue Dienstleistungen möglich (bspw. flexiblere Tarifgestaltung, Smart-Home-Dienstleistungen, transparenteres Abrechnungswesen, automatisierte Energieberatung, usw.). Diese Smart-Market-Aktivitäten sind wichtig in Bezug auf einen sich dynamisch entwickelnden Strommarkt. Welchen Nutzen diese Dienstleistungen künftig stiften können, ist aber heute noch nicht absehbar. Auf eine Monetarisierung dieser Nutzen muss verzichtet werden.

Nutzen von Optionen im Zusammenhang mit Smart Grid

Smart Meter sind keine Voraussetzung für ein „Smart Grid“. Die netzseitigen Nutzen von Smart Meter sind in einer effizienteren Ausnutzung von Netzkapazitäten (bereits bei den indirekten Nutzen berücksichtigt), in erhöhter Netzsicherheit, in einer kostengünstigeren Einbindung von Kleinsterzeugern zu suchen. Weiter ermöglicht Smart Metering die Teilnahme von weiteren Akteuren (bspw. in der Bündelung der Nachfrage durch Aggregatoren oder in der Bündelung von dezentralen Erzeugern durch „virtuelle Kraftwerke“) am Markt für Regelleistung.

Abbildung 10-5: Nutzen von Smart Metern im Hinblick auf die Stimulierung des Wettbewerbs
(in Mio. CHF, NBW 2015 der kumulierten Kosten/Nutzen 2015-2035)



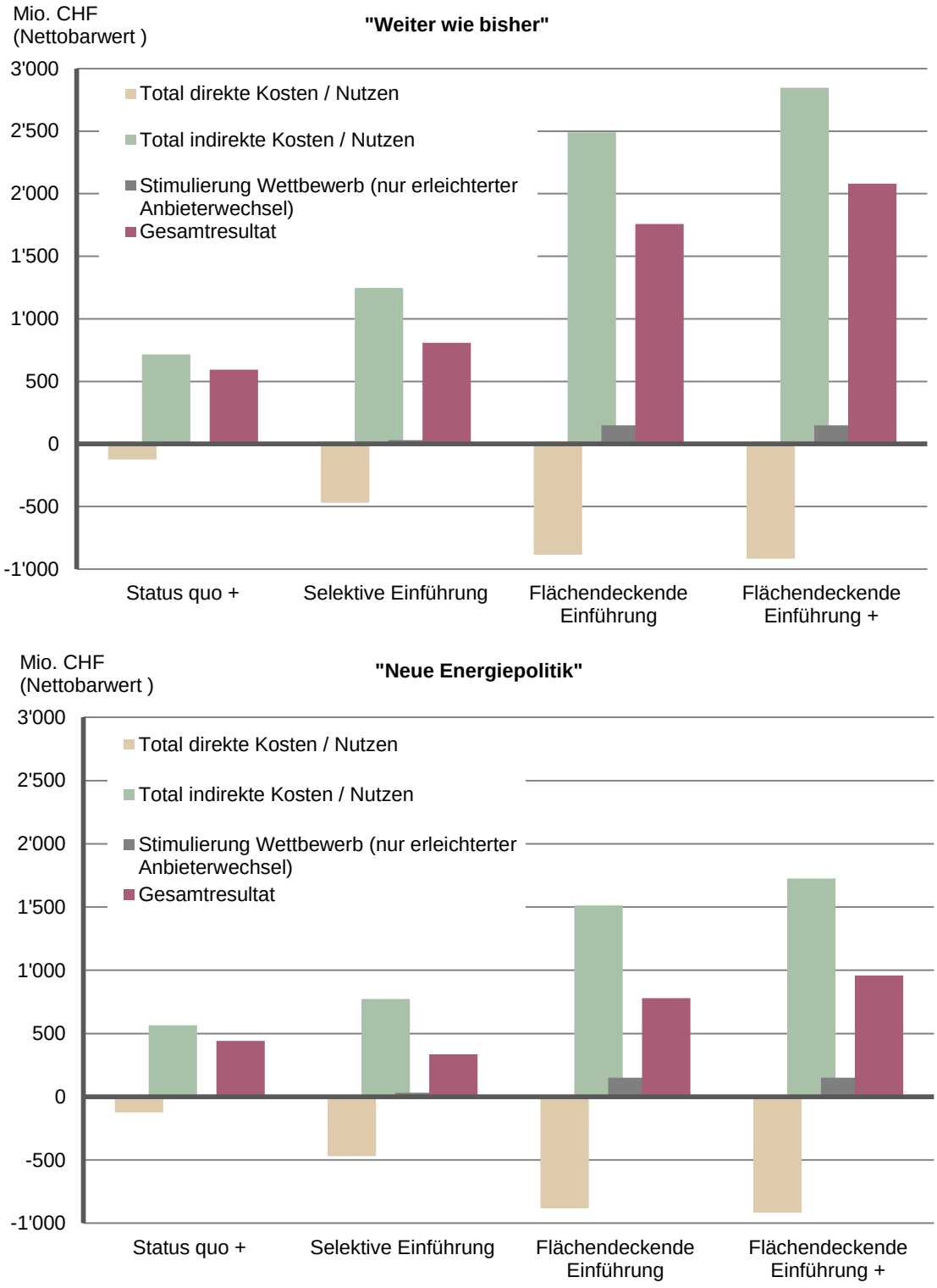
10.4 Gesamtresultat

Wir erwarten von einem flächendeckenden Rollout über die Periode 2015 bis 2035 ein positives Kosten/Nutzen-Resultat, in sehr langer Frist ein klar positives Resultat

Die nachfolgende Abbildung 10-6 stellt die direkten und indirekten Kosten und Nutzen für die einzelnen Rollout-Szenarien zusammen. Da die indirekten Kosten und Nutzen abhängig sind vom Niveau der Stromnachfrage, unterscheiden wir die Resultate in ein Nachfrageszenario „Weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“.

Die Abbildung zeigt, dass der grösste Gesamtnutzen bei einer flächendeckenden Einführung erwartet werden kann, dies auch im Vergleich zu einem optimierten Status Quo, bei der allein mit Effizienzkampagnen der effiziente Stromeinsatz gefördert wird.

Abbildung 10-6: Gesamte Kosten und Nutzen für die verschiedenen Szenarien im Vergleich zum Status Quo
(in Mio. CHF, NBW 2015 der kumulierten Kosten/Nutzen 2015-2035)



Unsicherheit der Einschätzung ist gross – sowohl was Chancen und Risiken betrifft

Abbildung 10-7 und Abbildung 10-8 zeigen die erwarteten Kosten, Nutzen und Gesamtresultate und die Unsicherheit über grob abgeschätzte Bandbreiten.

- Beim Nachfrageszenario „Weiter wie bisher“ muss sowohl bei einem selektiven als auch bei einem flächendeckenden Rollout auch im schlechtesten Fall nicht mit einem spürbar negativen Nutzen/Kosten-Verhältnis gerechnet werden. Die Chancen sind beim flächendeckenden Rollout im besten Fall deutlich höher als beim selektiven Rollout
- Beim Nachfrageszenario „Neue Energiepolitik“ muss im ungünstigsten Fall mit einem negativen Nutzen/Kosten-Verhältnis gerechnet werden. Das maximale monetarisierbare Risiko beträgt rund 700 Mio. CHF, aufsummiert über die nächsten 20 Jahre. Diesem Risiko sind aber auch die nicht monetarisierten Chancen der durch Smart Metering stimulierten Wettbewerb gegenzurechnen.

Wenn ein Rollout angestrebt wird, dann ein flächendeckender

Wie wir oben festgestellt haben, ist das Risiko beschränkt und das Chancenpotenzial eines flächendeckenden Rollouts relativ bedeutend. Dies lässt den Schluss zu, dass wenn ein Rollout von Smart Metern ansteht, dieser möglichst flächendeckend sein sollte. Ein weiterer Grund für das flächendeckende Rollout ist, dass ein selektives Rollout nicht in jedem Fall besser ist als ein „Status Quo +“ (vgl. dazu Abbildung 10-6).

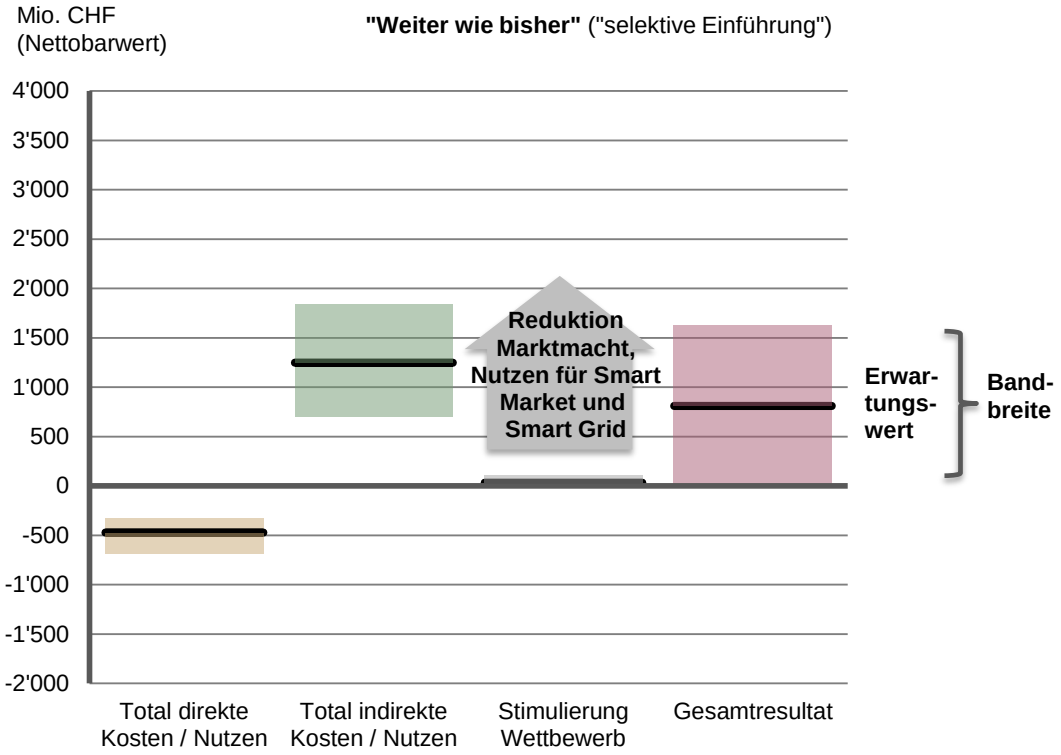
Leicht positive Effekte für die Schweiz Wirtschaft…

Ein flächendeckendes Rollout hat zwar keine grossen, aber doch leicht positive Effekte auf die Schweizer Wirtschaft: Output und Wertschöpfung steigen mit einem „flächendeckenden Rollout“ um 0.02%. Gesamthaft entstehen rund 650 Arbeitsplätze. Relativ nehmen in der Energiewirtschaft (NOGA-Sektoren 40, 41) und der Kommunikationsapparateindustrie (NOGA-Sektor 32) die Arbeitsplätze am deutlichsten zu (+0.14%).

…geringere externe Kosten für unsere europäischen Nachbarn

Durch Smart Metering wird in der Schweiz Strom gespart. Gemäss Modellberechnungen wird dies vor allem zu einem Rückgang der Stromimporte führen. Wie schon erwähnt, profitieren davon in erster Linie die Schweizer Stromkonsumenten, unsere Nachbarländer dürfen aber mit einem Rückgang bei der fossilen Stromproduktion rechnen und damit mit geringeren externen Kosten.

Abbildung 10-7: Gesamte Kosten/Nutzen (mit Bandbreiten) für das Szenario „selektive Einführung“
(in Mio. CHF, NBW 2015 der kumulierten Kosten/Nutzen 2015-2035)



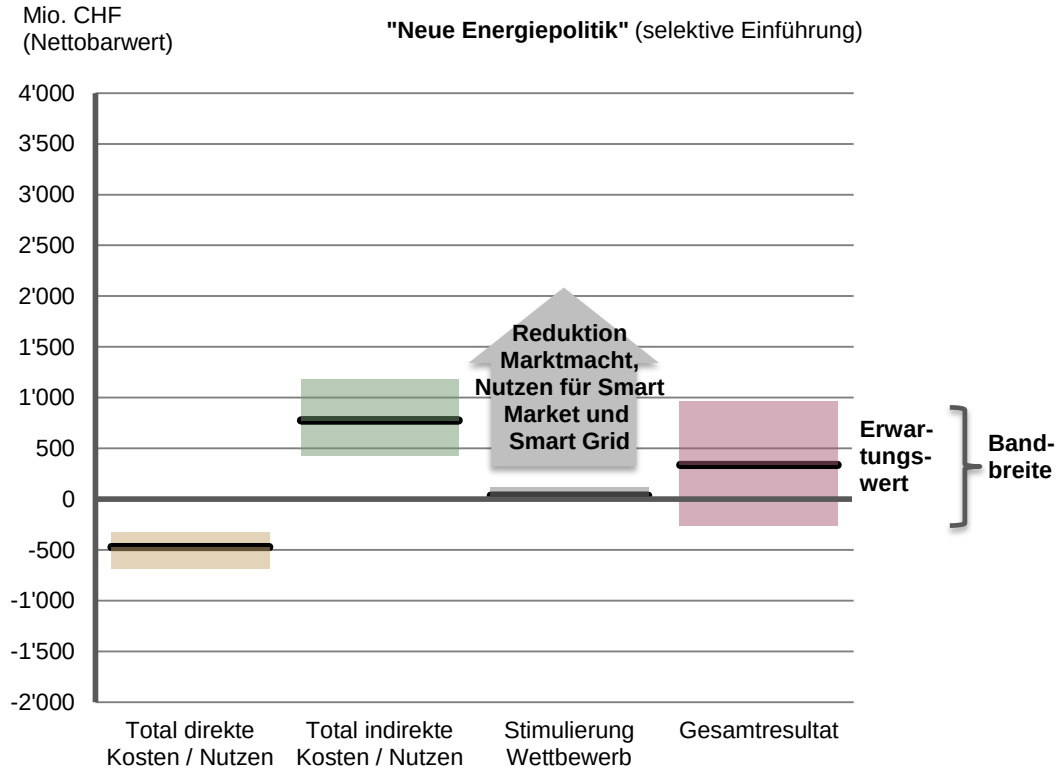
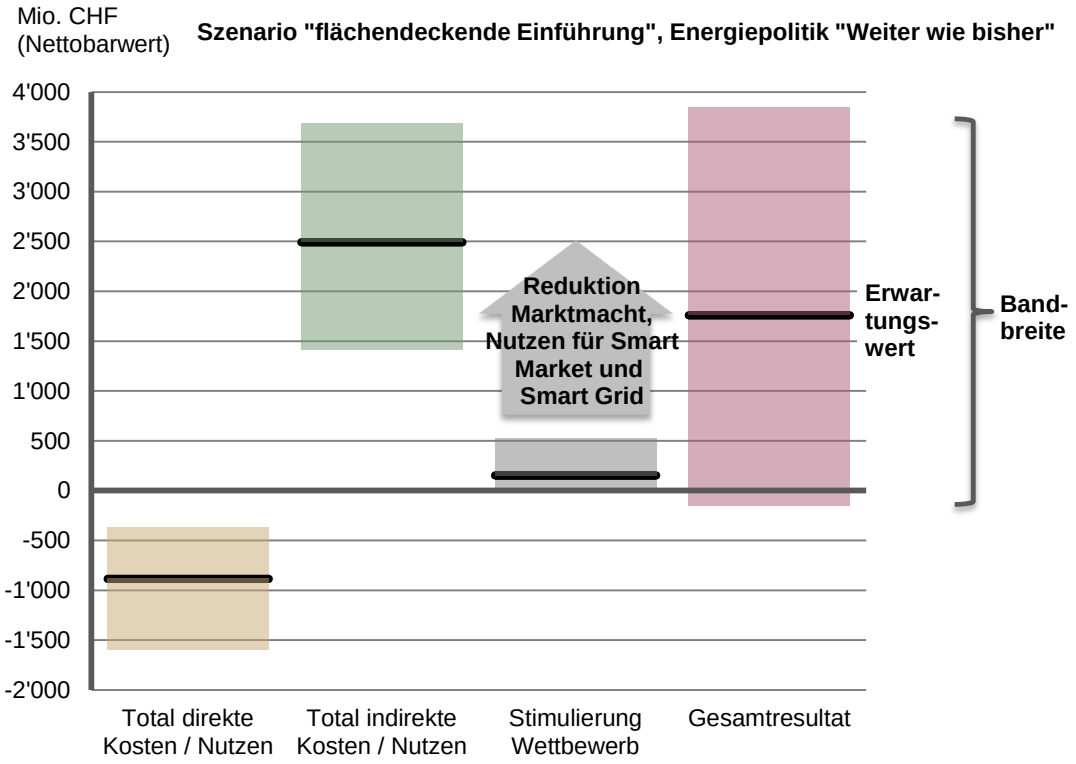
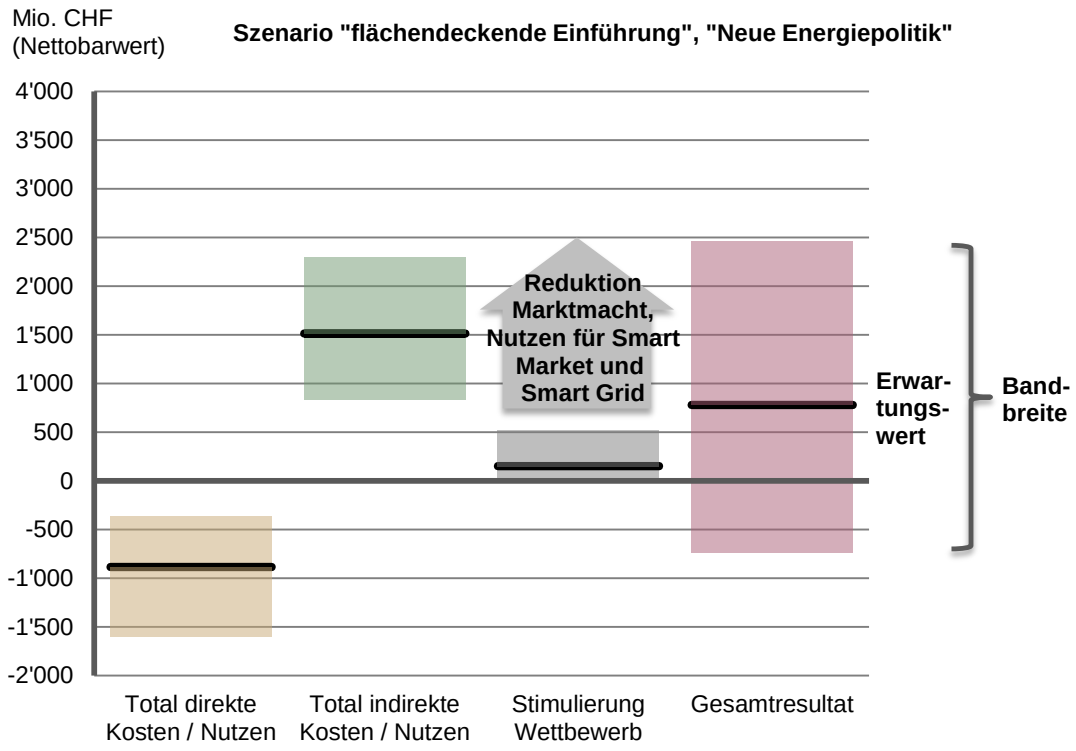


Abbildung 10-8: Gesamte Kosten/Nutzen (mit Bandbreiten) für das Szenario „flächendeckende Einführung“
(in Mio. CHF, NBW 2015 der kumulierten Kosten/Nutzen 2015-2035)



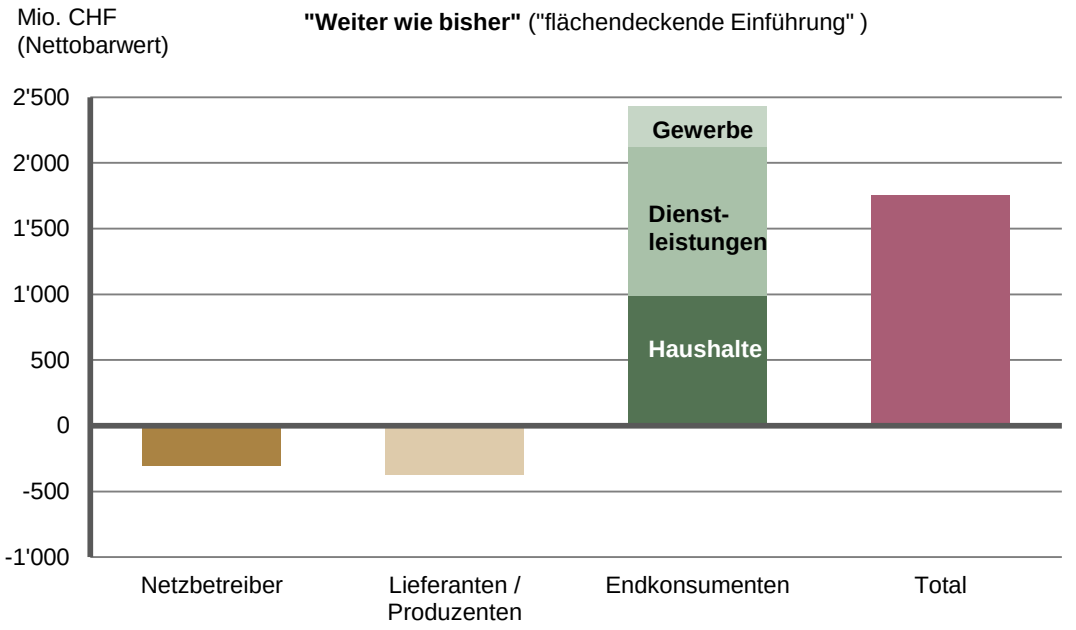


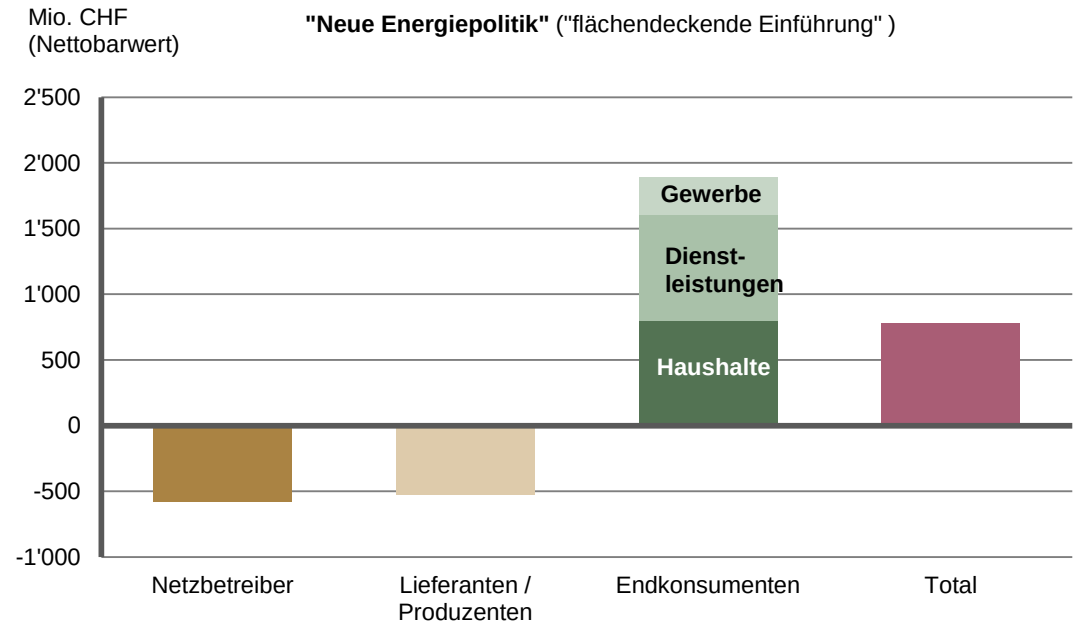
10.5 Aufteilung von Nutzen und Kosten auf die Akteure

Hauptnutzen bei den Endkonsumenten – Zusätzliche Kosten für Netzbetreiber

Der Hauptnutzen fällt bei Endkonsumenten an (vgl. Abbildung 10-9), da diese direkt von einer tieferen Stromrechnung profitieren (dies gilt nur für die Endkonsumenten als Ganzes, für einzelne Haushalte kann sich die Einführung von Smart Metern aufgrund der neuen Stromtarifierung negativ auswirken). Hauptkosten haben unter heutigem Regulativ die Netzbetreiber zu tragen, da diese die direkten Zusatzkosten nicht den Stromkonsumenten verrechnen können.

Abbildung 10-9: Aufteilung der gesamten Kosten und Nutzen des Rollout-Szenarios „flächendeckende Einführung“ auf die verschiedenen Akteure
(in Mio. CHF, NBW 2015 der kumulierten Kosten/Nutzen 2015-2035)





10.6 Vergleich mit ausländischen Impact Assessments

Die folgende Abbildung zeigt das Ergebnis einer Umfrage der European Regulators' Group for Electricity and Gas bzgl. in den EU-27 Staaten durchgeführten Smart Metering Impact Assessments (bzw. KNA – Kosten-Nutzen-Analyse). 11 Länder der EU haben bereits ein Impact Assessment durchgeführt und in 12 Ländern war Anfang 2011 ein solches geplant bzw. in Erarbeitung. Drei Länder haben den Smart Metering Entscheid ohne Kosten-Nutzen-Analyse gefällt.

Abbildung 10-10: Kosten-Nutzen-Analysen Smart Metering (Elektrizität) in Europa

Länder mit durchgeführten KNA	11	AT, DK, FR, HU, NL, NO, PL, PT, SI, SE, UK
… KNA zeigt positives Resultat	7	AT, FR, NL, NO, PL, PT, UK
… KNA zeigt negatives Resultat	4	DK, HU, SI, SE
Länder mit laufender / geplanter KNA	12	BE, CZ, DE, GR, IE, LU, LV, RO; 2. KNA: FR, HU, PL, PT
Länder ohne KNA	2	LT, SK
Länder ohne KNA, SM-Entscheid bereits gefallen	3	ES, FI, IT

Quelle: ERGEG (2011), Summary of Member State experiences on cost benefit analysis of smart meters (Stand: Februar 2011).

Ein Vergleich der Ergebnisse mit anderen Studien ist kaum möglich, weil die verschiedenen Studien einerseits eine unterschiedliche Methodik (unterschiedliche Kosten-/Nutzenelemente, Betrachtungszeitraum, Definition des Referenzfalls etc.) anwenden und andererseits in den verschiedenen Ländern jeweils sehr unterschiedliche Rahmenbedingungen (v.a. Regulation der Marktbeziehungen) gelten. Zudem sind die Rollout-Szenarien sehr unterschiedlich ausgestaltet. Ein grober Vergleich mit anderen Impact Assessments lässt sich hinsichtlich der betrachteten Kosten- und Nutzenelemente und deren Bedeutung für das Gesamtresultat machen.

Ein Vergleich mit ausgewählten Kosten-Nutzenanalysen für Australien,[98] die Niederlande,[99] Österreich[100] und das Vereinigte Königreich[101] ergibt folgendes Bild:

[98] NERA Economic Consulting (2008), Cost Benefit Analysis of Smart Metering and Direct Load Control.

[99] SenterNovem (2006), Smart Metering for Households: Cost and Benefits for the Netherlands.

[100] PwC PricewaterhouseCoopers Österreich (2010), Studie zur Analyse der Kosten-Nutzen einer österreichweiten Einführung von Smart Metering.

[101] Frontier economics (2007), Smart metering.

- Alle vier Studien kommen zum Schluss, dass die Einführung von Smart Metering insgesamt ein positives Nutzen-Kosten-Verhältnis aufweist. Die Studien untersuchen i.d.R. verschiedene Szenarien. Nicht überall werden Sensitivitäten oder Bandbreiten berechnet.
- Mit der vorliegenden Abschätzung übereinstimmend werden Energieeinsparungen bei den Haushalten, die Reduktion der Ablesekosten, sowie Effizienzsteigerungen bei den weiteren Geschäftsprozessen (v.a. Wechselprozess und Beschwerdemanagement) als bedeutend eingeschätzt. Unterschiedlich werden die Einsparmöglichkeiten infolge von Spitzenlastreduktionen oder Lastverschiebungen eingeschätzt. In der UK-Studie sind zudem die CO2-Einsparungen bedeutend.
- Die grössten Kosten fallen übereinstimmend durch die Anschaffung und Installation der Smart Meter an. Tendenziell werden in den übrigen Impact Assessments aber die Gerätekosten höher eingeschätzt als die Installationskosten. Die weitere Metering-Infrastruktur fällt ebenfalls ins Gewicht. Im Vergleich zeigt sich auch, dass Kommunikationskosten bedeutend sein können. Die Anforderungen an die Art der Information der Endkunden über den Stromverbrauch sind kostenwirksam: in der niederländischen Studie wird von einer monatlichen Rechnungsstellung (anstatt einer einfachen Information über den Verbrauch) ausgegangen. Entsprechend sind dort die Rechnungsstellungskosten ein zentraler Kostenpunkt.
- Nicht alle Studien betrachten explizit die Verteilungseffekte. Es zeigt sich aber, dass die Haushalte i.d.R. am stärksten profitieren und die Netzbetreiber sowie Energielieferanten belastet werden. Für die Haushalte fallen in der Regel keine Mehrkosten an, sie profitieren aber von Energieeinsparungen sowie sinkenden Preisen.[102]
- Hinsichtlich Rollout wurden flächendeckende Rollouts eher positiv bewertet, aber nicht unbedingt schnelle Rollouts, da diese erhebliche Abschreibungskosten aufgrund des vorzeitigen Zählerersatzes nach sich ziehen.
- Die makroökonomischen Effekte (Auswirkungen auf Output, Wertschöpfung und Beschäftigung) wurden nur in der österreichischen Studie explizit aufgezeigt. Dort wird mit einem ähnlichen Effekt wie in der vorliegenden Studie gerechnet, wobei der allergrösste Teil der Beschäftigungswirkung in der Rollout-Phase anfällt.

Insgesamt lässt sich festhalten, dass die vorliegende Studie im Vergleich relativ detailliert Kosten- und Nutzenelemente berücksichtigt. Die Resultate werden im Quervergleich tendenziell bestätigt. Mit dem Aufzeigen der Verteilungseffekte und der makroökonomischen Effekte geht sie weiter als andere Studien.

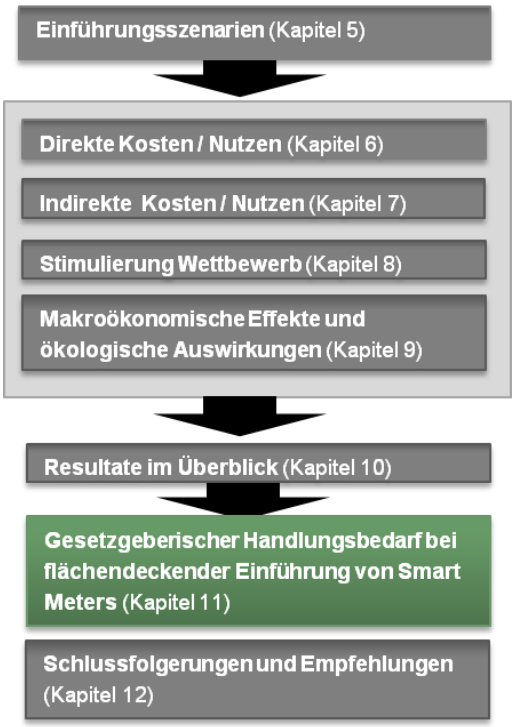
[102] Wer wie viel profitiert, hängt vom Regulativ ab. In der Schweiz gilt das Cost+ Verfahren (StromVG Art.15). Falls es sich um anrechenbare Netzkosten handelt, wird schlussendlich der Endverbraucher belastet.

11 Gesetzgeberischer Handlungsbedarf bei flächendeckender Einführung von Smart Metering

11.1 Einleitung

Im Folgenden wird für das als wahrscheinlich anzunehmende Szenario „flächendeckende Einführung“ aus rechtlicher Sicht die Machbarkeit und der gesetzgeberische Handlungsbedarf aufgezeigt.

Abbildung 11-1: Gesetzgeberischer Handlungsbedarf bei flächendeckender Einführung von Smart Metering



Dieser Überblick beschränkt sich gemäss Auftrag auf das Aufzeigen wesentlichen gesetzgeberischen Handlungsbedarfs. Insbesondere nicht Gegenstand dieses Überblicks ist die Ausarbeitung einer detaillierten Umsetzung. Wie bereits aus der nachfolgenden Übersicht des Handlungsbedarfs zu erkennen ist, setzt die gesetzgeberische Detaillierung verschiedene regulierungspolitische Entscheidungen voraus, die vorgängig getroffen werden müssten.

Folgende Eckpunkte definieren das gemäss Auftrag zu aus rechtlicher Sicht analysierende Szenario:

1. Pflicht für das Rollout soll dem Netzbetreiber auferlegt werden
2. Flächendeckendes Rollout mit zeitlicher Vorgabe und Vorgabe des Abdeckungsgrades (80% Abdeckung bis 2025, Rollout von 400‘000 Smart Meter pro Jahr)
3. Netzbetreiber darf Eigentum und Betrieb der Smart Meter outsourcen

4. Überwälzung der Kosten auf die Endverbraucher
   4.1 Variante A: Überwälzung der Kosten nur auf die Smart Metering-Endverbraucher
   4.2 Variante B: Überwälzung der Kosten auf alle Endverbraucher (inkl. Grosskunden)
5. Angebot von zeitvariablen Tarifen (mehr als zwei Stufen)
6. Förderung der Energieberatung durch Netzbetreiber oder Dritte

In der vorliegenden Analyse liegt der Fokus auf der Beantwortung der Frage, was der Gesetzgeber bei der Umsetzung des Szenarios „flächendeckende Einführung" zu beachten und welche Aspekte er ausdrücklich zu regulieren hat. Es wird dabei zwischen Hauptmassnahmen im energie- bzw. stromversorgungsrechtlichen Bereich, sowie flankierenden Massnahmen im eichrechtlichen, datenschutzrechtlichen und soweit relevant im telekommunikationsrechtlichen Bereich unterschieden. Weiter wird für den identifizierten Handlungsbedarf die geeignete Regulierungsstufe – Gesetz, Verordnung oder Selbstregulierung – identifiziert.

Mit Bezug auf die Hauptmassnahmen wird grundsätzlich offen gelassen, ob der Gesetzgeber die entsprechenden Normen im energierechtlichen oder stromversorgungsrechtlichen Bereich ansiedelt. Für eine energierechtliche Regulierung würde der Umstand sprechen, dass Smart Meter insbesondere aus Gründen der Energieeffizienz und –einsparung eingesetzt werden sollen. Sollte jedoch der Aspekt der Versorgungssicherheit betont werden, so sind die entsprechenden Normen in das stromversorgungsrechtliche Regulativ aufzunehmen.

Es wird vorliegend angenommen, dass der schweizerische Gesetzgeber darauf bedacht ist, eine möglichst europarechtkompatible Lösung zu wählen. Im Anhang H ist die rechtsvergleichende Darstellung des geltenden und des geplanten Regulierungsrahmens in der EU enthalten. Darauf wird im Folgenden verwiesen, soweit sich konkrete Empfehlungen ableiten lassen.

11.2 Ziel und Zweck der Einführung von Smart Metering

Die flächendeckende Einführung von Smart Metern soll gegebenenfalls aufgrund einer positiv beurteilten, gesamtvolkswirtschaftlichen Betrachtung regulatorisch vorgeschrieben werden. Das Thema Smart Metering ist eng mit der Energiestrategie 2050 des Bundes verbunden (Ausstieg aus der Kernenergie). Von Smart Metern wird in diesem Sinne ein Beitrag zu Energieeinsparungen erwartet. Weiter sollen Smart Metern Voraussetzungen für ein zukünftiges Smart Grid und dezentrale Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien schaffen. Darüber hinaus sollen sich Smart Meter positiv auf den Wettbewerb auswirken. Diese öffentlichen Interessen stehen vorliegend im Vordergrund (vgl. auch Anhang I Ziff. 2 der Richtlinie 2009/72/EG, wonach die Einführung von Smart Metern nur dann stattfinden soll, falls sie wirtschaftlich positiv bewertet wird).

Die privaten Interessen der einzelnen Marktteilnehmer erscheinen in diesem Kontext hingegen eher nachgeordnet. So wird bei einer flächendeckenden Einführung (diesen politischen Entscheid vorausgesetzt) bewusst in Kauf genommen, dass bei Netzbetreibern Kosten anfal-

len, bei Produzenten verminderte Einnahmen resultieren, der Nutzen aber bei Endverbrauchern entsteht. Das öffentliche Interesse wird damit gegen die – teilweise gegenläufigen – Interessen (Split Incentives) der einzelnen Marktteilnehmer durchgesetzt. Die Aufgabe des Gesetzgebers wird es daher sein, diesem Umstand Rechnung zu tragen und für alle Marktteilnehmer eine tragbare Regelung aufzustellen, sprich: die *Split Incentives* auszugleichen.

11.3 Pflicht für das Rollout beim Netzbetreiber

Wird die Pflicht für das Rollout von Smart Metern den Netzbetreibern auferlegt, so erscheint dies mit dem heutigen System im Grundsatz konform.

Bereits heute weist Art. 8 Abs. 1 StromVV die Pflicht für das Messwesen und die Informationsprozesse den Netzbetreibern zu. Die Netzbetreiber sind verpflichtet, den Beteiligten (Bilanzgruppen, Energielieferanten etc.) die notwendigen Messdaten und Informationen fristgerecht, einheitlich und diskriminierungsfrei zur Verfügung zu stellen (vgl. Art. 8 Abs. 3 StromVV). Zu prüfen ist vorliegend, ob die Verpflichtung, Smart Meter zu installieren, über die heute bestehenden Pflichten der Netzbetreiber hinausgeht und damit gesetzgeberischer Handlungsbedarf besteht.

Die Bereitstellung der Messdaten dient heute der Rechnungstellung der erbrachten Leistungen (Energielieferung, Netznutzung oder Bilanzgruppenleistungen). Für diesen Zweck genügt die Installation der herkömmlichen, kostengünstigeren mechanischen oder digitalen Messgeräte, da diese Geräte den Verbrauch präzise messen und eine periodische Rechnungsstellung (monatlich, quartalweise oder jährlich) gewährleisten. Mit Bezug auf den Zweck, namentlich die Rechnungsstellung, erweisen sich die mechanischen oder digitalen Messgeräte damit als effizient im Sinne der Stromversorgungsgesetzgebung (Art. 15 Abs. 1 StromVG).

Im heutigen Regulierungsrahmen besteht für einen Netzbetreiber, der in Smart Meters investiert, keine Rechtssicherheit betreffend der Anrechenbarkeit der entsprechenden Zusatzkosten. Nach Art. 15 Abs. 1 StromVG sind nur solche Kosten anrechenbare Kosten des Netzes, die für ein sicheres, leistungsfähiges und effizientes Netz erforderlich sind. Das Fachsekretariat der ElCom ist der Ansicht, dass auf der Basis des gegenwärtigen Kenntnisstandes Zusatzkosten von Smart Metering nicht als Kosten eines effizienten Netzes betrachtet werden können. Dies aus zwei Gründen: Erstens ist aus Sicht des FS ElCom nicht gesichert, dass die entsprechenden Zusatzkosten durch Effizienzgewinne tatsächlich aufgewogen werden. Zweitens ist das FS ElCom gestützt auf Art. 10 StromVG der Ansicht, dass der Nutzen aus solchen Effizienzgewinnen nicht beim Netz, sondern im Bereich Energie anfällt. Die entsprechenden Zusatzkosten können daher nach Ansicht der ElCom aufgrund des Quersubventionierungsverbots nach Art. 10 Abs. 1 StromVG nicht als Netzkosten anerkannt werden.

Nach Ansicht der Autoren würden sowohl Art. 15 Abs. 1 StromVG als auch Art. 10 StromVG einem weiteren Verständnis nicht entgegenstehen. Wenn die Effizienz des Netzes nach Art. 15 StromVG nicht eng auf das Netz selbst bezogen wird, sondern weiter als Beitrag des Netzes zu einer Effizienz des Gesamtsystems verstanden wird, so sollten Zusatzkosten dem

Grundsatz entsprechend anrechenbar sein. Nach der hier vertretenen Auffassung steht dem auch das Quersubventionierungsverbot nicht entgegen, da nach dem hier vertretenen Verständnis ein auf die Effizienz des Gesamtsystems ausgerichteter Netzbetrieb eine Aufgabe des Netzbetreibers ist.

Die Unsicherheit in der Interpretation des Gesetzes führt unter dem Ergebnis der vorliegenden Studie dazu, dass derzeit von Netzbetreibern nicht flächendeckend in Smart Meters investiert wird. Die vorliegende Studie zeigt, dass der Hauptnutzen von Smart Meters primär bei Endverbrauchern anfällt. Ein Netzbetreiber wird daher ohne entsprechende Anerkennung der anrechenbaren Kosten kaum investieren. Immerhin sei darauf hingewiesen, dass die ElCom unter gewissen Voraussetzungen Zusatzkosten von Smart Meters im Rahmen von Pilotprojekten anerkennt (vgl. dazu Präsentation von Carlo Schmid-Sutter anlässlich des 6. Stromkongresses vom 16./17. Januar 2012 zum Thema „Regulierung im veränderten Energieumfeld“, Folie Nr. 21).

Nach dem Gesagten verbietet der heutige Regulierungsrahmen die Ausbreitung von Smart Meter zwar nicht, verhindert sie aber faktisch, da sich die Investition nicht absichern lässt. Einzig bei Endverbrauchern, die von ihrem Anspruch auf Netzzugang Gebrauch machen, sowie bei Erzeugern mit einer Anschlussleistung über 30 kVA sind Messgeräte mit Lastgangmessung und automatischer Datenübermittlung zu installieren. Dabei genügt Einwegkommunikation. Allerdings tragen diese Netznutzer – verursachergerecht – die dadurch entstandenen Anschaffungs- und wiederkehrende Kosten selbst (vgl. Art. 8 Abs. 5 StromVV).

Eine Verpflichtung der Netzbetreiber, Smart Meter zu installieren, findet im heutigen Regulativ keine Grundlage. Diese müsste erst geschaffen werden. Die Rollout-Verpflichtung müsste angesichts deren finanzieller Tragweite in einem Gesetz im formellen Sinne verankert werden (vgl. Art. 164 Abs. 1 BV), jedenfalls soweit ein Austausch von nicht vollständig abgeschriebenen Geräten vor Ende deren Lebensdauer erfolgen soll.

11.4 Flächendeckendes Rollout mit zeitlicher Vorgabe und Vorgabe des Abdeckungsgrades

11.4.1 Umriss des regulatorischen Handlungsbedarfs

Das zu untersuchende Szenario sieht für das Rollout zeitliche Vorgaben und die Vorgabe des Abdeckungsgrades vor. Als Ziel wird eine 80 % Abdeckung bis im Jahr 2025 vorgegeben. Mit Bezug auf Zielvorgaben ist auf Anhang I Ziff. 2 der Elektrizitätsbinnenmarktlinie (2009/72/EG) hinzuweisen, wonach bis 2020 in allen EU-Mitgliedstaaten mindestens 80 % der Haushalte mit intelligenten Zählern ausgestattet werden müssen, falls die einzelnen Mitgliedstaaten die Einführung von Smart Metering wirtschaftlich positiv bewerten. Ob es angezeigt ist, die Einführung von Smart Meter – analog zur Regelung in der EU – auf Haushalte zu beschränken wird weiter unten diskutiert (vgl. Ziff. 11.6).

Wie bereits oben ausgeführt (vgl. Ziff. 11.3) ist die Verpflichtung der Netzbetreiber, Smart Meter zu installieren, grundsätzlich in einem Gesetz im formellen Sinne zu verankern. Dafür

muss eine neue Norm geschaffen werden. Die Norm müsste in groben Zügen auch definieren, was unter Smart Meter zu verstehen ist oder auf die entsprechenden eichrechtlichen Normen (vgl. dazu weiter unten Ziff. 11.9) verweisen, wobei die Detailregulierung auf Verordnungsstufe erfolgen kann. Da die zeitlichen Vorgaben und Vorgaben des Abdeckungsgrades für das Ausmass der Verpflichtung – und allfälliger Sanktionen – bestimmend sind, sind auch diese Vorgaben vorzugsweise in einem Gesetz im formellen Sinne zu verankern. Denkbar wäre aber auch hier die Aufnahme einer Delegationsnorm auf Gesetzesstufe, die den Bundesrat verpflichten würde, entsprechende Ausführungsvorschriften zu erlassen.

Es stellt sich die Frage, welche Rechtsnatur einer Norm mit Zielvorgaben betreffend Zeit und Abdeckungsgrad zukommt. Namentlich hat der Gesetzgeber darüber zu entscheiden, ob Endverbrauchern ein Anspruch gegenüber ihrem Netzbetreiber zukommen soll, einen Smart Meter installiert zu erhalten. Angesicht der technischen Komplexität sowie des Ziels einer möglichst kosteneffizienten Rolloutplanung (z.B. werden sinnvollerweise zuerst abgeschriebene Messgeräte mit Smart Meter ersetzt) erachten wir die Verankerung eines generellen gesetzlichen Anspruchs zu Gunsten der Endverbraucher als nicht kosteneffizient und daher auch nicht als verhältnismässig. Insgesamt erscheint es effizienter, wenn Netzbetreiber aufgrund der Kenntnis von technischen und betriebswirtschaftlichen Gegebenheiten entscheiden, wann und welche Messgeräte ersetzt werden. Ein Anspruch der Endverbraucher könnte sinnvollerweise einzig für Neubauten im Gesetz verankert werden (vgl. z.B. Regelung in Deutschland in § 21c Abs. 1 lit. a des Gesetzes über die Elektrizitäts- und Gasversorgung [Energiewirtschaftsgesetz – EnWG]).

Damit muss der Rollout-Verpflichtung ein relativ programmatischer, nicht individuellanspruchsbegründender Charakter zukommen, welcher es erlaubt, Zielvorgaben situationsgerecht und nicht aufgrund partikulärer Begehren der Endverbraucher umzusetzen. Zudem soll die Installation von Smart Meter nicht zu jedem Preis erfolgen. Zu denken ist bspw. an Situationen, in denen die Installationskosten derart hoch sind, dass die zu erwartenden Effizienzgewinne in den Hintergrund treten. Der Gesetzgeber muss daher erwägen, ob der Abdeckungsgrad von 80 % den Aspekt der wirtschaftlichen Machbarkeit schon in genügendem Ausmass reflektiert oder der Rollout generell unter dem Vorbehalt der Wirtschaftlichkeit gestellt werden soll. Aus den genannten Gründen und im Einklang mit dem heutigen System, wonach die Netzbetreiber für die Auswahl der Netzgeräte zuständig sind, setzt der Ersatz der vorhandenen Messgeräte durch Smart Meter keine Zustimmung der betreffenden Endverbraucher voraus (Durchsetzung des öffentlichen Interesses).

Da in der Schweiz offenbar einige Netzbetreiber im Rahmen von Pilotprojekten bereits Smart Meter eingeführt haben, stellt sich die Frage nach der Anrechnung der bereits vor Inkrafttreten der Gesetzesnovelle installierten Smart Meter an die definierten Zielvorgaben (zur Anrechnung der entsprechenden Kosten vgl. Ziff. 11.3). Die Bejahung der Anrechenbarkeit würde jedenfalls eine erwünschte positive Vorwirkung der Gesetzesnovelle erzeugen und damit zur schnelleren Umsetzung der Zielvorgaben führen und die Initiative der Vorreiter nicht bestrafen. Die Anrechenbarkeit der Kosten der bestehenden Smart Meter ist jedenfalls ausdrücklich zu regeln.

11.4.2 Handlungsbedarf mit Bezug auf die Durchsetzung

Weiter sollte sich der Gesetzgeber fragen, wie sicherzustellen ist, dass die Zielvorgaben (80 % bis 2025) erreicht werden. Für den Fall, dass die Ziele verfehlt werden, empfiehlt der Schlussbericht die Einführung von Sanktionen. Angesichts der programmatischen Natur der Gesetzesnovelle sowie der Komplexität der Umsetzung der Zielvorgaben erachten wir eine direkte Sanktionierung von Zielverfehlungen als unangemessen. In diesem Sinne erscheinen vorgelagerte aufsichtsrechtliche Kontrollmechanismen als Mittel zur Sicherstellung der Erfüllung der Zielvorgaben mit nachträglicher, vor allem administrativer Sanktionierungsmöglichkeit als zweckmässig.

Für die Aufsicht über die Netzbetreiber mit Bezug auf die Umsetzung der zeitlichen Vorgaben und Vorgaben des Abdeckungsgrades durch Smart Meter könnte die Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom) beauftragt werden. Denkbar wäre, dass die Netzbetreiber verpflichtet werden, innert einer bestimmten Frist Business- und Netzpläne der ElCom einzureichen, die zeigen würden, wie und mit welchen Mitteln die Netzbetreiber die Vorgaben erreichen wollen. Dieses Vorgehen würde im Einklang mit der Verpflichtung der Netzbetreiber, Mehrjahrespläne zur Gewährleistung eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes zu erstellen, stehen (vgl. Art. 8 Abs. 2 StromVG). Es könnte allenfalls auch eine Genehmigung der Pläne durch die ElCom vorgesehen werden oder eine Frist von bspw. 30 Tagen für die Reaktion der ElCom, falls sie mit den eingereichten Plänen und insbesondere vorgesehenen Kosten nicht einverstanden sein sollte. Diese Lösung wäre auch unter dem Aspekt der Investitionssicherheit zu begrüssen, da die Netzbetreiber die Gewissheit erhalten würden, dass ihre Kosten als anrechenbare und damit auf Endverbraucher überwälzbare Kosten anerkannt würden. Erst bei Nichtbefolgung der Pläne wären Verwaltungssanktionen (bis hin zur Ersatzvornahme) durch ElCom zu ergreifen. Für diese braucht es keine speziellen Normen.

11.5 Netzbetreiber darf Eigentum und Betrieb Smart Metering outsourcen

Der Netzbetreiber ist Eigentümer oder Mieter der Messgeräte. Er ist für das Messwesen und die Informationsprozesse verantwortlich. Bereits das heutige Regulativ sieht vor, dass Dienstleistungen im Rahmen des Mess- und Informationswesens auch von Dritten erbracht werden können (vgl. Art. 8 Abs. 2 StromVV). Die Dritten werden in diesem Fall von Netzbetreibern entschädigt (vgl. Art. 8 Abs. 3 StromVV). Die Voraussetzungen für das Outsourcen des Betriebs von Smart Metering sind deshalb bereits heute gegeben.

Die Möglichkeit, Smart Meter an Dritte zu veräussern, ist im Regulativ nicht ausdrücklich vorgesehen, fliesst aber aus der Eigentumsgarantie und Wirtschaftsfreiheit der Netzbetreiber. Eine ausdrückliche Regelung im Stromversorgungsbereich erübrigt sich damit. Dagegen sind allenfalls fernmelderechtliche Erleichterungen zu erwägen, welche auf Verordnungsstufe vorgenommen werden können (vgl. dazu 11.11).

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass bezüglich Outsourcing und Eigentumsübertragung kein Handlungsbedarf des formellen Gesetzgebers besteht.

11.6 Überwälzung der Kosten auf Endverbraucher

Beim Rollout von Smart Metern fallen verschiedene Kosten an. Hinzu kommen Abschreibungskosten für allenfalls vorzeitig abmontierte und abzuschreibende herkömmliche Zähler sowie die Betriebskosten (vgl. Ziff. 6.2 ff. für den detaillierten Beschrieb der Kosten). Alle Kosten fallen beim Netzbetreiber an. Den Kosten stehen auf der Seite der Netzbetreiber allenfalls Ersparnisse für gewisse Geschäftsprozesse, wie bspw. Ablesen des Verbrauchs, Umzugsmanagement etc. gegenüber. Die grössten Ersparnisse verzeichnen aber die Endverbraucher, und zwar in Form von Energieeinsparungen (vgl. Ziff. 7.16).

Das zu untersuchende Szenario sieht vor, dass die Netzbetreiber die Kosten der Smart Meter auf Endverbraucher überwälzen dürfen, damit die „*Split Incentives*" überwunden werden können. Dies entspricht dem heutigen System, in welchem die Messkosten über Netznutzungsentgelte den Endverbrauchern in Rechnung gestellt werden (vgl. Art. 8 Abs. 3 StromVV). Werden Netzbetreiber nun gesetzlich verpflichtet, statt den herkömmlichen Messgeräten, Smart Meter zu installieren, so müssen die damit verbunden Kosten als anrechenbare Kosten „*eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes*" im Sinne von Art. 15 Abs. 1 StromVG gelten. Als zwingend anrechenbare Kosten werden die Kosten des Smart Metering systembedingt gemäss der heutigen Regelung auf die Endverbraucher überwälzt. Eine ausdrückliche zusätzliche Regelung für die Kostentragung erübrigt sich daher, sobald die Pflicht, Smart Meter zu installieren, gesetzlich vorgesehen ist. Die allenfalls erwünschte Kostentransparenz und –kontrolle kann im Rahmen der Aufsichtstätigkeit der ElCom erreicht werden (vgl. dazu Ziff. 11.4). Im Rahmen einer zukünftigen Anreizregulierung ist sicherzustellen, dass die Investitionssicherheit mit Bezug auf die Smart Meter bewahrt wird.

Für die Anrechenbarkeit der Kosten von bereits vor der Gesetzesnovelle installierten Smart Meter empfehlen wir zur Klarstellung eine ausdrückliche Regelung.

Durch die heute geltende, kostenorientierte Netzregulierung wird darüber hinaus automatisch sichergestellt, dass auch allfällige Kostenvorteile aus der Einführung von Smart Meter an die Endverbraucher weitergegeben werden. Ebenso ist es im heutigen System gewährleistet, dass keine Quersubventionierung vom Stromnetz zur Energie und andern Sparten stattfindet (vgl. Art. 7 Abs. 5 StromVV sowie Art. 10 Abs. 1 StromVG; vgl. auch Präsentation der ElCom vom 21. September 2010 zum Thema „Smart Metering aus regulatorischer Sicht", Folie 11). Werden bspw. Smart Meter auch zur Messung des Gasverbrauchs oder der Fernwärme eingesetzt, sind die entsprechenden anteiligen Kosten der Sparte Gas bzw. der Sparte Fernwärme anzulasten. Es besteht diesbezüglich kein gesetzgeberischer Handlungsbedarf.

Der Gesetzgeber hat jedoch zu entscheiden, ob die Kosten für Smart Meter auf alle Endverbraucher (Preissolidarität) oder lediglich auf Endverbraucher, die die Smart Meter installiert erhalten (Verursacherprinzip), zu überwälzen sind.

Gemäss Impact Assessment ist nicht nur bei Haushalten, sondern auch bei Unternehmen ohne Lastgangmessung ein Energieeinsparungseffekt zu erwarten (vgl. Ziff. 7.16.2). Eine Einschränkung des Rollouts auf Haushalte, wie dies heute im Anhang I Ziff. 2 der Richtlinie 2009/72/EG vorgesehen ist, erscheint vor diesem Hintergrund jedenfalls nicht zwingend.

Smart Meter werden primär im öffentlichen Interesse (vgl. dazu Ziff. 11.2) eingeführt. Die individuellen Einsparungen auf der Verbraucherseite sind Folge, aber nicht primäres Ziel der Regulierung. Smart Meter werden entsprechend sowohl den Netzbetreibern aber insbesondere auch den Endverbrauchern vom Gesetzgeber aufgezwungen. Diese Ausgangslage spricht tendenziell für die Preissolidarität und entsprechend für die Überwälzung auf alle Endverbraucher. Sie geht jedoch mit einer Ungleichbehandlung der Endverbraucher einher, die in der Anfangsphase des Rollouts ausgeprägt sein kann und gegen Ende des Rollouts kaum mehr die Ungleichbehandlung hinaus geht, die auch mit dem heute geltenden Prinzip der Einheitsbriefmarke für das Netznutzungsentgelt (einheitliche Tarife pro Spannungsebene und Kundengruppe, unabhängig von der Distanz zwischen Ein- und Ausspeisepunkt) einhergeht. Entsprechend müsste für diese Lösung der Gesetzgeber nicht tätig werden. Die Preissolidarität würde auch dem heutigen System entsprechen, in welchem die Messkosten generell auf alle Endverbraucher überwälzt werden (unter Vorbehalt der Kosten für Lastgangmessungen gemäss Art. 8 Abs. 5 StromVV).

Für eine verursachergerechte Kostenüberwälzung spricht der Umstand, dass auch der Nutzen bei denjenigen Endverbrauchern anfällt, die Smart Meter installiert erhalten (Energieeinsparungen). Ausserdem dürfte die verursachergerechte Kostenanlastung auch Anreize für verursachergerechtes Verhalten (Verstärkung des Sparverhaltens) schaffen und damit die erwünschten Energiespareffekte erhöhen. In diesem Fall müsste der Gesetzgeber ausdrücklich spezifizieren, dass Kosten für Smart Metering verursachergerecht anzulasten sind, bspw. durch zwei Netznutzungstarife (mit und ohne Smart Meter).

Denkbar sind aber auch, spezifisch für das Rollout (bspw. in Form von Übergangsbestimmungen) vorgesehene Massnahmen, die Nachteile der heute geltenden Preissolidarität teilweise ausgleichen. So könnten die anfänglichen Anlaufkosten für Smart Metering aktiviert und über eine längere Zeit abgeschrieben werden. Denkbar wäre auch ein Pauschalabschlag auf Tarifen der Endverbraucher, die noch keine Smart Meter erhalten haben. Solche unterstützende Massnahmen müssten vom Gesetzgeber ausdrücklich geregelt werden.

An dieser Stelle ist an die freien Endverbraucher sowie Erzeuger mit einer Anschlussleistung über 30 kVA zu erinnern, für die spezielle Regeln mit Bezug auf die Messtechnik sowie Kostentragung gelten (vgl. Art. 8 Abs. 5 StromVV). Vom Gesetzgeber zu prüfen und zu entscheiden ist, ob die Kostentragung für Smart Metering durch diese Endverbraucher und Produzenten zu einer Doppelbelastung führen, ohne dass ihnen ein zusätzlicher Nutzen (Energieeinsparung) entstehen würde. Dieselbe Prüfung müsste auch mit Bezug auf Grundversorgungskunden, die bereits mit Lastgangmessung ausgestattet sind, erfolgen. Soweit bestimmte Endverbrauchergruppen von der Kostentragung betr. Smart Meter ausgenommen werden sollen, ist dies ausdrücklich zu regeln. Die Normen sind im Falle einer vollen Marktöffnung insoweit anzupassen, als dann potenziell alle Endverbraucher frei sind.

11.7 Angebot von zeitvariablen Tarifen (mehr als zwei Stufen)

Das zu untersuchende Szenario setzt die Möglichkeit von zeitvariablen Tarifen voraus. Die zeitvariablen Tarife dienen der Beeinflussung des Lastprofils. Dabei werden die Tarife je nach Tageszeit, Wochentag oder Jahreszeit variiert, damit auf Erfahrungswerten basierende Kostenstrukturen abgebildet werden können. Die einzelnen Tarife gelten aber über eine längere Zeit und werden nicht fortlaufend angepasst (vgl. dazu Ziff. 7.1.3). Wir gehen dabei davon aus, dass sowohl Netznutzungsentgelte als auch Strompreise zeitvariabel sein sollen.

Zu untersuchen ist nun, ob für die Einführung von zeitvariablen Tarifen der Gesetzgeber tätig werden muss. Dies, da insbesondere Netznutzungsentgelte durch StromVG reguliert sind (vgl. Art. 14 f. StromVG). Mit Bezug auf Strompreise ist anzumerken, dass diese lediglich für Grundversorgungskunden geregelt sind (Art. 6 StromVG). Freie Kunden können individuelle Vereinbarungen mit Stromlieferanten treffen und dabei ohne weiteres auch zeitvariable Tarife vereinbaren.

Die gesetzlichen Anforderungen an die Festlegung von Netznutzungstarifen sind in Art. 14 Abs. 3 lit a-e StromVG vorgeschrieben. Demnach müssen Netznutzungstarife einfache Strukturen aufweisen und die von den Endverbrauchern verursachten Kosten wiederspiegeln (lit. a), sie müssen unabhängig von der Distanz zwischen Ein- und Ausspeisepunkt sein (lit. b), sie müssen im Netz eines Netzbetreibers pro Spannungsebene und Kundengruppe einheitlich sein (lit. c), sie dürfen keine individuell in Rechnung gestellte Kosten enthalten (lit. d), sie müssen den Zielen einer effizienten Elektrizitätsverwendung Rechnung tragen (lit. e).

Für die Beurteilung der Zulässigkeit von zeitvariablen Tarifen sind vorliegend die Grundsätze der Einfachheit der Struktur (lit. a), der Einheitlichkeit (lit. c) sowie der Berücksichtigung der Energieeffizienz (lit. e) relevant. Dabei ist zu beachten, dass sich die Anforderungen an Netznutzungstarife teilweise diametral gegenüber stehen. So wirkt bspw. die in Art. 14 Abs. 3 lit. b StromVG vorgeschriebene Einheitsbriefmarke (Preissolidarität) dem Verursacherprinzip in lit. a derselben Bestimmung entgegen.

In Bezug auf zeitvariable Tarife stehen sich die Grundsätze der Einfachheit der Struktur (lit. c) und der Grundsatz der Berücksichtigung der Energieeffizienz (lit. e) gegenüber. Die Zeitvariabilität bedingt komplexere Tarifstrukturen, da eine Vielzahl von Tarifen für verschiedene Zeitabschnitte denkbar ist. Dies ist ein potenzieller Konflikt zum Grundsatz der Einfachheit der Tarifstruktur, wobei diesbezüglich anzumerken ist, dass zusätzliche Transparenz durch Informationsmedien (lokales Display, Smart-Phone App, Website etc.) die Komplexität der Tarife tendenziell entschärft. Hingegen stehen zeitvariable Tarifen mit dem Grundsatz der Berücksichtigung der Energieeffizienz im Einklang. Der Konflikt dieser beiden Grundsätze könnte gelöst werden, indem bspw. bei mehreren Tarifen pro Kundengruppe eine Transparenzverpflichtung auf Verordnungsebene festgelegt wird.

Der Grundsatz der Einheitlichkeit der Tarife pro Spannungsebene und Kundengruppe (Art. 14 Abs. 3 lit. c StromVG) und Art. 6 Abs. 3 StromVG steht zeitvariablen Tarifen nicht im Weg, da Tarife, obwohl in Abhängigkeit von Tageszeit, Wochentag oder Jahreszeit unterschiedlich, keine individuellen Tarife darstellen, sondern auf alle Endverbraucher derselben Netzebene

und der vergleichbaren Verbrauchercharakteristiken angewendet werden. Dies gilt sowohl für Netznutzungsentgelte als auch für Strompreise in der Grundversorgung. Entsprechend werden in der Schweiz bereits heute zeitvariable Tarife in einer einfachen Form praktiziert (Hoch- und Niedertarif, vgl. dazu Ziff. 7.1.3).

Strompreise in der Grundversorgung haben angemessen zu sein (Art. 6 Abs. 1 StromVG). Grundsätze für die Gestaltung der Strompreise analog zu denen betr. Netznutzungsentgelte finden sich nicht im Gesetz. Einzig vorgesehen ist, dass Elektrizitätstarife mindestens für ein Jahr fest sind (Art. 6 Abs. 3 StromVG). Da Netznutzungstarife und Strompreise Komponenten der Elektrizitätstarife bilden, sind auch diese für mindestens ein Jahr fest (Art. 6 Abs. 3 StromVG). Diesbezüglich besteht kein legislativer Handlungsbedarf, soweit zeitvariable Tarife wie in Ziff. 7.1.3 beschrieben über ein Jahr fest bleiben.

Sind die variablen Tarife (unter oben genannten Bedingungen) gemäss dem heutigen Regulativ zulässig, so bedeutet dies nicht unbedingt, dass sie von den Netzbetreibern und Energielieferanten auch angeboten werden. Zwar sind gewissen Anreize vorhanden, zeitvariable Tarifen anzubieten (Kostensenkung), dennoch dürfte dies nicht für alle Elektrizitätsversorgungsunternehmen gelten. Sollten zeitvariable Tarife zwingend angeboten werden müssen, so ist eine entsprechende Norm in das Regulativ aufzunehmen. Die detaillierte Ausgestaltung solcher Tarife sollte hingegen im Sinne des Subsidiaritätsprinzips (Art. 3 StromVG) der Selbstregulierung der Branche überlassen werden.

11.8 Förderung der Energieberatung durch Netzbetreiber oder Dritte

Um Energieeffizienzgewinne dauerhaft und in gewünschter Höhe zu erzielen, ist gezielte Beeinflussung und Änderung des Konsumentenverhaltens notwendig (sog. Demand Response; vgl. Schlussfolgerungen und Empfehlungen, S. 23). Dafür bedarf es der Durchführung von geeigneten Informationskampagnen, der kundenorientierten Aufbereitung der Verbrauchsdaten, der Energieberatung, aktive Suche nach innovativen Anreizmechanismen zur Beeinflussung des Verbrauchsverhaltens etc. Sind diese Dienstleistungen erwünscht, so stellt sich die Frage nach dem entsprechenden Regulierungsbedarf.

Es lassen sich grundsätzlich zwei regulatorische Hindernisse für die Umsetzung der genannten Massnahmen identifizieren:

Einerseits ist anzumerken, dass Dienstleistungen wie Energieberatung heute marktgetrieben sind und keiner Regulierung unterstehen. Sie erfolgen daher grundsätzlich gegen Entgelt. Sollen solche Kampagnen nun im Rahmen des Rollouts von Smart Meter erfolgen, werden die Netzbetreiber nur dann dazu bereit sein, wenn sie die entsprechenden Kosten beim Netznutzungsentgelt anrechnen können. Zwar anerkennt die ElCom die Kosten der Energieberatung, soweit diese in einem angemessenen Rahmen bleibt, als anrechenbar. Dies jedoch aufgrund des Unbundling gemäss Art. 10 Abs. 1 StromVG nicht als Netzkosten, sondern als anrechenbare Kosten des Elektrizitätsvertriebs (Gestehungskosten der Grundversorgung). Werden nun Netzbetreiber verpflichtet, im Zusammenhang mit Smart Meters Energieberatung zu betreiben, müssten diese Kosten dem Netz zugerechnet werden.

Diesbezüglich ist eine Klarstellung im Regulativ notwendig, die die entsprechenden Kosten als im Netz anrechenbar erklärt.

Andererseits ist das informationelle Unbundling zu beachten. Gemäss Art. 10 Abs. 2 StromVG dürfen wirtschaftlich sensible Informationen, die aus dem Betrieb der Elektrizitätsnetze gewonnen werden, nicht für andere Tätigkeitsbereiche genutzt werden. Diese Vorschrift will verhindern, dass sich ein Netzbetreiber gegenüber potenziellen Konkurrenten einen Marktvorteil aus den Kenntnissen des Netzbetriebs verschafft (vgl. StromVG-Botschaft, S. 1649). Dies wäre bei einer kundenspezifischen Auswertung der Verbrauchsdaten und bei einer entsprechenden Ausrichtung der Dienstleistungen der Fall. Entsprechend müssten die Unbundlingvorschriften für Energieeffizienzmassnahmen der Netzbetreiber gelockert werden.

11.9 Eichrechtlicher Regulierungsbedarf

Smart Meter sind Messgeräte, welche grundsätzlich in den Anwendungsbereich des Bundesgesetzes über das Messwesen fallen. Zurzeit bestehen für Smart Meter jedoch keine spezifischen Vorschriften. Insbesondere sind keine Anforderungen an die Geräte im Regulativ formuliert. Der Bedarf nach der Regelung der minimalen Anforderungen wird im vorliegenden Impact Assessment anerkannt. Dies, damit die Geräte die technischen Möglichkeiten zur Verfügung stellen, die für die Erreichung der gewünschten Ziele notwendig sind (vgl. Abbildung 2-2). Rechtliche Gründe, welche einer auf Smart Meter abgestimmter Festlegung der Anforderungen entgegenstehen würden, sind keine ersichtlich. Deshalb ist vorliegend insbesondere der Verordnungsgeber gefordert. So könnte für Smart Meter eine separate Verordnung erlassen werden (vgl. z.B. die österreichische Intelligente Messgeräte-Anforderungsverordnung vom 25. Oktober 2011) oder die entsprechenden Anforderungen in die bereits bestehende Verordnung des EJPD über Messgeräte für elektrische Energie und Leistung aufgenommen werden. Dabei sind auch Fragen der Standardisierung der wichtigsten Schnittstellen für die Verhinderung von Lock-In-Effekten vom Verordnungsgeber zu adressieren. Ein besonderes Augenmerk ist entsprechend auf die Ermöglichung der Interoperabilität von Systemen zu legen. Analog der Produkteregulierung sollte sich der Gesetzgeber hier auf die Festlegung der grundlegenden Anforderungen an die Geräte beschränken.

11.10 Datenschutzrechtlicher Regulierungsbedarf

Das Datenschutzrecht schützt die Privatsphäre, die Persönlichkeit und die Grundrechte von Personen im Zusammenhang mit der Bearbeitung von Daten. Die durch Smart Meter erhobenen Daten über den Lastgang, sind Daten, die sich auf eine bestimmte oder bestimmbare Person beziehen. Es handelt sich daher um Personendaten, deren Bearbeitung nur unter Einhaltung Datenschutzrechts zulässig ist. Die Daten sind Eigentum der betroffenen Personen, weshalb Ihnen mit Bezug auf diese Daten Informationsrechte zustehen.

Findet die Datenerhebung und –bearbeitung durch Privatpersonen und Bundesorgane statt, ist das eidgenössische Datenschutzrecht anwendbar. Hingegen ist kantonales Datenschutzrecht anwendbar, wenn diese Tätigkeiten von kantonalen oder kommunalen Behörden vor-

genommen werden. Um eine einheitliche Rechtsanwendung zu gewährleisten, scheint es prüfenswert, die Datenerhebung und –bearbeitung im Bereich Smart Meter(-ing) dem eidgenössischen Datenschutzgesetz zu unterstellen (Zuständigkeit und materielle Grundsätze). Hierfür wäre eine explizite Regelung notwendig, beispielsweise durch entsprechende Anpassung des Datenschutzgesetzes. Soweit sich aus der politischen Diskussion ein Bedürfnis ergeben sollte, das Schutzniveau im Bereich Datenschutz bei Smart Metering über das sonstige Niveau anzuheben, so würde sich eine einheitliche bundesrechtliche Norm aufdrängen. Andernfalls würde die bundesrechtliche Vorgabe für ein Smart-Meter-Rollout aufgrund unterschiedlicher datenschutzrechtlicher Anforderungen in der Umsetzung erschwert oder gar vereitelt.

Datenschutzrechtlich sind besonders zwei Aspekte von Relevanz: der Zugang zu den Messdaten und die Datensicherheit.

11.10.1 Zugang zu Messdaten

Der eidgenössische Datenschutz- und Öffentlichkeitsbeauftragter EDÖB hat einen Katalog mit Empfehlungen betreffend den Einsatz digitaler Stromzähler verfasst. Er empfiehlt zunächst, dass die betroffenen Personen über die Datenbearbeitung umfassend und verständlich informiert werden. Im Massengeschäft ist dies durch eine entsprechende Regelung in den allgemeinen Geschäftsbedingungen (AGB) möglich. Die Information muss insbesondere den Zweck der Datenerhebung und –bearbeitung sowie deren Umfang erläutern und Angaben zur allfälligen Weitergabe der Daten an Dritte enthalten. Letzteres ist insbesondere dann relevant, wenn ein Outsourcing des Betriebs von Smart Metering stattfindet.

Anstelle der Erstellung von detaillierten Lastprofilen, die eine Zuordnung zu einzelnen Haushalten ermöglichen, empfiehlt der EDÖB für die Erstellung von Bedarfsprognosen über mehrere Haushalte zusammengefassten oder anonymisierten Daten. Bei einer Weitergabe oder Auswertung von haushaltbezogenen Lastprofilen soll die Zustimmung der Betroffenen eingeholt werden.

Dem Netzbetreiber soll sodann kein Zugriff auf Echtzeitdaten ermöglicht und eine Zugriffskontrolle und Protokollierung der Auslesung des Energieverbrauchs/Lastprofils aus den Energiezählern vorgenommen werden. Auch bei der Speicherung von Lastprofilen bei den Energielieferanten bzw. den Netzbetreibern sollte eine solche Zugriffskontrolle und Protokollierung stattfinden.

Der kantonale Datenschutzbeauftragte des Kantons Zürich hat im Zusammenhang mit einem Pilotprojekt der Elektrizitätswerke des Kantons Zürich empfohlen, dass bei flächendeckender Einführung von Smart Meter die Zweckbindung der Datenerhebung ausdrücklich in einer gesetzlichen Grundlage festzuhalten sei.

Gemäss der heutigen Regelung stellen die Netzbetreiber den Beteiligten die für den Netzbetrieb, das Bilanzmanagement, die Energielieferung, die Anlastung der Kosten, die Berechnung der Netznutzungsentgelte und die Abrechnungsprozesse im Zusammenhang mit dem Energiegesetz und Energieverordnung notwendigen Messdaten und Informationen fristge-

recht, einheitlich und diskriminierungsfrei zur Verfügung (Art. 8 Abs. 3 StromVV; vgl. Mitteilung der ElCom vom 12. Mai 2011 „Messkosten und Zugriff auf Messdaten."). Damit ist die Erhebung von Messdaten bereits heute explizit zweckgebunden. Die automatische Weiterleitung der Daten, an die in Art. 8 Abs. 3 StromVV genannten Marktteilnehmer ist vor dem Hintergrund des Erhebungszwecks sachgerecht. Die Datenerhebung ist notwendigerweise auch individuell, da sie eine individuelle Rechnungsstellung ermöglichen soll. Es stellt sich allerdings die Frage, ob auch bei Smart Meter derselbe Mechanismus beibehalten werden soll, dies da Daten in 15-minutigen Intervallen erhoben und mindestens einmal pro Tag abgelesen werden, oder wie EDÖB dies empfiehlt, die Daten anonymisiert und über mehrere Haushalte zusammengefasst erhoben werden sollen. Ist, wie unter den heutigen technischen Bedingungen, eine Erstellung von eigentlichen Persönlichkeitsprofilen aufgrund der Messdaten nicht möglich, erscheint die Pflicht zur Anonymisierung und Aggregierung von Messdaten in der Tendenz eher als übervorsichtig. Es besteht diesfalls die Gefahr, dass die datenschutzrechtliche Regulierung den Innovationspfad für die Entwicklung effizienzfördernder Energieprodukte einengt.

Die Netzbetreiber liefern den Verantwortlichen von Bilanzgruppen sowie anderen Beteiligten im Einverständnis mit den betroffenen Endverbrauchern oder Erzeugern auf Begehren und gegen kostendeckende Abgeltung zusätzliche Daten und Informationen. Es müssen alle in den letzten fünf Jahren erhobenen Daten geliefert werden (Art. 8 Abs. 4 StromVV). Der EDÖB schlägt im Gegensatz zu dieser Regelung eine strenge Zweckgebundenheit der Daten vor, wobei die Weiterleitung der Daten mit Einwilligung der Betroffenen möglich ist. Im Massengeschäft kann die Einwilligung auch mittels AGB erfolgen, wobei die AGB möglichst detaillierte Angaben zu Zweck und Umfang der Weitergabe der Daten enthalten sollten.

11.10.2 Datensicherheit

Gemäss Art. 7 DSG müssen Personendaten durch angemessene technische und organisatorische Massnahmen gegen unbefugtes Bearbeiten geschützt werden. Gemäss Empfehlung des EDÖB sollen dem Netzbetreiber bzw. den Energielieferanten kein Zugriff auf Echtzeitdaten ermöglicht und eine Zugriffskontrolle und Protokollierung der Auslesung des Energieverbrauchs/Lastprofils aus den Energiezählern vorgenommen werden. Auch bei der Speicherung von Lastprofilen bei den Energielieferanten bzw. den Netzbetreibern sollte eine solche Zugriffskontrolle und Protokollierung stattfinden. Die Daten angemessen vor Verlust, Diebstahl, unerlaubtem Zugriff, Bekanntgabe, Verwendung oder Modifizierung geschützt werden. Die Empfehlung entspricht grundsätzlich den in Art. 8, 9 und 10 VDSG enthaltenen Vorgaben.

Der EDÖB empfiehlt zudem eine verschlüsselte Datenübertragung sowohl im Haus als auch an den Energielieferanten bzw. Netzbetreiber. Dieses Erfordernis ist weder dem DSG noch dem VDSG zu entnehmen. Die konkret zu implementierenden Sicherheitsvorkehrungen bestimmen sich nach den im Bereich Smart Metering im Zeitpunkt der Anwendung vorhandenen technischen Möglichkeiten und Standards. Da sich die technischen Möglichkeiten und Standards stetig weiterentwickeln und ändern, macht eine detaillierte gesetzliche Regelung (auf Gesetzes- oder Verordnungsstufe) wenig Sinn. Eher geeignet sind Branchendokumente

wie der Metering Code (MC-CH) oder das Handbuch Smart Metering (HBSM-CH), welche bereits heute Regelungen hierzu enthalten. Bei der Festlegung von Sicherheitsanforderungen ist zu beachten, dass mit den Anforderungen an eine Verschlüsselung auch die Anforderungen an die physische Sicherheitsinfrastruktur der Netzbetreiber oder Dritter steigen und durch den Endkonsumenten zu tragende Kosten verursachen, denen keine materieller Gewinn hinsichtlich Datensicherheit gegenübersteht.

11.11 Telekommunikationsrechtlicher Regulierungsbedarf

Wer einen Fernmeldedienst erbringt, muss dies dem Bundesamt für Kommunikation (Bundesamt) melden (Art. 4 Abs. 1 FMG). Als Fernmeldedienst gilt die fernmeldetechnische Übertragung von Informationen für Dritte (Art. 3 lit. b FMG). Keinen Fernmeldedienst erbringt namentlich, wer Informationen innerhalb ein und desselben Unternehmens, zwischen Mutter- und Tochtergesellschaften oder innerhalb eines Konzerns überträgt (Art. 2 lit. c FDV). Als fernmeldetechnische Übertragung gilt elektrisches, magnetisches, optisches oder anderes elektromagnetisches Senden oder Empfangen von Informationen über Leitungen oder Funk (Art. 3 lit. c FMG). Wer einen Fernmeldedienst erbringt, muss namentlich über die notwendigen technischen Fähigkeiten verfügen, das anwendbare Recht einhalten, die arbeitsrechtlichen Vorschriften einhalten und die Arbeitsbedingungen der Branche gewährleisten sowie eine angemessene Anzahl Lehrstellen anbieten (Art. 6 FMG).

Die Übertragung von Daten eines Smart Meter erfolgt annahmegemäss über das GPRS/UMTS-Netz eines gemeldeten Fernmeldedienstanbieters, über Powerline Communication mittels eigenem Elektrizitätsnetz, oder allenfalls über ein eigenes Glasfaserkabel. Bei einer Übermittlung von Daten über das GPRS/UMTS-Netz eines Drittanbieters tritt der Netzbetreiber als Kunde des Fernmeldedienstanbieters auf und erbringt keinen eigenen Fernmeldedienst. Der beauftragte Fernmeldedienstanbieter ist für die Einhaltung der fernmelderechtlichen Anforderungen verantwortlich; es ergibt sich hierbei kein Regulierungsbedarf. Bei Errichtung eines eigenen GPRS/UMTS-Netzes wäre dagegen der Erwerb einer entsprechenden Funkkonzession erforderlich (Art. 22 ff. FMG, FKV), wovon hier nicht ausgegangen wird.

Bei einer Übertragung von Daten über das eigene Elektrizitätsnetz via Powerline Communication oder Glasfaser erbringt der Netzbetreiber keinen Fernmeldedienst für Dritte, sodass er nicht meldepflichtig ist. Zu beachten sind hier die allgemein geltenden Normen für das Inverkehrbringen und die Inbetriebnahme Fernmeldeanlagen, welche sich aus Art. 31 ff. FMG und namentlich für die PLC-Technologie aus Art. 5a FAV und Art. 1a der Verordnung des Bundesamtes für Kommunikation vom 14. Juni 2002 über Fernmeldeanlagen ergeben. Die entsprechenden technischen und administrativen Vorschriften des Bakom betreffen Betreiber von Telekommunikationsnetzen mit Powerline Communication Technologie im Starkstromnetz, einschliesslich Hausinstallationen, sowie an die Betreiber von Privatnetzen, die sich über mehrere nicht aneinander angrenzende Gebäude erstrecken. Danach muss der Betreiber dem BAKOM seine Absicht zum Einsatz oder zur Änderung seines PLC-Netzes melden. Da sich der Zweck dieser Vorschriften auf den Schutz der Telekommunikation und des Rund-

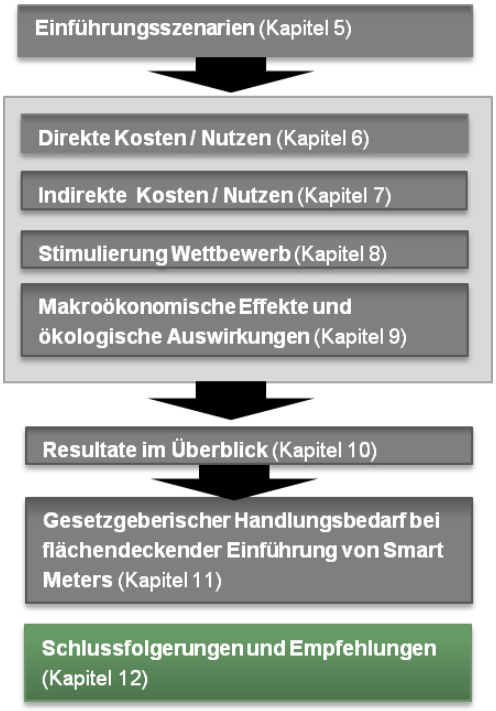
funks gegen von der Datenübertragung übers Stromnetz verursachte Störungen beschränken, besteht aus unserer Sicht kein regulatorischer Handlungsbedarf.

Der heutige Regulierungsrahmen erschwert dagegen das Outsourcen des Betriebs von Smart Metering. Da der fragliche Betreiber des Smart Meter nicht zwingend in einem Konzernverhältnis mit dem Netzbetreiber steht, würde eine enge Auslegung von Art. 3 f. FMG dazu führen, dass der Netzbetreiber mit der Übertragung von Daten einen Fernmeldedienst für den Betreiber des Smart Meter erbringt und entsprechend als Fernmeldedienstanbieter meldepflichtig würde. Da mit der Meldung als Fernmeldedienstanbieter umfangreiche regulatorische Pflichten verbunden sind (z.B. der erwähnte Art. 6 FMG), würde ein solches Outsourcing unter den gegebenen Rahmenbedingungen wohl nicht erfolgen. Entsprechend wäre der Ausnahmekatalog von Art. 3 FDV für den Betrieb von Smart Metern als „Fernmeldedienste von geringer technischer und wirtschaftlicher Bedeutung“ durch den Bundesrat zu erweitern (Art. 4 Abs. 2 FMG).

12 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Nachfolgend fassen wird die Schlussfolgerungen und Empfehlungen aus dem Impact-Assessment zusammen.

Abbildung 12-1: Schlussfolgerungen und Empfehlungen



Ein Rollout kann für die Schweiz aus volkswirtschaftlicher Sicht empfohlen werden

Bei einem Smart-Meter-Rollout sind die volkswirtschaftlichen Nutzen grösser als die Kosten, d.h. das Rollout ist volkswirtschaftlich rentabel. Die Unsicherheiten in den Einschätzungen sind zwar gross, aber die Chancen sind deutlich grösser als die Risiken.

Wenn ein Rollout umgesetzt wird, dann ein flächendeckendes

Ein „selektives Rollout“ ist dem optimierter „Status Quo +“ nicht in alle Aspekten überlegen, d.h. wenn ein Rollout umgesetzt werden soll, dann flächendeckend.

„Split Incentives“ – Regulierung für ein flächendeckendes Rollout notwendig

Die verantwortlichen Akteure für das Messwesen – die Netzbetreiber – haben keinen nachhaltiger 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.

Zeithorizont für das Rollout vorgeben, Sanktionen vorsehen

Aus Sicht des Impact-Assessments führt ein Zeithorizont von 10 Jahren für die Umsetzung eines flächendeckenden Rollouts zu keinen grossen Verlusten durch den vorzeitigen Ersatz von noch funktionierenden alten Zählern. Zwischenziele sind nicht notwendig, da die einzelnen Netzbetreiber möglichst frei ihren optimalen Rollout-Pfad wählen sollen. Damit das Rollout innerhalb des vorgegebenen Zeithorizont erfolgt, sind für den Fall, dass das Ziel verfehlt wird, Sanktionen vorzusehen.

Die Netzbetreiber benötigen Sicherheit bspw. bei ihrer mittelfristigen und langfristigen Ressourcenplanung und mittelfristigen Investitionsplan. Wir empfehlen, allfällige Vorgaben auf Gesetzes- bzw. Verordnungsebene zur Umsetzung eines Rollouts möglichst frühzeitig zu machen, um eine entsprechende Planungs- und Investitionssicherheit zu gewährleisten.

Minimale funktionale Anforderungen an Smart Meter

Die minimalen funktionalen Anforderungen an Smart Meter sollen eingehalten werden. Um Plug & Play-Fähigkeit zwischen Geräten verschiedenster Hersteller zu gewährleisten, ist im Bereich der Datenkommunikation eine Standardisierung von Schnittstellen, Protokollen und Datenformaten anzustreben. Datenschutz und Datensicherheit sowie eine weitgehende Interoperabilität müssen gewährleistet werden.

Zugang zu den Messdaten

Der Zugang zu den Messdaten ist diskriminierungsfrei zumindest den Konsumenten, den Netzbetreibern und den Lieferanten zu gewähren. Ein Zugang für weitere Akteure (bspw. Akteure im Bereich Energieberatung, Energiedienstleistungen, usw.) wäre wünschenswert.

Förderung von Anreizen zur Beeinflussung der Nachfrage (Demand Response)

Die Installation von Smart Metern ist noch nicht ausreichend, damit der Strom von den Kunden effizienter verwendet wird. Eine gezielte Förderung von Anreizen zum effizienten Umgang mit Strom soll im Regulativ vorgesehen werden.

Smart-Metering-Rollout als zentraler Baustein der Energiestrategie 2050

Smart Meter können als zentraler Baustein der Energiestrategie 2050 dienen:

- 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 um Energieeffizienz, Lastverschiebung und die stochastiche dezentrale Einspeisung zu fördern. 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 keine Voraussetzung für ein „Smart Grid“, bringen aber hinsichtlich eines sich evolutionär entwickelnden Smart Grids und im Zwischenbereich Smart Grid/Smart Market trotzdem bestimmte Nutzen: Effizientere Ausnutzung von Netzkapazitäten, erhöhte Netzsicherheit, kostengünstigere Einbindung von Kleinsterzeugern, Teilnahme von weiteren Akteuren am Strommarkt.

Literaturverzeichnis

Abrahamse, W., Steg, L. (2005)
A review of intervention studies aimed at household energy conservation. Journal of Environmental Psychology, 25, 273–291.

AEA Austrian Energy Agency (2011)
European Smart Metering Landscape. SmartRegions Deliverable 2.1. Vienna. Online im Internet: http://www.smartregions.net/GetItem.asp?item=digistorefile;253415;1522&params=open;gallery (29.2.2012).

Allcott (2011)
Rethinking Real Time Electricity Pricing. In: Resource and Energy Economics, Vol. 33, Nr. 4, S. 820–842.

Allcott Hunt (2009)
Rethinking Real Time Electricity Pricing. Center for Energy and Environmental Policy Research. CEEPR 09-015.

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 Bundesamt für Energie (2007)
Die Energieperspektiven 2035, Bern.

BFE Bundesamt für Energie (2009)
Analyse des Schweizerischen Energieverbrauchs 2000-2009 nach Verwendungszweck.

BFE Bundesamt für Energie (2009)
Smart Metering für die Schweiz - Potenziale, Erfolgsfaktoren und Massnahmen für die Steigerung der Energieeffizienz.

BFE Bundesamt für Energie (2010)
Positionspapier zu "Smart Grids".

BFE Bundesamt für Energie (2010)
Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2010, Bern.

BFE Bundesamt für Energie (2011)
Aktualisierung der Energieperspektiven 2035, Bern.

BFS Bundesamt für Statistik (2008)
Scenario, Bern.

BFS Bundesamt für Statistik (2009)
Haushaltsbudgeterhebung, Bern.

BFS Bundesamt für Statistik (2011)
Gebäude- und Wohnungsstatistik 2009. Medienmitteilung vom 27.01.2011.

BFS Bundesamt für Statistik (2011)
Wohn- und Gebäudestatistik 2009, Bern.

Borenstein Severin (2005)
Time-Varying Retail Electricity Prices: Theory and Practice. In: Griffin and Puller (Hrsg.), Electricity Deregulation: Choices and Challenges. University of Chicago Press, Chicago.

Borenstein Severin (2006)
Wealth Transfers Among Large Customers from Implementing Real-Time Retail Electricity Pricing. Center for the Study of Energy Markets (CSEM). CSEM WP 156.

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

Crossley, D. (2008)
Worldwide Survey of Network-driven Demand-side Management Projects. Research Report No 1 Task XV of the International Energy Agency Demand Side Management Programme. 2. Aufl. Herausgegeben von Energy Futures Australia Pty Ltd. ieadsm.

Darby, S. (2006)
The effectiveness of feedback on energy consumption. A review for DEFRA of the literature on metering, billing and direct displays, Environmental Change Institute, University of Oxford, Oxford.

E’mobile - Schweizerischer Verband für elektrische und effiziente Strassenfahrzeuge (2011)
Jahresbericht 2010, Bern.

Ecofys, EnCT, BBH (2009)
Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen. Im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen.

Econcept AG, EnCT (2009)
Smart Metering für die Schweiz – Potenziale, Erfolgsfaktoren und Massnahmen für die Steigerung der Energieeffizienz.

EDÖB Eidgenössischer Datenschutz- und Öffentlichkeitsbeauftragter (2011)
Der Einsatz von digitalen Stromzählern.
http://www.edoeb.admin.ch/themen/00794/00819/01713/index.html?lang=de (18.1.2012)

E-Energy (2011)
Smart Watts - Im Internet der Energie. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi). Online im Internet: http://www.smartwatts.de/home.html (31.10.2011).

ERGEG European Regulators' Group for Electricity and Gas (2011)
Summary of Member State experiences on cost benefit analysis (CBA) of smart meters (Stand: Februar 2011).

Europäische Kommission (2009)
Leitlinien zur Folgeabschätzung. SEK(2009) 92

European Commission (2011)
2009-2010 Report on Progress in Creating the Internal Gas and Electricity Market, Technical Annex. Brussels.

Eurostat (2006)
Statistiken zum Stromverbrauch der Privathaushalte und zur Anzahl Hauhalte; Online verfügbar unter (10.9.2009): http://epp.eurostat.ec.europa.eu.

Evens Corentin, Kärkkäinen Seppo (2009)
Pricing models and mechanisms for the promotion of demand side integration. Research Report VTT-R-06388-09.

Faruqui Ahmand, Sergici Sanem (2009)
Household Response to Dynamic Pricing of Electricity. A survey of the experimental evidence. The Brattle Group, Inc. Zuletzt aktualisiert am 10. Januar 2009.

Faruqui, Ahmad; Sergici, Sanem (2008)
The Power of Experimentation. New evidence on residential demand response. The Brattle Group, Inc., zuletzt aktualisiert am 16.05.2008.

Fischer, C. (2008)
Feedback on household electricity consumption: A tool for saving energy? Energy Efficiency 1, 79104.

Frontier economics (2007)
Smart metering. A report prepared for Centrica. London.

Gleerup, M., Larsen, A., Leth-Petersen, S., Togeby, M. (2010)
The Effect of Feedback by Text Message (SMS) and Email on Household Electricity Consumption: Experimental Evidence. The Energy Journal, 31(3), 111–130.

Hugentobler Paul, et al. (2011)
Argumentarium für Realtime-fähige Dienstleistungen im Bereich Smart Metering und Smart Grid.

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.

iit Institut für Innovation und Technik (2010)
Smart Home in Deutschland.

Kaffenberger, P. (2011)
Nachhaltiger Energiekonsum dank Smart Metering-Systmen mit Feedback-Instrumenten, EMBA_BE_11/10.

Kiesling Lynne (2007)
Retail Electricity Deregulation: Prospects and Challenges for Dynamic Pricing and Enabling Technologies. Draft prepared for the Searle Center Annual Review of Regulation.

Klobasa Marian (2007)
Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten. Abhandlung zur Erlangung des Titels Doktor der Wissenschaften der ETH Zürich.

Kück Heike (2009)
Stromfluss und IT: Zwischen Erzeugung und Verbrauch. In Picot A., Neumann K.-H. (Hrsg.): E-Energy. Berlin, S. 95-109.

Little Arthur D. (2011)
Smart Metering vor dem Durchbruch. Energy & Utilities Viewpoint.

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.

OECD, International Energy Agency IEA (2011)
Empowering Customer Choice in Electricity Markets. Information Paper.

Pöyry (2007)
Lastgangmessung versus Standardlastprofile - 2nd Opinion für den VSE.

PwC PricewaterhousCoopers Österreich (2010)
Studie zur Analyse der Kosten-Nutzen einer österreichweiten Einführung von Smart Metering.

Schleich, J., Klobasa, M., Brunner, M., Gölz, S., Götz, K., Sunderer, G. (2011)
Smart metering in Germany and Austria – results of providing feedback information in a field trial, Working Paper Sustainability and Innovation No. S 6.

SenterNovem (2006)
Smart Metering for Households: Cost and Benefits for the Netherlands. Utrecht.

Staake, T. (2012)
The effect of interactive energy efficiency campaigns on electricity consumption, Bits to Energy Lab Working Paper, Zürich.

Swissgrid (2008)
Schnittstellenhandbuch Systemdienstleistungen. V1.2.

Swissgrid (2011)
Grundlagen Systemdienstleistungsprodukte. V6.1.

The Brattle Group (2011)
Energy Efficiency and Demand Response in 2020 – A Survey of Expert Opinion.

U.S. Department of Energy (2006)
Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving them. A Report to the United States Congress Pursuant to Section 1252 of the Energy Policy Act of 2005.

VaasaETT (2011)
The potential of smart meter enabled programs to increase energy and systems efficiency: a mass pilot comparison. Helsinki.

VSE Verband Schweizerischer Elektrizitätunternehmen (2010)
Handbuch Smart Metering CH. Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz, Empfehlungen zum Einsatz von Smart Metering in der Schweiz.

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

Zürcher Kantonalbank (2011)
Umzugsreport 2011. Zürich.

13 Anhang A: Ergänzende Abbildungen Direkte Kosten und Nutzen

13.1 Modellannahmen

Verbreitungsszenarien	Wert	Einheit
Grunddaten		
Stand Bevölkerung 2012	7'988'333	Anzahl
Haushaltgrösse 2012	2.15	Personen / HH
Anzahl Privathaushalte 2012	3'715'506	Anzahl
Anzahl Arbeitsstätten mit Smart Meter	330'000	Anzahl
Anzahl Wohnungen städtisches Gebiet	2'893'741	Anzahl
Anzahl Wohnungen ländliches Gebiet	1'114'610	Anzahl
Anteil Zähler städtisches Gebiet	72%	%
Soziale Diskontrate	2%	%
Anzahl Trafostationen	35'000	Anzahl
Szenario Status quo		
Anzahl Haushaltszähler 2012	4'682'000	Anzahl
Anteil mechanische Zähler 2012	80%	%
Anteil digitale Zähler 2012	20%	%
Erneuerung der mechanischen Zähler bis 2020: Anteil digitale Zähler	67%	%
Szenario Selektive Einführung (20%)		
Anzahl Wechsel zu SM im ersten Jahr	5%	%
Wechselrate zu SM nach Einführung	20%	%
Szenario Flächendeckende Einführung (80%)		
Zielwert Anteil Smart Meter	80%	%
Anteil Smart Meter bei normalem Ersatz	80%	%
Geschwindigkeit flächendeckendes Rollout, Zähler pro Jahr	400'000	Anzahl
Anteil hybride Rundsteuerungsmodule an neuen Modulen	50%	%

Kosten

Investitionskosten	Wert	Einheit
Gerätekosten dezentral		
Mechanischer Zähler	80	CHF
Digitaler Zähler	105	CHF
Smart Meter PLC mit M-Bus		
- Szenario Selektive Einführung	115	CHF
- Szenario Flächendeckende Einführung	105	CHF
Smart Meter GPRS mit M-Bus		
- Szenario Selektive Einführung	145	CHF
- Szenario Flächendeckende Einführung	140	CHF

Anteil Smart Meter PLC mit M-Bus	70%	%
Datenkonzentrator mit GPRS Kommunikation	1'000	CHF
Anzahl Datenkonzentratoren pro Smart Meter PLC	0.002	
Inhome Display inkl. Gateway	90	CHF
Rundsteuerungsmodul traditionell	110	CHF
Rundsteuerungsmodul hybrid	160	CHF
Rundsteuerungsmodul Smart Meter	160	CHF
- Szenario Selektive Einführung	155	CHF
- Szenario Flächendeckende Einführung	145	CHF
Haushalte pro Rundsteuerungsmodul Stadt	4	Anzahl
Haushalte pro Rundsteuerungsmodul Land	1.5	Anzahl
Gas-Messmodul mit M-Bus Anbindung	20	CHF
Wasser-Messmodul mit M-Bus Anbindung	20	CHF
Preisentwicklung elektronische Geräte pro Jahr	-3%	%
Lebensdauer		
Zähler mechanisch	30	Jahre
Zähler digital	18	Jahre
Zähler Smart Meter PLC und GPRS	18	Jahre
Rundsteuerung; für alle Typen	30	Jahre
Datenkonzentrator mit GPRS Kommunikation	18	Jahre
Inhome Display inkl. Gateway	10	Jahre
Installationskosten		
Mechanische und digitale Zähler		
Stadt, selektiv	150	CHF
Stadt, flächendeckend	100	CHF
Land, selektiv	200	CHF
Land, flächendeckend	160	CHF
Ersatz der Rundsteuerung	200	CHF
Smart Meter		
Stadt, selektiv	180	CHF
Stadt, flächendeckend	130	CHF
Land, selektiv	230	CHF
Land, flächendeckend	190	CHF
Datenkonzentrator mit GPRS Kommunikation	350	CHF
Sim-Karte und einmalige Aufschaltgebühr GPRS	3	CHF
Anteil Datenkonzentratoren mit GPRS	50%	%
Inhome Display inkl. Gateway	20	CHF
Gas- oder Wasser-Messmodul mit M-Bus Anbindung	20	CHF
Marketing Smart Meter pro Smart Meter Kunde	1.5	CHF
Zentrale Infrastruktur		
Projektmanagement		
- Szenario Selektive Einführung	2'500'000	CHF

- Szenario Flächendeckende Einführung	8'000'000	CHF
Weiterbildung		
- Szenario Selektive Einführung	1'000'000	CHF
- Szenario Flächendeckende Einführung	4'000'000	CHF
Dauer der Aufrüstung	5	Jahre
Hardware		
- Szenario Selektive Einführung	82'500'000	CHF
- Szenario Flächendeckende Einführung	255'000'000	CHF
Software		
- Szenario Selektive Einführung	7'500'000	CHF
- Szenario Flächendeckende Einführung	25'000'000	CHF
Betriebskosten		
Lohnentwicklung pro Jahr	0.71%	%
Entwicklung Kommunikationskosten pro Jahr	-5%	%
Dezentral		
Eigenverbrauch mechanische Zähler	26	kWh/Jahr
Eigenverbrauch digitale Zähler	13	kWh/Jahr
Eigenverbrauch Smart Meter bis 2019	25	kWh/Jahr
Eigenverbrauch Smart Meter ab 2020	20	kWh/Jahr
Eigenverbrauch Inhome Display	30	kWh/Jahr
Kundensupport traditionelle Zähler	0.03	h/Jahr
Kundensupport Smart Meter	0.01	h/Jahr
Kosten Kundensupport	100	CHF/h
Sicherheit und Datenschutz bis 500'000 Smart Meter	150'000	CHF
Sicherheit und Datenschutz ab 500'000 Smart Meter	300'000	CHF
Lizenz-, Wartungs- und Supportkosten für Software	20%	%
Ablesekostem		
Ablesekosten mechanische Zähler		
Stadt	4.00	CHF
Land	6.50	CHF
Ablesekosten digitale Zähler		
Stadt	3.50	CHF
Land	5.50	CHF
Kommunikationskosten		
Datenübertragung PLC, bestehende Verbindungen	0	CHF
Anteil Datenkonzentratoren mit GPRS Verbindung	50%	%
Jährliche SIM-Netznutzungskosten pro Gerät bei		
- Szenario Selektive Einführung	3.9	CHF
- Szenario Flächendeckende Einführung	3	CHF
Jährliche Übertragungskosten pro Gerät bei 15-Minuten-Takt	3.5	CHF
Jährliche Übertragungskosten pro Gerät bei 1 Mal pro Tag	0.04	CHF

Rechungsstellung (exkl. Ablesekosten)		
Privatkunden, Land	24	CHF
Privatkunden, Stadt	18	CHF
KMU	63	CHF
Effizienzsteigerung des Rechnungsprozesses pro Jahr	-3%	%
Umzugsprozess		
ohne Smart Meter - Stadt	54	CHF
ohne Smart Meter - Land	72	CHF
mit Smart Meter - Stadt	18	CHF
mit Smart Meter - Land	24	CHF
Umzugshäufigkeit Stadt	14%	%
Umzugshäufigkeit Land	7%	%
Zusatzkosten "Plus-Szenarien"		
Kundenschreiben	1.5	CHF
Online-Effizienzkampagne / Portal	4.0	CHF
Anteil Online-Portal Szenario Status quo+	10%	%
Optimierung der Rundsteuerung	0	CHF
Einmalige zusätzliche Kosten pro Kunde mit dynamischen Tarifen	20	CHF
Zusätzliche Softwarekosten bei dynamischen Tarifen	0	CHF
Anteil Kunden mit dynamischen Tarifen bei Szenario Flächende-ckende Einführung +	20%	

13.2 Entwicklung der Anzahl Zähler

Abbildung 13-1: Entwicklung der Anzahl Zähler im Szenario „Status quo“

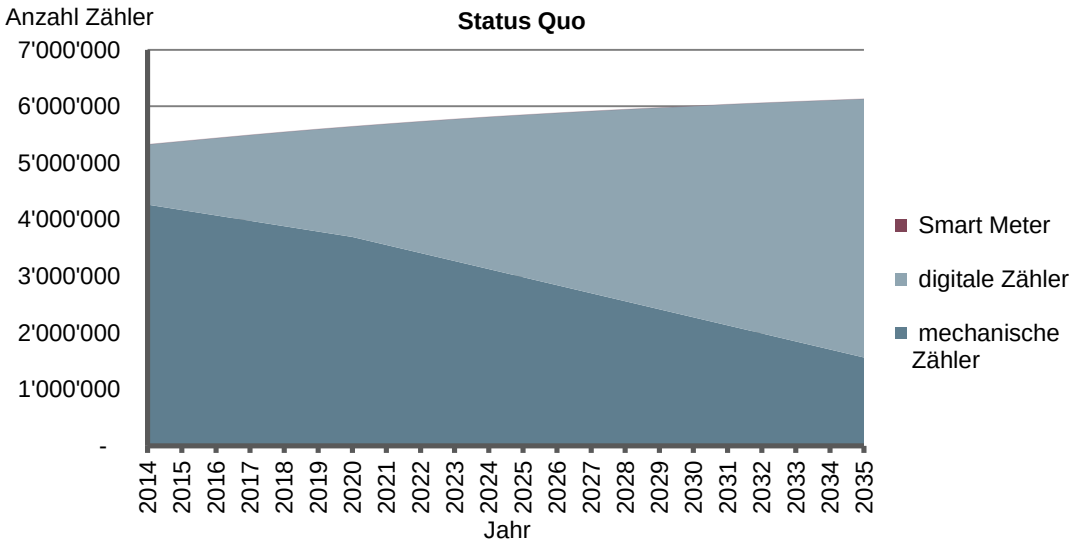


Abbildung 13-2: Entwicklung der Anzahl Zähler im Szenario „Selektive Einführung“

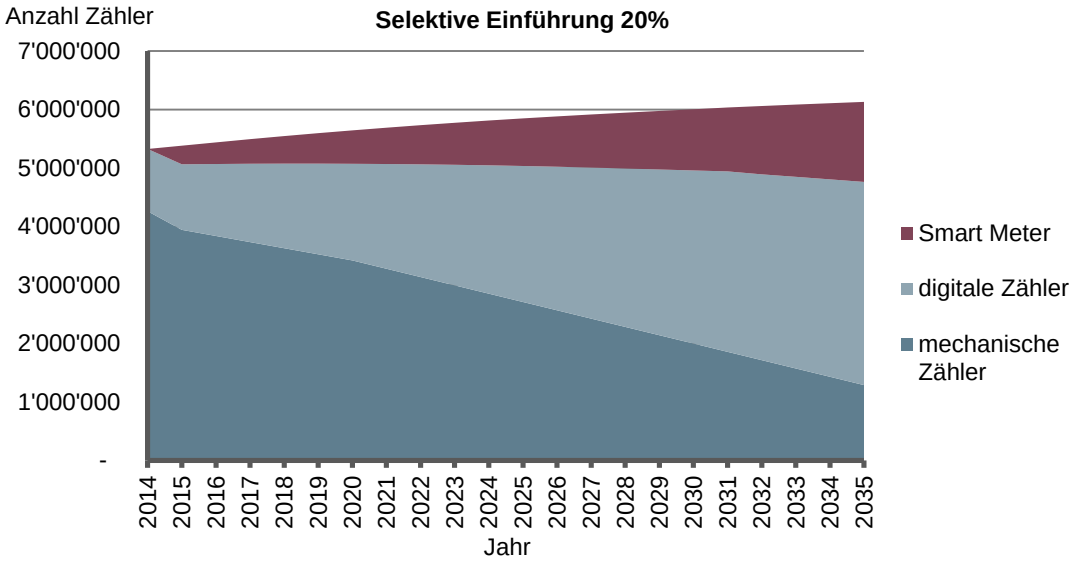
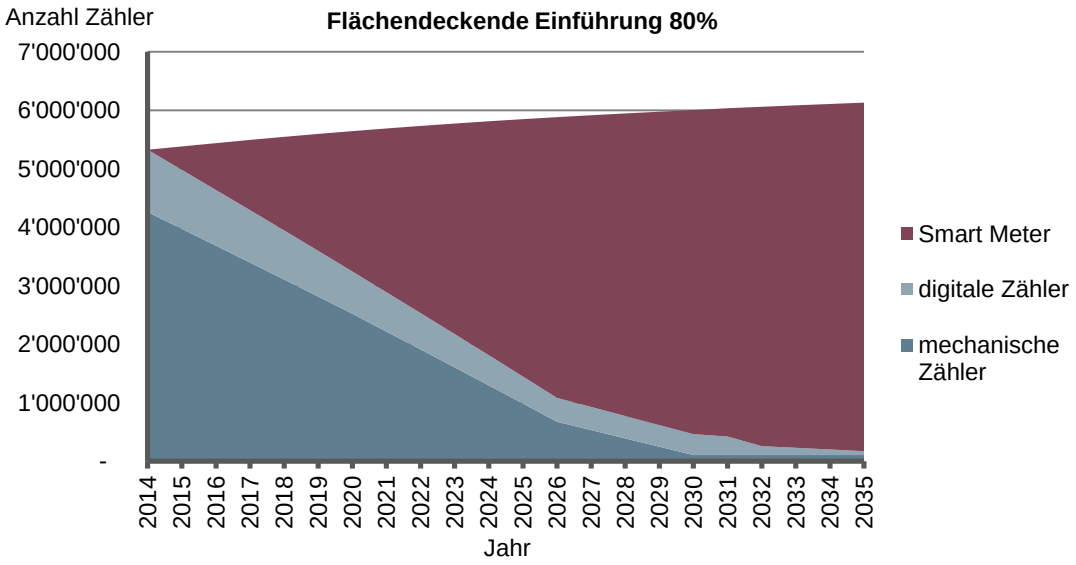


Abbildung 13-3: Entwicklung der Anzahl Zähler im Szenario „Flächendeckende Einführung“



13.3 Cash-Flow-Betrachtung

Abbildung 13-4: Total Direkte Kosten: Cash-Flow im Szenario „Status quo“

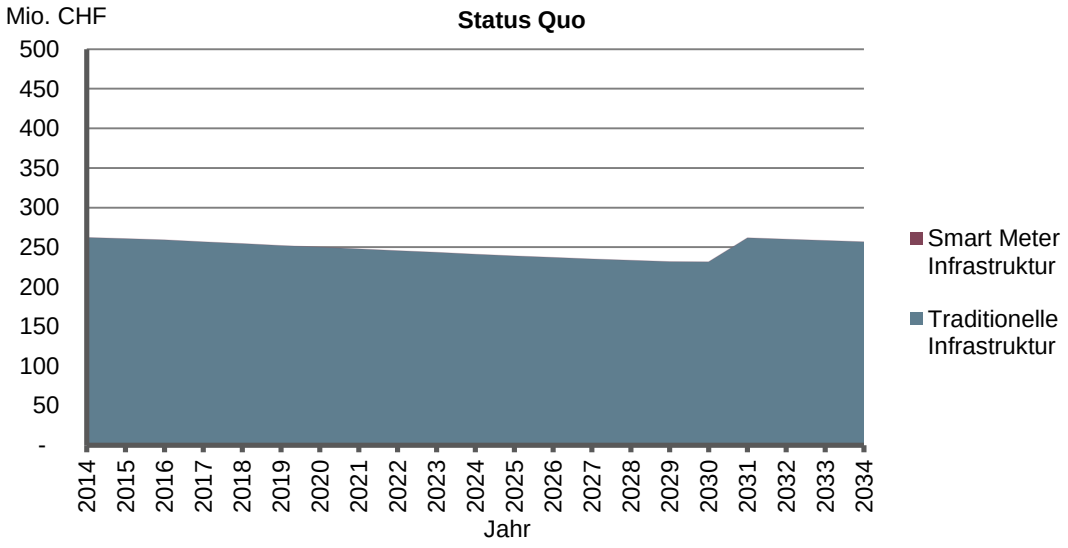


Abbildung 13-5: Total Direkte Kosten: Cash-Flow im Szenario „Selektive Einführung“

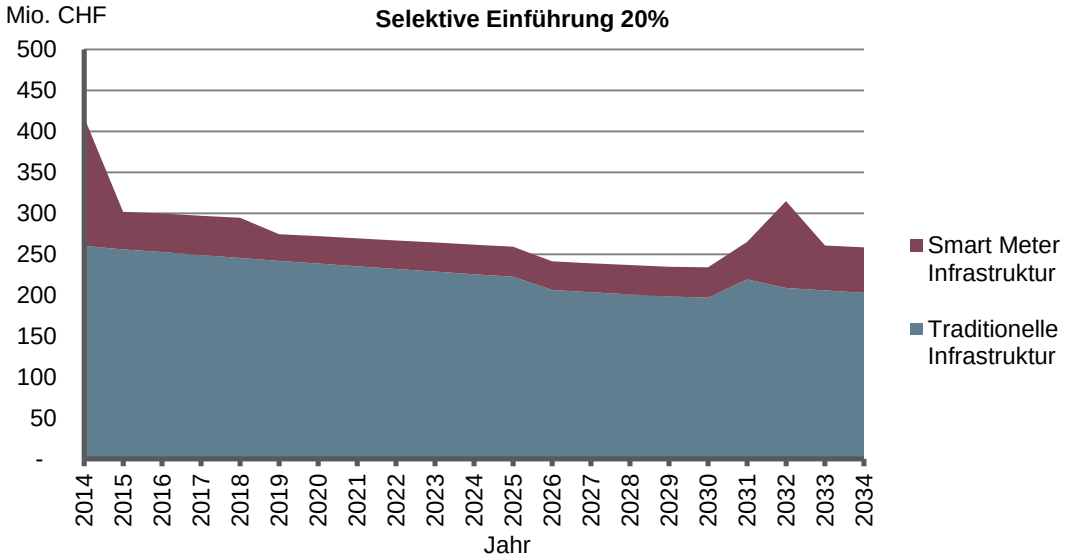


Abbildung 13-6: Total Direkte Kosten: Cash-Flow im Szenario „Flächendeckende Einführung“

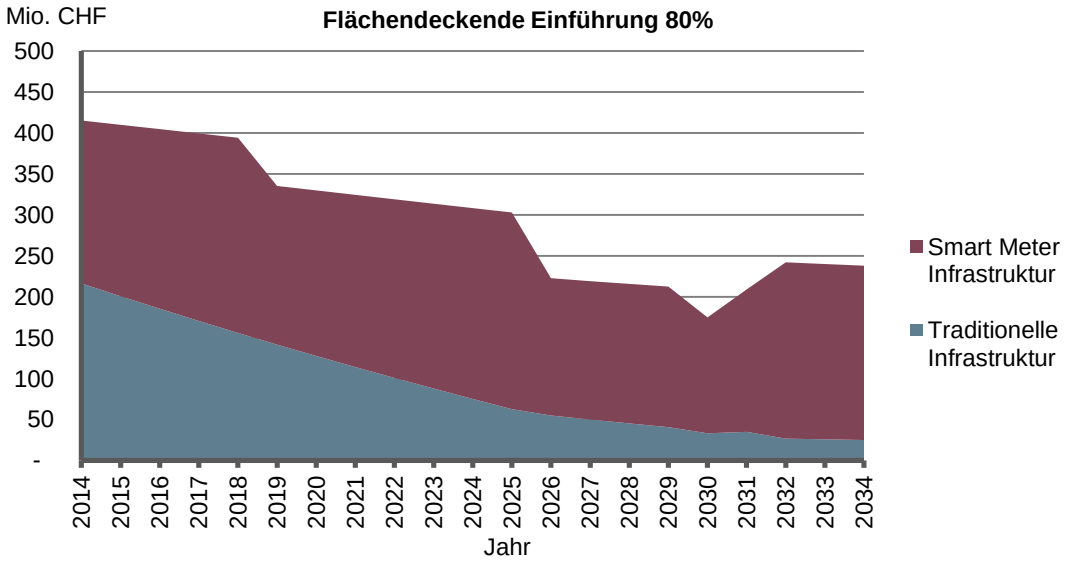


Abbildung 13-7: Investitionskosten: Cash-Flow im Szenario „Status quo“

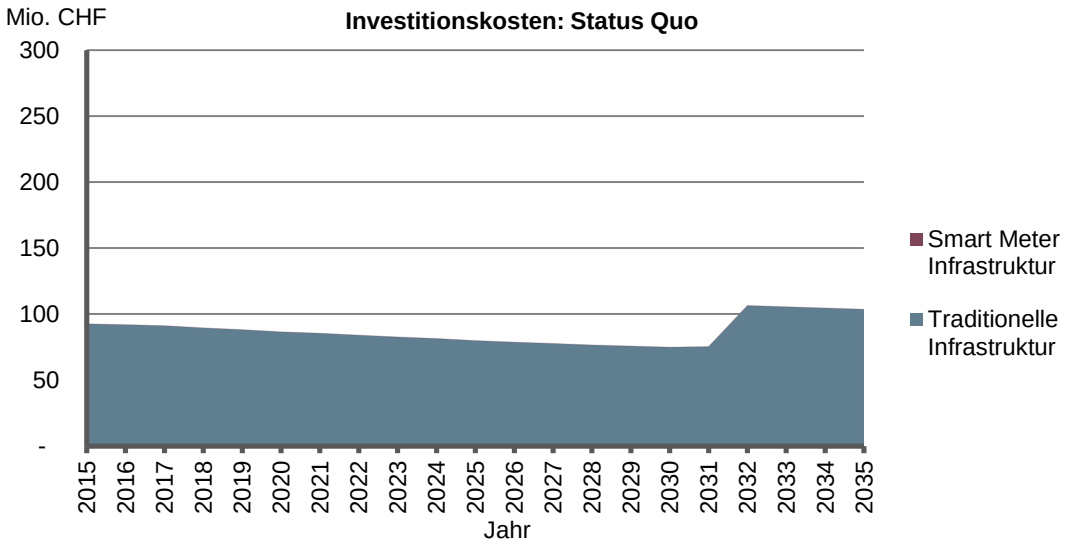


Abbildung 13-8: Investitionskosten: Cash-Flow im Szenario „Selektive Einführung“

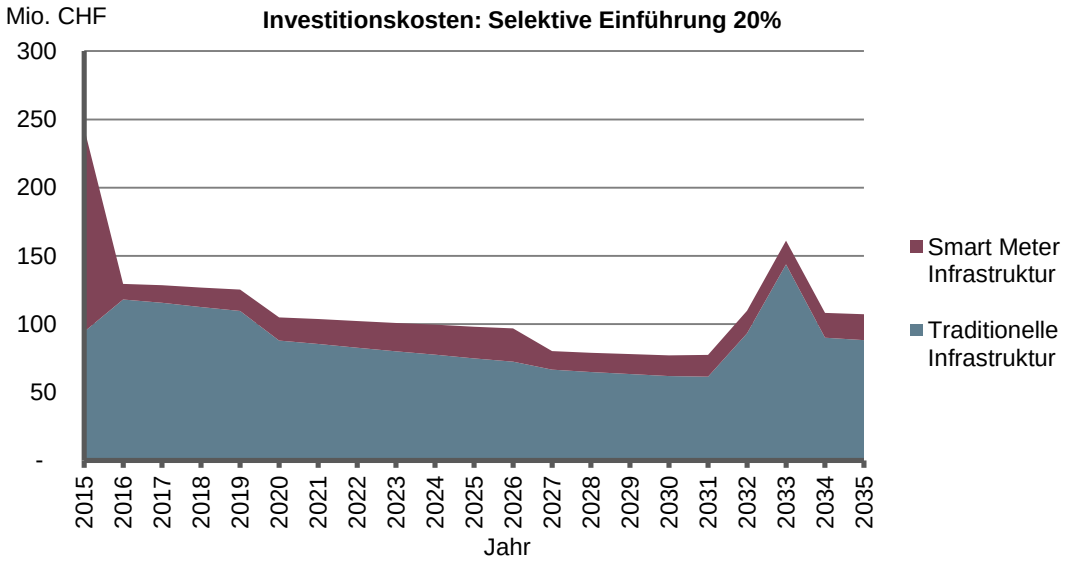


Abbildung 13-9: Investitionskosten: Cash-Flow im Szenario „Flächendeckende Einführung“

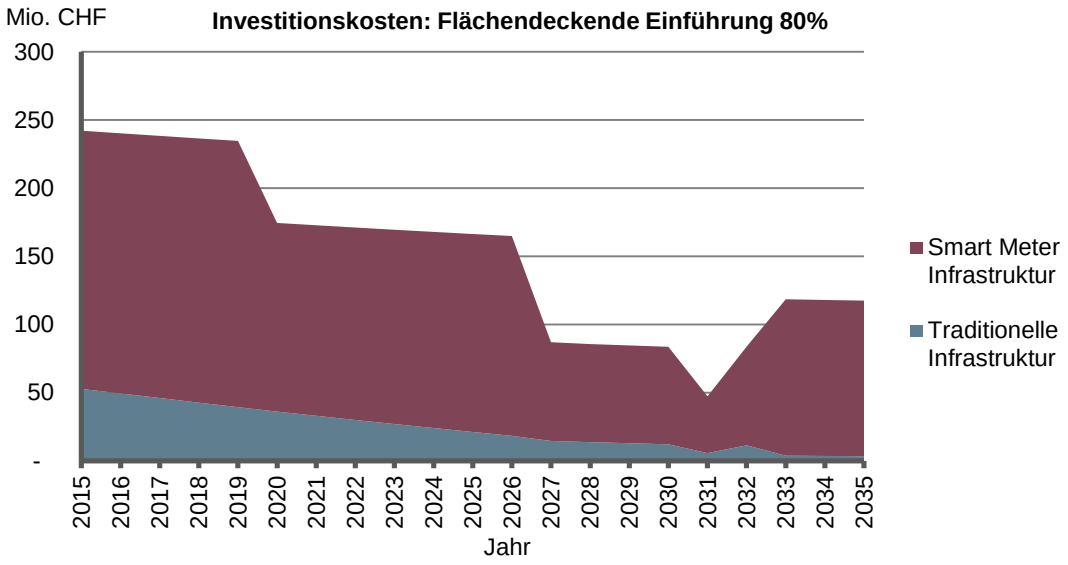


Abbildung 13-10: Betriebskosten: Cash-Flow im Szenario „Status quo“

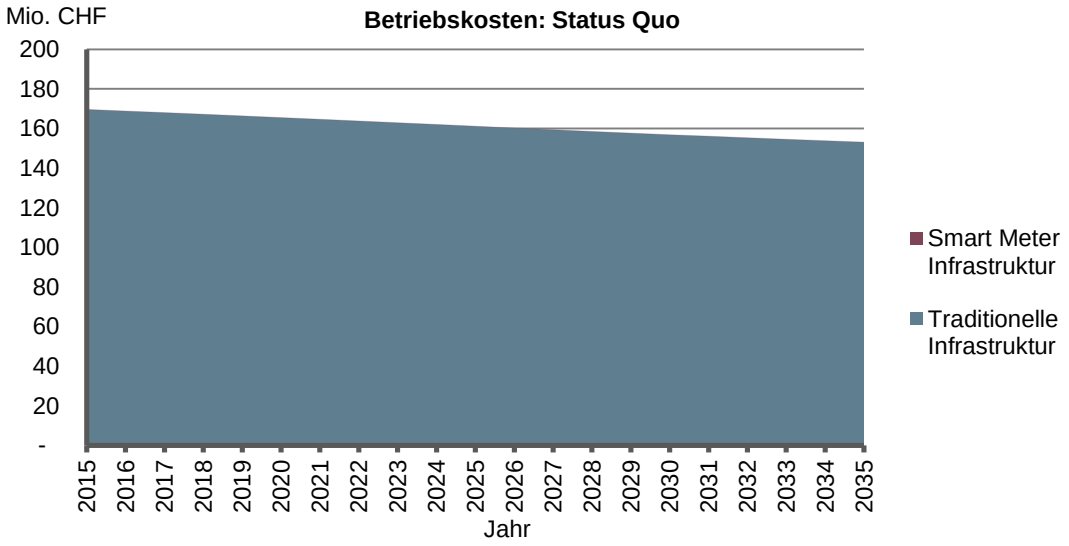


Abbildung 13-11: Betriebskosten: Cash-Flow im Szenario „Selektive Einführung“

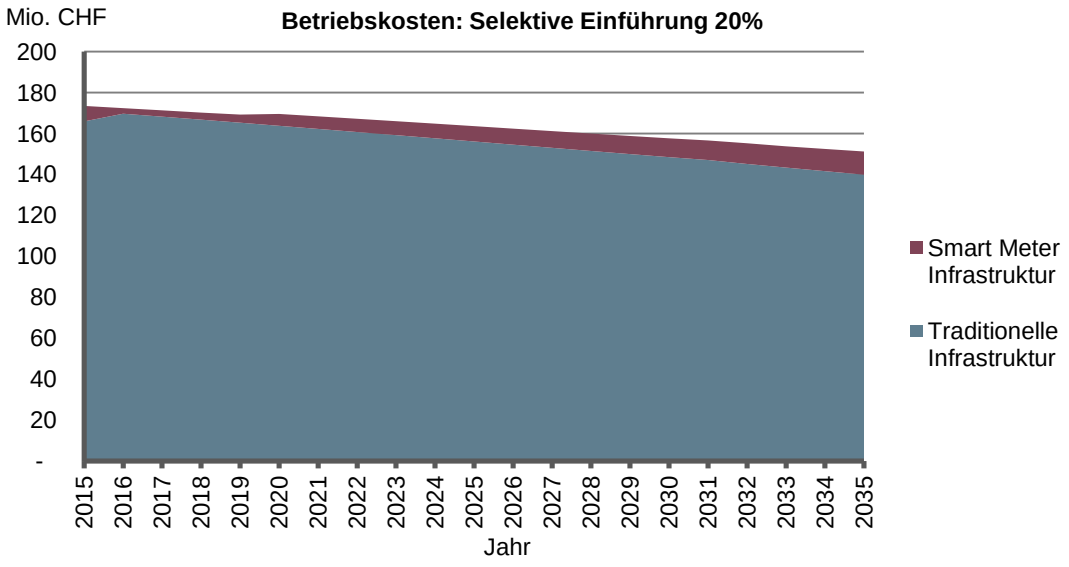
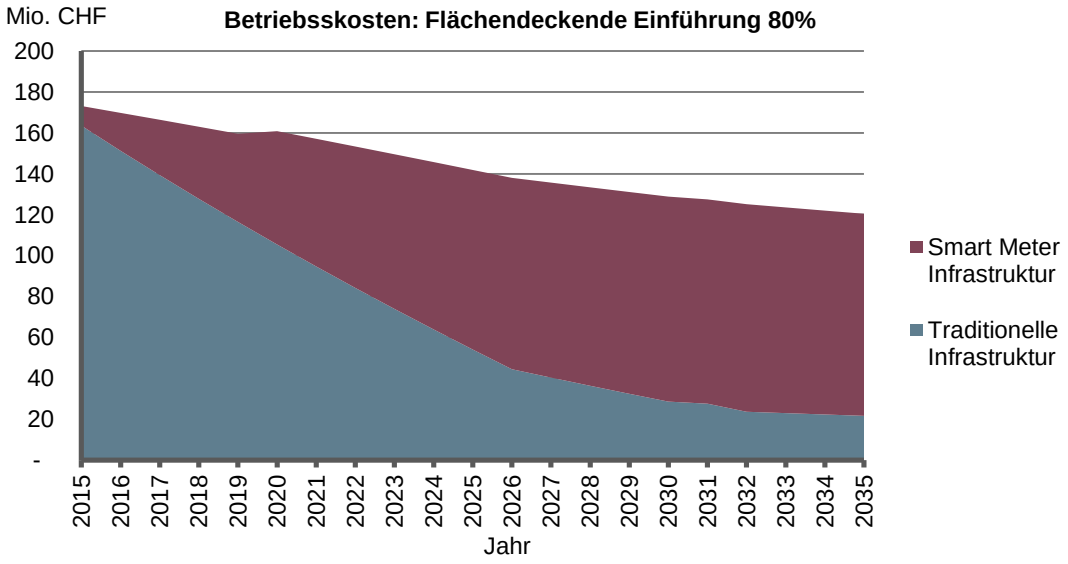


Abbildung 13-12: Betriebskosten: Cash-Flow im Szenario „Flächendeckende Einführung“



14 Anhang B: Berechnungstabellen und Detailresultate Direkte Kosten und Nutzen

14.1 Berechnung Mengengerüst

Nachfolgend finden sich die Detailannahmen und Berechnungen zum Mengengerüst:

Abbildung 14-1: Rahmenentwicklung alle Szenarien (Kapitel 6)

Abbildung 14-2: Mengengerüst Szenario „Status Quo“ (Kapitel 6)

Abbildung 14-3: Mengengerüst Szenario „selektive Einführung“ (Kapitel 6)

Abbildung 14-4: Mengengerüst Szenario „flächendeckende Einführung“ (Kapitel 6)

Abbildung 14-1: Rahmenentwicklung alle Szenarien (Kapitel 6)

Rahmenentwicklung	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Bevölkerung (Szenario A-00-2010) [in 1'000]	8'102	8'155	8'207	8'260	8'310	8'357	8'402	8'445	8'486	8'525	8'561	8'596	8'628	8'659	8'687	8'714	8'738	8'761	8'783	8'802	8'821	8'838
Haushaltgrösse (gemäss Szenario AM-00-2005)	2.13	2.12	2.11	2.10	2.09	2.08	2.08	2.07	2.06	2.06	2.05	2.04	2.04	2.04	2.03	2.03	2.02	2.02	2.01	2.01	2.00	2.00
Anzahl Haushalte [in 1'000]	3'806	3'849	3'891	3'934	3'974	4'012	4'048	4'083	4'116	4'147	4'177	4'204	4'230	4'255	4'278	4'301	4'322	4'346	4'365	4'384	4'402	4'419
Reale Preisentwicklung: Multiplikator für Gerätekosten	0.94	0.91	0.89	0.86	0.83	0.81	0.78	0.76	0.74	0.72	0.69	0.67	0.65	0.63	0.61	0.60	0.58	0.56	0.54	0.53	0.51	0.50
Reale Preisentwicklung: Multiplikator für Rechnungsstellungskoste	0.94	0.91	0.89	0.86	0.83	0.81	0.78	0.76	0.74	0.72	0.69	0.67	0.65	0.63	0.61	0.60	0.58	0.56	0.54	0.53	0.51	0.50
Reale Preisentwicklung: Multiplikator für Lohnkosten	1.01	1.02	1.03	1.04	1.04	1.05	1.06	1.07	1.07	1.08	1.09	1.10	1.10	1.11	1.12	1.13	1.14	1.14	1.15	1.16	1.17	1.18
Reale Preisentwicklung: Multiplikator für Kommunikationskosten	1.00	0.95	0.90	0.86	0.81	0.77	0.74	0.70	0.66	0.63	0.60	0.57	0.54	0.51	0.49	0.46	0.44	0.42	0.40	0.38	0.36	0.34
Anzahl Arbeitsstätten mit normalen Smart Metern [in 1'000]	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
Anzahl Zähler im Haushaltsbereich [in 1'000]	4'998	5'054	5'110	5'165	5'218	5'268	5'315	5'361	5'404	5'445	5'484	5'520	5'555	5'587	5'618	5'647	5'676	5'707	5'732	5'756	5'780	5'802
Anzahl Zähler Total [in 1'000]	5'328	5'384	5'440	5'495	5'548	5'598	5'645	5'691	5'734	5'775	5'814	5'850	5'885	5'917	5'948	5'977	6'006	6'037	6'062	6'086	6'110	6'132

Abbildung 14-2: Mengengerüst Szenario „Status Quo“ (Kapitel 6), in 1‘000

Status quo [Zahlen in 1'000]	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2031**	**2032**	**2033**	**2034**	**2035**
Anzahl Zähler Total	5'328	5'384	5'440	5'495	5'548	5'598	5'645	5'691	5'734	5'775	5'814	5'850	5'885	5'917	5'948	5'977	6'006	6'037	6'062	6'086	6'110	6'132
mechanische Zähler	4'262	4'167	4'072	3'977	3'881	3'786	3'691	3'549	3'407	3'265	3'123	2'981	2'839	2'696	2'554	2'412	2'270	2'128	1'986	1'844	1'702	1'560
digitale Zähler	1'066	1'217	1'368	1'519	1'667	1'812	1'954	2'142	2'327	2'510	2'692	2'870	3'046	3'221	3'393	3'565	3'735	3'909	4'076	4'242	4'408	4'573
Smart Meter	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
davon Smart Meter PLC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
davon Smart Meter GPRS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Anteil Smart Meter	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Zähler, die ersetzt werden müssen nach Ablauf der Lebensdauer																						
mechanische Zähler	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142
digitale Zähler	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	210	210	210	210
Smart Meter	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ersatz durch:																						
mechanische Zähler -> 30% mechanischer Zähler bis 2020	47	47	47	47	47	47	47	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
mechanische Zähler -> 70% digitale Zähler bis 2020	95	95	95	95	95	95	95	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142
mechanische Zähler -> Smart Meter	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
digitale Zähler -> digitale Zähler	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	210	210	210	210
digitale Zähler -> Smart Meter	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Smart Meter -> Smart Meter	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Neue Zähler																						
digitale Zähler	56	56	56	56	53	50	47	46	43	41	39	36	34	33	31	30	28	31	25	24	23	23
Smart Meter	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Vorzeitiger Ersatz von:																						
mechanische Zähler	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
digitale Zähler	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eigenverbrauch Zähler in kWh																						
mechanische Zähler	110'814	108'339	105'864	103'389	100'914	98'440	95'965	92'271	88'577	84'883	81'190	77'496	73'802	70'108	66'414	62'721	59'027	55'333	51'639	47'945	44'252	40'558
digitale Zähler	13'852	15'818	17'784	19'744	21'665	23'556	25'408	27'848	30'256	32'635	34'990	37'307	39'598	41'868	44'114	46'346	48'561	50'811	52'986	55'149	57'301	59'443
Smart Meter	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Anzahl Datenkonzentratoren		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Anzahl neue Datenkonzentratoren		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Erneuerung Datenkonzentratoren		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Anzahl Rundsteuerungsmodule																						
Rundsteuerungsmodule Stadt	962	972	982	992	1'001	1'010	1'019	1'027	1'035	1'042	1'049	1'056	1'062	1'068	1'073	1'079	1'084	1'090	1'094	1'098	1'103	1'107
normaler Ersatz traditionelle Module -> traditionelle Module	0	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32
normaler Ersatz traditionelle Module -> hybride Module	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
vorzeitiger Ersatz traditionelle Module -> SM-Module	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
neue Module: traditionelle Module	0	10	10	10	9	9	9	8	8	7	7	7	6	6	6	5	5	6	5	4	4	4
Rundsteuerungsmodule Land	988	998	1'008	1'019	1'028	1'038	1'047	1'055	1'063	1'071	1'078	1'085	1'091	1'097	1'103	1'108	1'113	1'119	1'124	1'128	1'133	1'137
normaler Ersatz traditionelle Module -> traditionelle Module	0	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33
normaler Ersatz traditionelle Module -> hybride Module	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
vorzeitiger Ersatz traditionelle Module -> SM-Module	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
neue Module: traditionelle Module	0	10	10	10	10	9	9	8	8	8	7	7	6	6	6	5	5	6	5	5	4	4

Abbildung 14-3: Mengengerüst Szenario „selektive Einführung“ (Kapitel 6), in 1‘000

Selektive Einführung 20% [Zahlen in 1'000]		**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2031**	**2032**	**2033**	**2034**	**2035**
Anzahl Zähler Total	5'328	5'384	5'440	5'495	5'548	5'598	5'645	5'691	5'734	5'775	5'814	5'850	5'885	5'917	5'948	5'977	6'006	6'037	6'062	6'086	6'110	6'132
mechanische Zähler	4'262	3'944	3'840	3'735	3'631	3'526	3'422	3'280	3'137	2'995	2'853	2'711	2'569	2'427	2'285	2'143	2'001	1'859	1'717	1'575	1'433	1'291
digitale Zähler	1'066	1'121	1'231	1'339	1'446	1'550	1'652	1'791	1'927	2'062	2'195	2'325	2'455	2'582	2'709	2'834	2'959	3'085	3'177	3'277	3'375	3'474
Smart Meter	0	318	369	421	471	522	571	621	670	718	766	814	861	908	954	1'000	1'046	1'093	1'168	1'235	1'302	1'368
davon Smart Meter PLC	0	222	259	294	330	365	400	435	469	503	536	570	603	635	668	700	732	765	818	865	911	958
davon Smart Meter GPRS	0	95	111	126	141	157	171	186	201	215	230	244	258	272	286	300	314	328	350	371	391	411
Anteil Smart Meter	0%	6%	7%	8%	8%	9%	10%	11%	12%	12%	13%	14%	15%	15%	16%	17%	17%	18%	19%	20%	21%	22%
"normaler" Ersatz nach Ablauf der Lebensdauer																						
mechanische Zähler	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142
digitale Zähler	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	210	168	168	168
Smart Meter	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	318	51	51
Ersatz durch:																						
mechanische Zähler -> 30% mechanischer Zähler bis 2020	47	38	38	38	38	38	38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
mechanische Zähler -> 70% digitale Zähler bis 2020	95	76	76	76	76	76	76	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114
mechanische Zähler -> Smart Meter	0	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28
digitale Zähler -> digitale Zähler	59	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	168	135	135	134
digitale Zähler -> Smart Meter	0	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	42	34	34	34
Smart Meter -> Smart Meter	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	318	51	51
Neue Zähler																						
digitale Zähler	56	45	45	44	42	40	38	37	35	33	31	29	27	26	25	24	23	25	20	19	19	18
Smart Meter	0	11	11	11	11	10	9	9	9	8	8	7	7	7	6	6	6	6	5	5	5	5
Vorzeitiger Ersatz von:																						
mechanische Zähler	0	213	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
digitale Zähler	0	53	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eigenverbrauch Zähler in kWh																						
mechanische Zähler	110'814	102'554	99'836	97'117	94'399	91'680	88'961	85'268	81'574	77'880	74'186	70'492	66'799	63'105	59'411	55'717	52'023	48'330	44'636	40'942	37'248	33'554
digitale Zähler	13'852	14'579	15'997	17'411	18'794	20'153	21'480	23'279	25'052	26'800	28'531	30'230	31'909	33'572	35'214	36'846	38'464	40'110	41'303	42'595	43'879	45'156
Smart Meter	0	7'946	9'233	10'517	11'786	13'044	14'038	15'026	16'003	16'972	17'934	18'883	19'825	20'760	21'688	22'611	23'530	24'459	25'970	25'720	26'798	27'872
Anzahl Datenkonzentratoren	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
Anzahl neue Datenkonzentratoren	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Erneuerung Datenkonzentratoren	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Anzahl Rundsteuerungsmodule																						
Rundsteuerungsmodule Stadt	962	972	982	992	1'001	1'010	1'019	1'027	1'035	1'042	1'049	1'056	1'062	1'068	1'073	1'079	1'084	1'090	1'094	1'098	1'103	1'107
normaler Ersatz traditionelle Module -> traditionelle Module	0	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
normaler Ersatz traditionelle Module -> hybride Module	0	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
vorzeitiger Ersatz traditionelle Module -> SM-Module	0	57	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
neue Module: hybride Module	0	10	10	10	9	9	9	8	8	7	7	7	6	6	6	5	5	6	5	4	4	4
Rundsteuerungsmodule Land	988	998	1'008	1'019	1'028	1'038	1'047	1'055	1'063	1'071	1'078	1'085	1'091	1'097	1'103	1'108	1'113	1'119	1'124	1'128	1'133	1'137
normaler Ersatz traditionelle Module -> traditionelle Module	0	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
normaler Ersatz traditionelle Module -> hybride Module	0	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
vorzeitiger Ersatz traditionelle Module -> SM-Module	0	59	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
neue Module: hybride Module	0	10	10	10	10	9	9	8	8	8	7	7	6	6	6	5	5	6	5	5	4	4

Abbildung 14-4: Mengengerüst Szenario „flächendeckende Einführung“ (Kapitel 6)

Flächendeckende Einführung 80% [Zahlen in 1'000]		**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2031**	**2032**	**2033**	**2034**	**2035**
Anzahl Zähler Total	5'328	5'384	5'440	5'495	5'548	5'598	5'645	5'691	5'734	5'775	5'814	5'850	5'885	5'917	5'948	5'977	6'006	6'037	6'062	6'086	6'110	6'132
mechanische Zähler	4'262	3'974	3'686	3'398	3'107	2'816	2'522	2'218	1'912	1'605	1'297	987	676	534	391	249	107	107	107	107	107	107
digitale Zähler	1'066	1'010	954	898	840	782	723	673	622	570	517	463	409	396	384	371	357	316	153	124	95	66
Smart Meter		400	800	1'200	1'600	2'000	2'400	2'800	3'200	3'600	4'000	4'400	4'800	4'987	5'173	5'357	5'541	5'613	5'802	5'855	5'907	5'959
davon Smart Meter PLC		280	560	840	1'120	1'400	1'680	1'960	2'240	2'520	2'800	3'080	3'360	3'491	3'621	3'750	3'879	3'929	4'061	4'098	4'135	4'171
davon Smart Meter GPRS		120	240	360	480	600	720	840	960	1'080	1'200	1'320	1'440	1'496	1'552	1'607	1'662	1'684	1'741	1'756	1'772	1'788
Anteil Smart Meter	0%	7%	15%	22%	29%	36%	43%	49%	56%	62%	69%	75%	82%	84%	87%	90%	92%	93%	96%	96%	97%	97%
"normaler" Ersatz nach Ablauf der Lebensdauer																						
mechanische Zähler	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	0	0	0	0	0
digitale Zähler	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	210	42	42	42
Smart Meter		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	400	400
Ersatz durch:																						
mechanische Zähler -> 30% mechanischer Zähler bis 2020	47	9	9	9	9	9	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
mechanische Zähler -> 70% digitale Zähler bis 2020	95	19	19	19	19	19	19	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	0	0	0	0	0
mechanische Zähler -> Smart Meter		114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	0	0	0	0	0
digitale Zähler -> digitale Zähler	59	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	42	8	8	8
digitale Zähler -> Smart Meter		47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	168	34	34	34
Smart Meter -> Smart Meter		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	400	400
Neue Zähler																						
digitale Zähler	56	11	11	11	11	10	9	9	9	8	8	7	7	7	6	6	6	6	5	5	5	5
Smart Meter		45	45	44	42	40	38	37	35	33	31	29	27	26	25	24	23	25	20	19	19	18
Vorzeitiger Ersatz von:																						
mechanische Zähler -> Smart Meter		155	155	156	158	159	161	162	164	165	166	168	169	0	0	0	0	0	0	0	0	0
digitale Zähler -> Smart Meter		39	39	39	39	40	40	40	41	41	42	42	42	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eigenverbrauch Zähler in kWh																						
mechanische Zähler	1'108'14	103'326	95'838	88'341	80'795	73'211	65'576	57'671	49'725	41'741	33'727	25'663	17'567	13'873	10'179	6'485	2'791	2'791	2'791	2'791	2'791	2'791
digitale Zähler	13'852	13'125	12'397	11'668	10'924	10'170	9'402	8'748	8'082	7'406	6'722	6'023	5'315	5'154	4'987	4'818	4'646	4'110	1'987	1'612	1'236	858
Smart Meter		10'000	20'000	30'000	40'000	50'000	58'000	66'000	74'000	82'000	90'000	98'000	106'000	109'742	113'453	117'147	120'821	122'263	126'035	125'097	124'146	123'182
Anzahl Datenkonzentratoren		1	1.12	1.68	2.24	2.80	3.36	3.92	4.48	5.04	5.60	6.16	6.72	6.98	7.24	7.50	7.76	7.86	8.12	8.20	8.27	8.34
Anzahl neue Datenkonzentratoren		1	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.26	0.26	0.26	0.26	0.10	0.26	0.07	0.07	0.07
Erneuerung Datenkonzentratoren		0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.56	0.56	0.56
Anzahl Rundsteuerungsmodule																						
Rundsteuerungsmodule Stadt	962	972	982	992	1'001	1'010	1'019	1'027	1'035	1'042	1'049	1'056	1'062	1'068	1'073	1'079	1'084	1'090	1'094	1'098	1'103	1'107
normaler Ersatz traditionelle Module -> traditionelle Module		16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
normaler Ersatz traditionelle Module -> hybride Module		16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
vorzeitiger Ersatz traditionelle Module -> SM-Module		35	35	35	36	36	36	37	37	37	37	38	38	0	0	0	0	0	0	0	0	0
neue Module: hybride Module		10	10	10	9	9	9	8	8	7	7	7	6	6	6	5	5	6	5	4	4	4
Rundsteuerungsmodule Land	988	998	1'008	1'019	1'028	1'038	1'047	1'055	1'063	1'071	1'078	1'085	1'091	1'097	1'103	1'108	1'113	1'119	1'124	1'128	1'133	1'137
normaler Ersatz traditionelle Module -> traditionelle Module		17	17	17	17	17	17	18	18	18	18	18	18	18	18	18	19	19	19	19	19	19
normaler Ersatz traditionelle Module -> hybride Module		17	17	17	17	17	17	18	18	18	18	18	18	18	18	18	19	19	19	19	19	19
vorzeitiger Ersatz traditionelle Module -> SM-Module		36	36	36	37	37	37	38	38	38	39	39	39	0	0	0	0	0	0	0	0	0
neue Module: hybride Module		10	10	10	10	9	9	8	8	8	7	7	6	6	6	5	5	6	5	5	4	4

14.2 Berechnung Wertgerüst

Nachfolgend finden sich die Detailannahmen und Berechnungen zum Wertgerüst:

Abbildung 14-5: Wertgerüst Szenario „Status Quo“ - Investitionskosten (Kapitel 6)

Abbildung 14-6: Wertgerüst Szenario „Status Quo“ - Betriebskosten (Kapitel 6), in 1‘000 CHF

Abbildung 14-7: Wertgerüst Szenario „selektive Einführung“ - Investitionskosten, in 1‘000 CHF

Abbildung 14-8: Wertgerüst Szenario „selektive Einführung“ - Betriebskosten, in 1‘000 CHF

Abbildung 14-9: Wertgerüst Szenario „Flächendeckende Einführung“ - Investitionskosten, in 1‘000 CHF

Abbildung 14-10: Wertgerüst Szenario „Flächendeckende Einführung“ - Betriebskosten, in 1‘000 CHF

Abbildung 14-5: Wertgerüst Szenario „Status Quo“ - Investitionskosten (Kapitel 6), in 1‘000 CHF

"Status Quo" - Investitionskosten	NBW 2015	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Total Investitionskosten [in 1'000 CHF]	**1'481'848**	**92'609**	**91'976**	**91'216**	**89'559**	**88'197**	**86'568**	**85'497**	**84'039**	**82'658**	**81'489**	**79'929**	**78'730**	**77'720**	**76'594**	**75'787**	**74'934**	**75'378**	**106'498**	**105'540**	**104'619**	**103'669**
Gerätekosten dezentrale Infrastruktur	**472'354**	**33'326**	**32'711**	**32'063**	**31'114**	**30'288**	**29'389**	**28'693**	**27'815**	**26'981**	**26'233**	**25'378**	**24'656**	**24'009**	**23'340**	**22'783**	**22'224**	**22'061**	**29'734**	**28'998**	**28'289**	**27'590**
Mechanische Zähler	21'009	3'751	3'751	3'751	3'751	3'751	3'751	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Digitale Zähler	302'620	20'171	19'559	18'929	18'100	17'366	16'591	19'709	18'929	18'188	17'512	16'777	16'136	15'550	14'959	14'444	13'936	13'668	21'571	20'873	20'197	19'528
Smart Meter PLC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Smart Meter GPRS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Datenkonzentratoren	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rundsteuerung Stadt - traditionell	73'367	4'639	4'638	4'629	4'569	4'524	4'463	4'432	4'383	4'338	4'302	4'243	4'203	4'173	4'135	4'114	4'089	4'140	4'027	4'008	3'992	3'977
Rundsteuerung Stadt - hybrid	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rundsteuerung Stadt - SM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rundsteuerung Land - traditionell	75'358	4'765	4'764	4'754	4'693	4'647	4'584	4'552	4'502	4'455	4'419	4'358	4'317	4'286	4'247	4'225	4'200	4'252	4'136	4'117	4'100	4'085
Rundsteuerung Land - hybrid	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rundsteuerung Land - SM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Installationskosten	**1'009'495**	**59'283**	**59'265**	**59'153**	**58'446**	**57'909**	**57'179**	**56'804**	**56'225**	**55'678**	**55'255**	**54'550**	**54'074**	**53'711**	**53'254**	**53'004**	**52'709**	**53'317**	**76'763**	**76'542**	**76'330**	**76'079**
Traditionelle Zähler - Stadt	488'306	27'870	27'862	27'811	27'488	27'243	26'909	26'738	26'473	26'223	26'030	25'708	25'491	25'325	25'116	25'002	24'867	25'145	40'911	40'810	40'711	40'580
Traditionelle Zähler - Land	250'780	14'313	14'309	14'283	14'117	13'991	13'820	13'732	13'596	13'468	13'368	13'203	13'091	13'006	12'899	12'840	12'771	12'914	21'011	20'959	20'908	20'841
Smart Meter - Stadt - flächendeckendes Rollout	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Smart Meter - Stadt - selektives Rollout	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Smart Meter - Land - flächendeckendes Rollout	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Smart Meter - Land - selektives Rollout	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rundsteuerung - Stadt	133'394	8'435	8'433	8'416	8'308	8'226	8'115	8'058	7'970	7'886	7'822	7'715	7'642	7'587	7'517	7'479	7'434	7'527	7'321	7'288	7'257	7'231
Rundsteuerung - Land	137'015	8'664	8'661	8'644	8'533	8'449	8'335	8'277	8'186	8'100	8'034	7'924	7'850	7'793	7'721	7'682	7'636	7'731	7'520	7'486	7'454	7'427
Datenkonzentrator	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Einmalige Aufschaltgebühr GPRS - Datenkonzentrator	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Einmalige Aufschaltgebühr GPRS - Smart Meter	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Marketing Smart Meter	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kosten zentrale Infrastruktur	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Hardware	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Software	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Projektmanagement	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Weiterbildung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Wertverlust aufgrund vorzeitiger Ersatz	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
mechanische Zähler	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
digitale Zähler	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rundsteuerung Stadt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rundsteuerung Land	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Abbildung 14-6: Wertgerüst Szenario „Status Quo“ - Betriebskosten (Kapitel 6), in 1‘000 CHF

"Status Quo" - Betriebskosten	NBW 2015	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Total Betriebskosten [in 1'000 CHF]	**2'837'648**	**175'775**	**174'957**	**174'162**	**173'319**	**172'452**	**171'541**	**170'540**	**169'511**	**168'460**	**167'400**	**166'303**	**165'194**	**164'085**	**162'967**	**161'861**	**160'762**	**159'764**	**158'664**	**157'578**	**156'508**	**155'457**
Eigenverbrauch Zähler	**193'350**	**9'789**	**10'029**	**10'266**	**10'498**	**10'725**	**10'945**	**11'105**	**11'255**	**11'397**	**11'531**	**11'655**	**11'770**	**11'876**	**11'973**	**12'062**	**12'142**	**12'220**	**12'283**	**12'337**	**12'382**	**12'420**
Eigenverbrauch mechanische Zähler	129'604	8'541	8'586	8'620	8'643	8'654	8'654	8'530	8'390	8'232	8'058	7'867	7'660	7'435	7'194	6'936	6'662	6'370	6'062	5'737	5'396	5'037
Eigenverbrauch digitale Zähler	63'746	1'247	1'442	1'646	1'855	2'071	2'291	2'574	2'866	3'165	3'473	3'787	4'110	4'440	4'779	5'125	5'481	5'850	6'220	6'599	6'987	7'383
Eigenverbrauch Smart Meter	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kundensupport	**323'071**	**16'498**	**16'788**	**17'079**	**17'365**	**17'647**	**17'922**	**18'196**	**18'464**	**18'728**	**18'988**	**19'242**	**19'492**	**19'739**	**19'982**	**20'224**	**20'464**	**20'716**	**20'950**	**21'183**	**21'416**	**21'648**
Kundensupport traditionelle Zähler	323'071	16'498	16'788	17'079	17'365	17'647	17'922	18'196	18'464	18'728	18'988	19'242	19'492	19'739	19'982	20'224	20'464	20'716	20'950	21'183	21'416	21'648
Kundensupport Smart Meter	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sicherheit und Datenschutz	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Lizenz-, Wartungs- und Supportkosten für Software	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Kommunikationskosten	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Datenübertragung Datenkonzentratoren	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Datenübertragung Smart Meter GPRS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Netznutzungskosten SIM - Datenkonzentratoren	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Netznutzungskosten SIM - Smart Meter GPRS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ablesekosten	**432'532**	**24'500**	**24'666**	**24'831**	**24'983**	**25'126**	**25'257**	**25'351**	**25'436**	**25'511**	**25'579**	**25'635**	**25'682**	**25'724**	**25'757**	**25'787**	**25'811**	**25'846**	**25'857**	**25'865**	**25'870**	**25'871**
Ablesekosten Stadt - mechanische Zähler	149'531	12'033	11'758	11'483	11'208	10'933	10'658	10'248	9'838	9'428	9'017	8'607	8'197	7'787	7'376	6'966	6'556	6'146	5'735	5'325	4'915	4'505
Ablesekosten Stadt - digitale Zähler	117'990	3'075	3'457	3'838	4'211	4'578	4'938	5'413	5'881	6'343	6'801	7'251	7'696	8'138	8'574	9'008	9'439	9'876	10'299	10'719	11'137	11'554
Ablesekosten Land - mechanische Zähler	93'594	7'532	7'359	7'187	7'015	6'843	6'671	6'414	6'158	5'901	5'644	5'387	5'131	4'874	4'617	4'360	4'103	3'847	3'590	3'333	3'076	2'820
Ablesekosten Land - digitale Zähler	71'417	1'861	2'092	2'323	2'549	2'771	2'989	3'276	3'560	3'839	4'116	4'389	4'658	4'926	5'190	5'452	5'713	5'978	6'234	6'488	6'741	6'993
Rechnungsstellung	**1'213'207**	**88'061**	**86'162**	**84'292**	**82'419**	**80'555**	**78'693**	**76'852**	**75'023**	**73'211**	**71'421**	**69'643**	**67'887**	**66'160**	**64'457**	**62'788**	**61'150**	**59'575**	**57'993**	**56'446**	**54'932**	**53'453**
Stadt	638'084	45'644	44'766	43'895	43'012	42'124	41'226	40'333	39'438	38'544	37'657	36'768	35'885	35'013	34'149	33'299	32'462	31'660	30'846	30'048	29'265	28'499
Land	327'703	23'442	22'991	22'543	22'090	21'633	21'173	20'714	20'254	19'795	19'339	18'883	18'430	17'982	17'538	17'101	16'672	16'260	15'842	15'432	15'030	14'636
KMU	247'420	18'974	18'405	17'853	17'317	16'798	16'294	15'805	15'331	14'871	14'425	13'992	13'572	13'165	12'770	12'387	12'016	11'655	11'305	10'966	10'637	10'318
Effizienzkampagnen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Umzugsprozess	**675'488**	**36'928**	**37'312**	**37'693**	**38'054**	**38'399**	**38'723**	**39'036**	**39'333**	**39'613**	**39'881**	**40'129**	**40'363**	**40'587**	**40'797**	**41'000**	**41'195**	**41'407**	**41'580**	**41'747**	**41'908**	**42'064**
ohne Smart Meter - Stadt	537'472	29'383	29'689	29'992	30'279	30'553	30'811	31'060	31'296	31'519	31'733	31'930	32'116	32'294	32'462	32'623	32'778	32'947	33'085	33'217	33'345	33'470
mit Smart Meter - Stadt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ohne Smart Meter - Land	138'016	7'545	7'624	7'702	7'775	7'846	7'912	7'976	8'036	8'094	8'149	8'199	8'247	8'293	8'336	8'377	8'417	8'460	8'496	8'530	8'563	8'595
mit Smart Meter - Land	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total "Status quo" [in 1'000 CHF]	**4'319'497**	**268'383**	**266'933**	**265'378**	**262'878**	**260'649**	**258'109**	**256'037**	**253'550**	**251'118**	**248'889**	**246'232**	**243'924**	**241'805**	**239'561**	**237'647**	**235'696**	**235'142**	**265'161**	**263'118**	**261'127**	**259'126**
"Status Quo+" - Zusatzkosten	**NBW 2015**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2031**	**2032**	**2033**	**2034**	**2035**
Effizienzkampagnen	123'762	6'735	6'810	6'884	6'954	7'021	7'084	7'145	7'202	7'257	7'309	7'357	7'403	7'446	7'487	7'526	7'564	7'605	7'639	7'671	7'703	7'733
Kundenschreiben	95'473	5'196	5'253	5'310	5'364	5'416	5'465	5'512	5'556	5'598	5'638	5'675	5'711	5'744	5'776	5'806	5'835	5'867	5'893	5'918	5'942	5'965
Online-Portal	28'288	1'539	1'557	1'573	1'589	1'605	1'619	1'633	1'646	1'659	1'671	1'682	1'692	1'702	1'711	1'720	1'729	1'738	1'746	1'753	1'761	1'768
Total "Status Quo +" [in 1'000 CHF]	**4'443'258**	**275'119**	**273'743**	**272'261**	**269'832**	**267'670**	**265'193**	**263'182**	**260'753**	**258'375**	**256'198**	**253'589**	**251'326**	**249'251**	**247'048**	**245'174**	**243'260**	**242'747**	**272'800**	**270'790**	**268'830**	**266'859**

Abbildung 14-7: Wertgerüst Szenario „selektive Einführung“ - Investitionskosten, in 1‘000 CHF

"Selektive Einführung" - Investitionskosten	**NBW 2015**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2031**	**2032**	**2033**	**2034**	**2035**
Total Investitionskosten [in 1'000 CHF]	**1'929'322**	**243'776**	**129'443**	**128'490**	**126'748**	**125'285**	**104'901**	**103'724**	**102'230**	**100'816**	**99'597**	**98'055**	**96'834**	**80'205**	**78'955**	**78'034**	**77'073**	**77'423**	**109'769**	**161'134**	**108'205**	**107'229**
Gerätekosten dezentrale Infrastruktur	**529'932**	**83'281**	**35'439**	**34'505**	**33'250**	**32'143**	**30'972**	**30'032**	**28'936**	**27'898**	**26'961**	**25'924**	**25'034**	**24'228**	**23'409**	**22'709**	**22'015**	**21'702**	**29'613**	**26'562**	**25'606**	**24'863**
Mechanische Zähler	16'807	3'000	3'000	3'000	3'000	3'000	3'000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Digitale Zähler	238'444	16'137	15'647	15'144	14'480	13'892	13'273	15'768	15'143	14'550	14'010	13'422	12'909	12'440	11'967	11'555	11'148	10'935	17'257	14'833	14'349	13'872
Smart Meter PLC	68'476	23'353	3'667	3'551	3'404	3'273	3'136	3'022	2'902	2'789	2'685	2'572	2'474	2'384	2'294	2'215	2'137	2'096	3'308	2'843	2'750	2'659
Smart Meter GPRS	37'003	12'619	1'982	1'919	1'840	1'768	1'694	1'633	1'568	1'507	1'451	1'390	1'337	1'288	1'239	1'197	1'155	1'133	1'787	1'536	1'486	1'437
Datenkonzentratoren	1'400	406	64	62	59	57	55	53	50	49	47	45	43	41	40	39	37	36	58	284	85	82
Rundsteuerung Stadt - traditionell	29'988	1'763	1'763	1'763	1'763	1'763	1'763	1'763	1'763	1'763	1'763	1'763	1'763	1'763	1'763	1'763	1'763	1'763	1'763	1'763	1'763	1'763
Rundsteuerung Stadt - hybrid	44'834	3'819	3'702	3'580	3'400	3'246	3'078	2'951	2'811	2'679	2'563	2'428	2'317	2'220	2'119	2'037	1'955	1'938	1'791	1'723	1'659	1'598
Rundsteuerung Stadt - SM	7'966	8'115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rundsteuerung Land - traditionell	30'802	1'811	1'811	1'811	1'811	1'811	1'811	1'811	1'811	1'811	1'811	1'811	1'811	1'811	1'811	1'811	1'811	1'811	1'811	1'811	1'811	1'811
Rundsteuerung Land - hybrid	46'051	3'922	3'803	3'677	3'493	3'334	3'162	3'031	2'887	2'752	2'632	2'494	2'380	2'280	2'177	2'093	2'009	1'991	1'839	1'770	1'704	1'642
Rundsteuerung Land - SM	8'172	8'336	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Installationskosten	**1'293'879**	**124'078**	**75'304**	**75'285**	**74'798**	**74'441**	**73'929**	**73'693**	**73'294**	**72'917**	**72'636**	**72'130**	**71'800**	**55'978**	**55'546**	**55'326**	**55'058**	**55'721**	**80'156**	**134'572**	**82'599**	**82'366**
Traditionelle Zähler - Stadt	383'288	22'296	22'289	22'249	21'990	21'794	21'527	21'390	21'178	20'979	20'824	20'567	20'392	20'260	20'093	20'001	19'894	20'116	32'729	29'001	28'923	28'827
Traditionelle Zähler - Land	196'846	11'451	11'447	11'426	11'293	11'193	11'056	10'985	10'877	10'774	10'695	10'563	10'473	10'405	10'319	10'272	10'217	10'331	16'809	14'894	14'854	14'805
Smart Meter - Stadt - flächendeckendes Rollout	24'510	25'000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Smart Meter - Stadt - selektives Rollout	152'242	6'689	6'687	6'675	6'597	6'538	6'458	6'417	6'354	6'294	6'247	6'170	6'118	6'078	6'028	6'000	5'968	6'035	9'819	50'004	15'364	15'323
Smart Meter - Land - flächendeckendes Rollout	13'798	14'074	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Smart Meter - Land - selektives Rollout	74'930	3'292	3'291	3'285	3'247	3'218	3'179	3'158	3'127	3'098	3'075	3'037	3'011	2'991	2'967	2'953	2'937	2'970	4'832	24'611	7'562	7'541
Rundsteuerung - Stadt	214'675	19'909	15'441	15'438	15'416	15'400	15'378	15'366	15'349	15'332	15'319	15'298	15'283	7'587	7'517	7'479	7'434	7'527	7'321	7'288	7'257	7'231
Rundsteuerung - Land	230'135	20'449	15'999	16'064	16'107	16'152	16'188	16'233	16'268	16'301	16'337	16'359	16'386	8'521	8'488	8'485	8'474	8'608	8'428	8'423	8'421	8'422
Datenkonzentrator	702	156	25	25	25	25	24	24	24	24	24	23	23	23	23	23	23	23	37	189	58	58
Einmalige Aufschaltgebühr GPRS - Datenkonzentrator	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
Einmalige Aufschaltgebühr GPRS - Smart Meter	1'031	286	46	46	46	45	45	44	44	44	43	43	42	42	42	42	41	42	68	60	60	60
Marketing Smart Meter	1'719	477	77	77	76	75	75	74	73	73	72	71	71	70	70	69	69	70	113	100	100	100
Kosten zentrale Infrastruktur	**88'142**	**18'700**	**18'700**	**18'700**	**18'700**	**18'700**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Hardware	77'772	16'500	16'500	16'500	16'500	16'500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Software	7'070	1'500	1'500	1'500	1'500	1'500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Projektmanagement	2'357	500	500	500	500	500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Weiterbildung	943	200	200	200	200	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Wertverlust aufgrund vorzeitiger Ersatz	**17'370**	**17'717**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
mechanische Zähler	8'357	8'524	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
digitale Zähler	2'742	2'797	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rundsteuerung Stadt	3'093	3'155	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rundsteuerung Land	3'177	3'241	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Abbildung 14-8: Wertgerüst Szenario „selektive Einführung“ - Betriebskosten, in 1‘000 CHF

"Selektive Einführung" - Betriebskosten	**NBW 2015**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2031**	**2032**	**2033**	**2034**	**2035**
Total Betriebskosten [in 1'000 CHF]	**2'860'258**	**179'163**	**178'024**	**176'901**	**175'729**	**174'687**	**174'920**	**173'577**	**172'205**	**170'809**	**169'403**	**167'958**	**166'500**	**165'041**	**163'573**	**162'116**	**160'665**	**159'312**	**157'622**	**155'820**	**154'188**	**152'573**
Eigenverbrauch Zähler	**201'122**	**9'861**	**10'144**	**10'426**	**10'704**	**10'978**	**11'226**	**11'424**	**11'615**	**11'798**	**11'975**	**12'142**	**12'302**	**12'455**	**12'599**	**12'737**	**12'868**	**12'998**	**13'138**	**13'074**	**13'160**	**13'238**
Eigenverbrauch mechanische Zähler	117'990	8'085	8'097	8'097	8'085	8'060	8'023	7'883	7'726	7'553	7'363	7'156	6'933	6'693	6'436	6'162	5'871	5'564	5'240	4'899	4'542	4'167
Eigenverbrauch digitale Zähler	51'355	1'149	1'298	1'452	1'610	1'772	1'937	2'152	2'373	2'599	2'832	3'069	3'312	3'560	3'815	4'075	4'341	4'618	4'849	5'097	5'350	5'608
Eigenverbrauch Smart Meter	31'776	626	749	877	1'009	1'147	1'266	1'389	1'516	1'646	1'780	1'917	2'058	2'202	2'349	2'501	2'656	2'816	3'049	3'078	3'268	3'462
Kundensupport	**293'532**	**15'848**	**16'028**	**16'208**	**16'381**	**16'551**	**16'713**	**16'872**	**17'026**	**17'175**	**17'320**	**17'458**	**17'591**	**17'720**	**17'845**	**17'968**	**18'088**	**18'216**	**18'259**	**18'318**	**18'374**	**18'428**
Kundensupport traditionelle Zähler	278'762	15'524	15'648	15'772	15'890	16'002	16'108	16'211	16'307	16'399	16'486	16'566	16'640	16'711	16'777	16'840	16'900	16'967	16'913	16'885	16'853	16'818
Kundensupport Smart Meter	14'770	325	380	436	492	548	605	662	719	776	834	892	950	1'009	1'068	1'128	1'188	1'250	1'346	1'433	1'521	1'610
Sicherheit und Datenschutz	**4'982**	**153**	**154**	**155**	**157**	**315**	**317**	**320**	**322**	**324**	**327**	**329**	**331**	**334**	**336**	**338**	**341**	**343**	**346**	**348**	**351**	**353**
Soft- und Hardware	**18'447**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1'500**	**1'500**	**1'500**	**1'500**	**1'500**	**1'500**	**1'500**	**1'500**	**1'500**	**1'500**	**1'500**	**1'500**	**1'500**	**1'500**	**1'500**	**1'500**
Lizenz-, Wartungs- und Supportkosten für Software	18'447	0	0	0	0	0	1'500	1'500	1'500	1'500	1'500	1'500	1'500	1'500	1'500	1'500	1'500	1'500	1'500	1'500	1'500	1'500
Betrieb, Unterhalt und Ersatz Hardware	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kommunikationskosten	**8'630**	**356**	**395**	**427**	**455**	**478**	**498**	**514**	**526**	**536**	**544**	**548**	**551**	**552**	**551**	**549**	**545**	**541**	**550**	**552**	**553**	**552**
Datenübertragung Datenkonzentratoren	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Datenübertragung Smart Meter GPRS	86	2	4	4	5	5	5	5	5	5	6	6	6	6	6	6	6	5	6	6	6	6
Netznutzungskosten SIM - Datenkonzentratoren	20	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Netznutzungskosten SIM - Smart Meter GPRS	8'524	353	390	422	449	472	491	507	520	530	537	542	544	545	544	542	539	534	543	545	546	545
Ablesekosten	**375'712**	**23'068**	**23'020**	**22'970**	**22'911**	**22'844**	**22'767**	**22'661**	**22'547**	**22'426**	**22'299**	**22'162**	**22'019**	**21'870**	**21'716**	**21'558**	**21'396**	**21'242**	**20'947**	**20'684**	**20'417**	**20'149**
Ablesekosten Stadt - mechanische Zähler	136'687	11'390	11'088	10'786	10'484	10'183	9'881	9'470	9'060	8'650	8'240	7'829	7'419	7'009	6'599	6'188	5'778	5'368	4'958	4'547	4'137	3'727
Ablesekosten Stadt - digitale Zähler	95'604	2'834	3'109	3'384	3'653	3'917	4'175	4'525	4'869	5'209	5'545	5'876	6'202	6'525	6'844	7'162	7'476	7'796	8'028	8'279	8'529	8'777
Ablesekosten Land - mechanische Zähler	85'555	7'129	6'940	6'751	6'562	6'373	6'184	5'928	5'671	5'414	5'157	4'900	4'644	4'387	4'130	3'873	3'617	3'360	3'103	2'846	2'589	2'333
Ablesekosten Land - digitale Zähler	57'867	1'715	1'882	2'048	2'211	2'371	2'527	2'739	2'947	3'153	3'357	3'556	3'754	3'950	4'143	4'335	4'525	4'719	4'859	5'011	5'162	5'312
Rechnungsstellung	**1'213'207**	**88'061**	**86'162**	**84'292**	**82'419**	**80'555**	**78'693**	**76'852**	**75'023**	**73'211**	**71'421**	**69'643**	**67'887**	**66'160**	**64'457**	**62'788**	**61'150**	**59'575**	**57'993**	**56'446**	**54'932**	**53'453**
Stadt	638'084	45'644	44'766	43'895	43'012	42'124	41'226	40'333	39'438	38'544	37'657	36'768	35'885	35'013	34'149	33'299	32'462	31'660	30'846	30'048	29'265	28'499
Land	327'703	23'442	22'991	22'543	22'090	21'633	21'173	20'714	20'254	19'795	19'339	18'883	18'430	17'982	17'538	17'101	16'672	16'260	15'842	15'432	15'030	14'636
KMU	247'420	18'974	18'405	17'853	17'317	16'798	16'294	15'805	15'331	14'871	14'425	13'992	13'572	13'165	12'770	12'387	12'016	11'655	11'305	10'966	10'637	10'318
Effizienzkampagnen	**129'993**	**6'341**	**6'497**	**6'653**	**6'805**	**6'953**	**7'096**	**7'237**	**7'375**	**7'509**	**7'641**	**7'768**	**7'892**	**8'014**	**8'133**	**8'250**	**8'366**	**8'485**	**8'651**	**8'799**	**8'947**	**9'093**
Kundenschreiben	91'734	5'432	5'441	5'449	5'454	5'457	5'457	5'456	5'452	5'447	5'439	5'429	5'417	5'403	5'388	5'372	5'354	5'339	5'286	5'241	5'196	5'149
Online Portal und Effizienzkampagne (nur Smart Meter)	38'258	909	1'057	1'205	1'351	1'496	1'639	1'782	1'923	2'063	2'202	2'339	2'475	2'610	2'745	2'878	3'011	3'146	3'364	3'558	3'751	3'944
Umzugsprozess	**614'634**	**35'475**	**35'624**	**35'770**	**35'898**	**36'013**	**36'110**	**36'197**	**36'270**	**36'329**	**36'377**	**36'408**	**36'427**	**36'437**	**36'435**	**36'427**	**36'412**	**36'411**	**36'239**	**36'100**	**35'955**	**35'807**
ohne Smart Meter - Stadt	464'842	27'648	27'673	27'696	27'706	27'706	27'692	27'672	27'641	27'600	27'551	27'489	27'418	27'341	27'255	27'165	27'069	26'984	26'710	26'477	26'241	26'001
mit Smart Meter - Stadt	24'210	578	672	765	858	949	1'040	1'129	1'218	1'307	1'394	1'480	1'566	1'651	1'735	1'819	1'903	1'988	2'125	2'247	2'368	2'489
ohne Smart Meter - Land	119'365	7'100	7'106	7'112	7'114	7'114	7'111	7'106	7'098	7'087	7'075	7'059	7'041	7'021	6'999	6'976	6'951	6'929	6'859	6'799	6'738	6'677
mit Smart Meter - Land	6'217	148	173	197	220	244	267	290	313	335	358	380	402	424	446	467	489	510	546	577	608	639
Total "Selektive Einführung" [in 1'000 CHF]	**4'789'580**	**422'939**	**307'466**	**305'391**	**302'477**	**299'972**	**279'820**	**277'301**	**274'435**	**271'624**	**269'000**	**266'013**	**263'334**	**245'247**	**242'528**	**240'150**	**237'738**	**236'736**	**267'392**	**316'954**	**262'393**	**259'802**

Abbildung 14-9: Wertgerüst Szenario „Flächendeckende Einführung“ - Investitionskosten, in 1‘000 CHF

"Flächendeckende Einführung" - Investitionskosten	NBW 2015	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Total Investitionskosten [in 1'000 CHF]	**2'705'866**	**242'164**	**240'246**	**238'376**	**236'494**	**234'686**	**174'511**	**172'823**	**171'144**	**169'518**	**167'951**	**166'405**	**164'923**	**87'018**	**85'676**	**84'687**	**83'653**	**47'350**	**83'790**	**118'527**	**118'020**	**117'541**
Gerätekosten dezentrale Infrastruktur	**783'587**	**71'969**	**69'982**	**68'042**	**66'087**	**64'211**	**62'369**	**60'620**	**58'882**	**57'198**	**55'579**	**53'979**	**52'450**	**26'425**	**25'552**	**24'805**	**24'063**	**14'071**	**23'202**	**12'067**	**11'755**	**11'459**
Mechanische Zähler	4'202	750	750	750	750	750	750	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Digitale Zähler	51'457	4'034	3'912	3'786	3'620	3'473	3'318	3'942	3'786	3'638	3'502	3'355	3'227	3'110	2'992	2'889	2'787	1'061	2'692	736	704	675
Smart Meter PLC	305'808	29'388	28'506	27'651	26'822	26'017	25'237	24'479	23'745	23'033	22'342	21'671	21'021	9'537	9'175	8'859	8'547	3'254	8'255	2'256	2'160	2'069
Smart Meter GPRS	165'251	15'881	15'404	14'942	14'494	14'059	13'637	13'228	12'831	12'446	12'073	11'711	11'359	5'154	4'958	4'787	4'619	1'758	4'461	1'219	1'167	1'118
Datenkonzentratoren	5'897	511	496	481	466	452	439	426	413	401	389	377	366	166	160	154	149	57	144	335	324	314
Rundsteuerung Stadt - traditionell	29'988	1'763	1'763	1'763	1'763	1'763	1'763	1'763	1'763	1'763	1'763	1'763	1'763	1'763	1'763	1'763	1'763	1'763	1'763	1'763	1'763	1'763
Rundsteuerung Stadt - hybrid	44'834	3'819	3'702	3'580	3'400	3'246	3'078	2'951	2'811	2'679	2'563	2'428	2'317	2'220	2'119	2'037	1'955	1'938	1'791	1'723	1'659	1'598
Rundsteuerung Stadt - SM	46'448	4'956	4'809	4'674	4'589	4'492	4'411	4'306	4'217	4'128	4'031	3'955	3'866	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rundsteuerung Land - traditionell	33'469	1'830	1'849	1'868	1'886	1'903	1'919	1'934	1'949	1'963	1'976	1'988	2'000	2'011	2'021	2'032	2'041	2'052	2'060	2'069	2'076	2'084
Rundsteuerung Land - hybrid	48'524	3'948	3'852	3'748	3'583	3'442	3'285	3'168	3'035	2'910	2'799	2'668	2'560	2'465	2'365	2'284	2'202	2'187	2'037	1'967	1'902	1'839
Rundsteuerung Land - SM	47'709	5'090	4'939	4'800	4'714	4'614	4'531	4'423	4'332	4'240	4'141	4'063	3'971	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Installationskosten	**1'513'598**	**99'639**	**99'705**	**99'751**	**99'675**	**99'630**	**99'542**	**99'523**	**99'461**	**99'402**	**99'366**	**99'270**	**99'217**	**60'593**	**60'123**	**59'882**	**59'590**	**33'280**	**60'588**	**106'461**	**106'265**	**106'082**
Traditionelle Zähler - Stadt	79'740	5'574	5'572	5'562	5'498	5'449	5'382	5'348	5'295	5'245	5'206	5'142	5'098	5'065	5'023	5'000	4'973	1'952	5'105	1'438	1'420	1'402
Traditionelle Zähler - Land	40'952	2'863	2'862	2'857	2'823	2'798	2'764	2'746	2'719	2'694	2'674	2'641	2'618	2'601	2'580	2'568	2'554	1'003	2'622	739	729	720
Smart Meter - Stadt - flächendeckendes Rollout	397'001	37'540	37'540	37'540	37'540	37'540	37'540	37'540	37'540	37'540	37'540	37'540	37'540	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Smart Meter - Stadt - selektives Rollout	214'859	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24'312	24'111	24'002	23'873	9'370	24'505	58'882	58'793	58'707
Smart Meter - Land - flächendeckendes Rollout	223'494	21'133	21'133	21'133	21'133	21'133	21'133	21'133	21'133	21'133	21'133	21'133	21'133	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Smart Meter - Land - selektives Rollout	105'748	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11'966	11'867	11'813	11'750	4'612	12'061	28'980	28'936	28'894
Rundsteuerung - Stadt	210'295	15'442	15'441	15'438	15'416	15'400	15'378	15'366	15'349	15'332	15'319	15'298	15'283	7'587	7'517	7'479	7'434	7'527	7'321	7'288	7'257	7'231
Rundsteuerung - Land	225'705	15'930	15'999	16'064	16'107	16'152	16'188	16'233	16'268	16'301	16'337	16'359	16'386	8'521	8'488	8'485	8'474	8'608	8'428	8'423	8'421	8'422
Datenkonzentrator	2'883	196	196	196	196	196	196	196	196	196	196	196	196	92	91	91	90	35	92	222	222	221
Einmalige Aufschaltgebühr GPRS - Datenkonzentrator	12	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	1	1	1
Einmalige Aufschaltgebühr GPRS - Smart Meter	5'295	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	168	167	166	165	65	170	408	407	407
Marketing Smart Meter	7'614	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	281	278	277	276	108	283	80	79	78
Kosten zentrale Infrastruktur	**275'266**	**58'400**	**58'400**	**58'400**	**58'400**	**58'400**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Hardware	240'386	51'000	51'000	51'000	51'000	51'000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Software	23'567	5'000	5'000	5'000	5'000	5'000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Projektmanagement	7'542	1'600	1'600	1'600	1'600	1'600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Weiterbildung	3'771	800	800	800	800	800	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Wertverlust aufgrund vorzeitiger Ersatz	**133'414**	**12'155**	**12'159**	**12'183**	**12'332**	**12'446**	**12'600**	**12'679**	**12'802**	**12'917**	**13'007**	**13'155**	**13'256**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
mechanische Zähler	68'175	6'211	6'213	6'225	6'302	6'360	6'439	6'479	6'542	6'601	6'646	6'722	6'774	0	0	0	0	0	0	0	0	0
digitale Zähler	22'370	2'038	2'039	2'043	2'068	2'087	2'113	2'126	2'146	2'166	2'181	2'206	2'223	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rundsteuerung - Stadt	21'148	1'927	1'927	1'931	1'955	1'973	1'997	2'010	2'029	2'048	2'062	2'085	2'101	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rundsteuerung - Land	21'722	1'979	1'980	1'984	2'008	2'026	2'051	2'064	2'084	2'103	2'118	2'142	2'158	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Abbildung 14-10: Wertgerüst Szenario „Flächendeckende Einführung“ - Betriebskosten, in 1‘000 CHF

"Flächendeckende Einführung" - Betriebskosten																								
	NBW 2015	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Total Betriebskosten [in 1‘000 CHF]	**2‘496‘474**	**178‘808**	**174‘965**	**171‘101**	**167‘145**	**163‘122**	**163‘833**	**159‘479**	**155‘055**	**150‘569**	**146‘037**	**141‘430**	**136‘775**	**134‘073**	**131‘368**	**128‘676**	**125‘996**	**124‘591**	**122‘175**	**120‘605**	**119‘058**	**117‘536**
Eigenverbrauch Zähler	**220‘524**	**9‘969**	**10‘401**	**10‘840**	**11‘281**	**11‘726**	**11‘992**	**12‘242**	**12‘484**	**12‘719**	**12‘947**	**13‘166**	**13‘376**	**13‘657**	**13‘933**	**14‘206**	**14‘475**	**14‘870**	**15‘357**	**15‘497**	**15‘628**	**15‘752**
Eigenverbrauch mechanische Zähler	62‘081	8‘146	7‘773	7‘366	6‘920	6‘436	5‘914	5‘332	4‘710	4‘048	3‘347	2‘605	1‘823	1‘471	1‘103	717	315	321	328	334	340	347
Eigenverbrauch digitale Zähler	111‘72	1‘035	1‘006	973	936	894	848	809	766	718	667	611	552	547	540	533	524	473	233	193	151	107
Eigenverbrauch Smart Meter	147‘271	788	1‘622	2‘501	3‘426	4‘396	5‘230	6‘102	7‘009	7‘953	8‘933	9‘949	11‘002	11‘639	12‘290	12‘956	13‘636	14‘076	14‘796	14‘970	15‘137	15‘299
Kundensupport	**184‘212**	**15‘680**	**15‘142**	**14‘593**	**14‘026**	**13‘444**	**12‘843**	**12‘227**	**11‘595**	**10‘945**	**10‘279**	**9‘594**	**8‘892**	**8‘648**	**8‘397**	**8‘140**	**7‘877**	**7‘874**	**7‘583**	**7‘598**	**7‘612**	**7‘624**
Kundensupport traditionelle Zähler	114‘782	15‘272	14‘319	13‘350	12‘357	11‘342	10‘303	9‘243	8‘160	7‘053	5‘925	4‘770	3‘592	3‘102	2‘604	2‘098	1‘583	1‘453	899	805	710	612
Kundensupport Smart Meter	69‘430	409	823	1‘243	1‘669	2‘102	2‘540	2‘984	3‘435	3‘891	4‘354	4‘824	5‘300	5‘545	5‘793	6‘042	6‘294	6‘421	6‘684	6‘793	6‘902	7‘012
Sicherheit und Datenschutz	**5‘571**	**306**	**309**	**311**	**313**	**315**	**317**	**320**	**322**	**324**	**327**	**329**	**331**	**334**	**336**	**338**	**341**	**343**	**346**	**348**	**351**	**353**
Soft- und Hardware	**61‘489**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**5‘000**	**5‘000**	**5‘000**	**5‘000**	**5‘000**	**5‘000**	**5‘000**	**5‘000**	**5‘000**	**5‘000**	**5‘000**	**5‘000**	**5‘000**	**5‘000**	**5‘000**	**5‘000**
Lizenz-, Wartungs- und Supportkosten für Software	61‘489	0	0	0	0	0	5‘000	5‘000	5‘000	5‘000	5‘000	5‘000	5‘000	5‘000	5‘000	5‘000	5‘000	5‘000	5‘000	5‘000	5‘000	5‘000
Betrieb, Unterhalt und Ersatz Hardware	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kommunikationskosten	**38‘772**	**450**	**855**	**1‘219**	**1‘544**	**1‘833**	**2‘090**	**2‘317**	**2‘515**	**2‘688**	**2‘837**	**2‘965**	**3‘073**	**3‘033**	**2‘989**	**2‘941**	**2‘889**	**2‘781**	**2‘730**	**2‘618**	**2‘509**	**2‘404**
Datenübertragung Datenkonzentratoren	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Datenübertragung Smart Meter GPRS	393	5	9	12	16	19	21	23	25	27	29	30	31	31	30	30	29	28	28	27	25	24
Netznutzungskosten SIM - Datenkonzentratoren	89	1	2	3	4	4	5	5	6	6	7	7	7	7	7	7	7	6	6	6	6	6
Netznutzungskosten SIM - Smart Meter GPRS	38‘289	445	845	1‘204	1‘525	1‘811	2‘064	2‘288	2‘484	2‘655	2‘802	2‘928	3‘035	2‘995	2‘951	2‘904	2‘853	2‘746	2‘696	2‘585	2‘478	2‘374
Ablesekosten	**164‘009**	**22‘754**	**21‘175**	**19‘594**	**17‘999**	**16‘394**	**14‘775**	**13‘144**	**11‘501**	**9‘849**	**8‘188**	**6‘514**	**4‘831**	**4‘113**	**3‘394**	**2‘674**	**1‘954**	**1‘787**	**1‘124**	**1‘007**	**890**	**772**
Ablesekosten Stadt - mechanische Zähler	77‘796	11‘476	10‘644	9‘812	8‘974	8‘131	7‘283	6‘405	5‘523	4‘636	3‘746	2‘850	1‘951	1‘541	1‘131	720	310	310	310	310	310	310
Ablesekosten Stadt - digitale Zähler	23‘372	2‘551	2‘410	2‘268	2‘123	1‘977	1‘827	1‘700	1‘571	1‘440	1‘306	1‘171	1‘033	1‘002	969	936	903	799	386	313	240	167
Ablesekosten Land - mechanische Zähler	48‘694	7‘183	6‘662	6‘141	5‘617	5‘089	4‘559	4‘009	3‘457	2‘902	2‘345	1‘784	1‘221	964	708	451	194	194	194	194	194	194
Ablesekosten Land - digitale Zähler	14‘147	1‘544	1‘459	1‘373	1‘285	1‘197	1‘106	1‘029	951	871	791	709	625	606	587	567	547	484	234	190	145	101
Rechnungsstellung	**1‘213‘207**	**88‘061**	**86‘162**	**84‘292**	**82‘419**	**80‘555**	**78‘693**	**76‘852**	**75‘023**	**73‘211**	**71‘421**	**69‘643**	**67‘887**	**66‘160**	**64‘457**	**62‘788**	**61‘150**	**59‘575**	**57‘993**	**56‘446**	**54‘932**	**53‘453**
Stadt	638‘084	45‘644	44‘766	43‘895	43‘012	42‘124	41‘226	40‘333	39‘438	38‘544	37‘657	36‘768	35‘885	35‘013	34‘149	33‘299	32‘462	31‘660	30‘846	30‘048	29‘265	28‘499
Land	327‘703	23‘442	22‘991	22‘543	22‘090	21‘633	21‘173	20‘714	20‘254	19‘795	19‘339	18‘883	18‘430	17‘982	17‘538	17‘101	16‘672	16‘260	15‘842	15‘432	15‘030	14‘636
KMU	247‘420	18‘974	18‘405	17‘853	17‘317	16‘798	16‘294	15‘805	15‘331	14‘871	14‘425	13‘992	13‘572	13‘165	12‘770	12‘387	12‘016	11‘655	11‘305	10‘966	10‘637	10‘318
Effizienzkampagnen	**218‘034**	**6‘488**	**7‘268**	**8‘048**	**8‘825**	**9‘601**	**10‘374**	**11‘146**	**11‘915**	**12‘682**	**13‘448**	**14‘211**	**14‘971**	**15‘348**	**15‘719**	**16‘088**	**16‘453**	**16‘621**	**16‘992**	**17‘118**	**17‘242**	**17‘363**
Kundenschreiben	38‘910	5‘344	4‘979	4‘612	4‘241	3‘868	3‘491	3‘111	2‘728	2‘343	1‘955	1‘563	1‘169	1‘003	836	669	502	457	281	250	219	187
Online Portal und Effizienzkampagne (nur Smart Meter)	179‘125	1‘144	2‘289	3‘436	4‘584	5‘733	6‘884	8‘035	9‘187	10‘340	11‘493	12‘647	13‘802	14‘344	14‘883	15‘419	15‘952	16‘164	16‘711	16‘868	17‘023	17‘176
Umzugsprozess	**390‘655**	**35‘099**	**33‘654**	**32‘206**	**30‘738**	**29‘253**	**27‘748**	**26‘232**	**24‘699**	**23‘151**	**21‘590**	**20‘009**	**18‘414**	**17‘782**	**17‘144**	**16‘502**	**15‘857**	**15‘739**	**15‘050**	**14‘974**	**14‘895**	**14‘814**
ohne Smart Meter - Stadt	197‘519	27‘200	25‘323	23‘443	21‘546	19‘638	17‘713	15‘779	13‘831	11‘871	9‘902	7‘916	5‘919	5‘076	4‘230	3‘384	2‘536	2‘312	1‘420	1‘263	1‘105	946
mit Smart Meter - Stadt	113‘318	728	1‘455	2‘183	2‘911	3‘639	4‘366	5‘094	5‘822	6‘549	7‘277	8‘005	8‘732	9‘073	9‘410	9‘746	10‘081	10‘212	10‘555	10‘652	10‘747	10‘841
ohne Smart Meter - Land	50‘720	6‘985	6‘502	6‘020	5‘533	5‘043	4‘548	4‘052	3‘552	3‘048	2‘543	2‘033	1‘520	1‘303	1‘086	869	651	594	365	324	284	243
mit Smart Meter - Land	29‘098	187	374	561	747	934	1‘121	1‘308	1‘495	1‘682	1‘869	2‘056	2‘242	2‘330	2‘416	2‘503	2‘589	2‘622	2‘710	2‘735	2‘760	2‘784
Total flächendeckende Einführung	**5‘202‘339**	**420‘972**	**415‘211**	**409‘477**	**403‘639**	**397‘808**	**338‘344**	**332‘302**	**326‘200**	**320‘087**	**313‘989**	**307‘834**	**301‘698**	**221‘092**	**217‘043**	**213‘363**	**209‘649**	**171‘941**	**205‘966**	**239‘132**	**237‘078**	**235‘077**
"Flächendeckende Einführung+"	**NBW 2015**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2031**	**2032**	**2033**	**2034**	**2035**
Einmalige Kosten Kunden mit dynamischen Tarifen	20‘304	1‘600	1‘600	1‘600	1‘600	1‘600	1‘600	1‘600	1‘600	1‘600	1‘600	1‘600	1‘600	748	742	739	735	288	754	213	210	207
Kommunikationskosten (nur Smart Meter GPRS)	13‘395	88	175	262	349	435	521	607	692	778	863	948	1‘033	1‘072	1‘110	1‘149	1‘187	1‘201	1‘240	1‘251	1‘261	1‘271
- Smart Meter ohne dynamische Tarife	314	4	7	10	13	15	17	19	20	22	23	24	25	25	24	24	23	23	22	21	20	19
- Smart Meter mit dynamischen Tarifen	13‘080	84	168	252	336	420	504	588	672	756	840	924	1‘008	1‘047	1‘086	1‘125	1‘164	1‘179	1‘218	1‘230	1‘241	1‘251
Total flächendeckende Einführung	**5‘235‘645**	**422‘655**	**416‘977**	**411‘327**	**405‘572**	**399‘825**	**340‘444**	**334‘486**	**328‘467**	**322‘437**	**316‘423**	**310‘352**	**304‘300**	**222‘881**	**218‘866**	**215‘221**	**211‘542**	**173‘403**	**207‘933**	**240‘569**	**238‘523**	**236‘531**

14.3 Detailresultate zu den Szenarien

Nachfolgend finden sich folgende Detailresultate:

Abbildung 14-11: Direkte Kosten (Kapitel 6.4)
(in CHF, NBW 2015 der kumulierten Kosten 2015-2035)

Abbildung 14-12: Direkte Kosten (Kapitel 6.4)
(in Mio. CHF, NBW 2015 der kumulierten Kosten 2015-2035)

Abbildung 14-13: Aufteilung der direkten Kosten/Nutzen auf die Akteure (Kapitel 10.5)
(in Mio. CHF, NBW 2015 der kumulierten Kosten 2015-2035)

Abbildung 14-14: Direkte Kosten/Nutzen für die Netzbetreiber (Kapitel 10.5)
(in Mio. CHF, NBW 2015 der kumulierten Kosten 2015-2035)

Abbildung 14-15: Direkte Kosten/Nutzen für die Lieferanten / Produzenten (Kapitel 10.5)
(in Mio. CHF, NBW 2015 der kumulierten Kosten 2015-2035)

Abbildung 14-16: Direkte Kosten/Nutzen für die Haushalte (Kapitel 10.5)
(in Mio. CHF, NBW 2015 der kumulierten Kosten 2015-2035)

Abbildung 14-17: Indirekte Kosten/Nutzen (Kapitel 7.20)
(in Mio. CHF, NBW 2015 der kumulierten Kosten 2015-2035)

Abbildung 14-18: Aufteilung der indirekten Kosten/Nutzen auf die Akteure (Kapitel 10.5)

Abbildung 14-11: Direkte Kosten (Kapitel 6.4)

(in CHF, NBW 2015 der kumulierten Kosten 2015-2035)

Kostenart	Status quo	Status quo +	Selektive Einführung	Flächendeckende Einführung	Flächendeckende Einführung mit weitgehender Automatisierung
Investitionskosten	**1'481'848'296**	**1'481'848'296**	**1'929'322'349**	**2'705'865'724**	**2'705'865'724**
Gerätekosten dezentrale Infrastruktur	**472'353'600**	**472'353'600**	**529'931'697**	**783'587'086**	**783'587'086**
Mechanische Zähler	21'008'847	21'008'847	16'807'078	4'201'769	4'201'769
Digitale Zähler	302'619'995	302'619'995	238'443'587	51'456'716	51'456'716
Smart Meter PLC	0	0	68'475'896	305'808'446	305'808'446
Smart Meter GPRS	0	0	37'002'503	165'250'527	165'250'527
Datenkonzentratoren	0	0	1'400'361	5'897'369	5'897'369
Rundsteuerung Stadt - traditionell	73'366'589	73'366'589	29'987'559	29'987'559	29'987'559
Rundsteuerung Stadt - hybrid	0	0	44'833'843	44'833'843	44'833'843
Rundsteuerung Stadt - SM	0	0	7'956'211	46'448'375	46'448'375
Rundsteuerung Land - traditionell	75'358'169	75'358'169	30'801'589	33'469'378	33'469'378
Rundsteuerung Land - hybrid	0	0	46'050'885	48'523'860	48'523'860
Rundsteuerung Land - SM	0	0	8'172'187	47'709'244	47'709'244
Installationskosten	**1'009'494'696**	**1'009'494'696**	**1'293'879'248**	**1'513'598'339**	**1'513'598'339**
Traditionelle Zähler - Stadt	488'305'580	488'305'580	383'287'867	79'739'957	79'739'957
Traditionelle Zähler - Land	250'780'464	250'780'464	196'846'223	40'952'273	40'952'273
Smart Meter - Stadt - flächendeckendes Rollout	0	0	24'509'682	397'001'041	397'001'041
Smart Meter - Stadt - selektives Rollout	0	0	152'242'480	214'858'622	214'858'622
Smart Meter - Land - flächendeckendes Rollout	0	0	13'797'843	223'493'642	223'493'642
Smart Meter - Land - selektives Rollout	0	0	74'929'780	105'747'813	105'747'813
Rundsteuerung - Stadt	133'393'798	133'393'798	214'674'658	210'295'492	210'295'492
Rundsteuerung - Land	137'014'853	137'014'853	230'135'204	225'705'137	225'705'137
Datenkonzentrator	0	0	702'037	2'882'949	2'882'949
Einmalige Aufschaltgebühr GPRS - Datenkonzentrator	0	0	3'009	12'355	12'355
Einmalige Aufschaltgebühr GPRS - Smart Meter	0	0	1'031'424	5'295'212	5'295'212
Marketing Smart Meter	0	0	1'719'041	7'613'846	7'613'846
Kosten zentrale Infrastruktur	**0**	**0**	**88'141'693**	**275'266'035**	**275'266'035**
Hardware	0	0	77'772'082	240'386'435	240'386'435
Software	0	0	7'070'189	23'567'298	23'567'298
Projektmanagement	0	0	2'356'730	7'541'535	7'541'535
Weiterbildung	0	0	942'692	3'770'768	3'770'768
Wertverlust aufgrund vorzeitiger Ersatz	**0**	**0**	**17'369'710**	**133'414'264**	**133'414'264**
mechanische Zähler	0	0	8'357'000	68'174'500	68'174'500
digitale Zähler	0	0	2'742'141	22'369'758	22'369'758
Rundsteuerung Stadt	0	0	3'093'300	21'147'966	21'147'966
Rundsteuerung Land	0	0	3'177'270	21'722'040	21'722'040
Betriebskosten	**2'837'648'378**	**2'961'409'980**	**2'860'258'050**	**2'496'473'752**	**2'509'475'662**
Eigenverbrauch Zähler	**193'349'928**	**193'349'928**	**201'122'019**	**220'524'332**	**220'524'332**
Eigenverbrauch mechanische Zähler	129'603'720	129'603'720	117'990'265	62'080'749	62'080'749
Eigenverbrauch digitale Zähler	63'746'208	63'746'208	51'355'447	11'172'405	11'172'405
Eigenverbrauch Smart Meter	0	0	31'776'306	147'271'178	147'271'178
Kundensupport	**323'071'317**	**323'071'317**	**293'531'711**	**184'211'536**	**184'211'536**
Kundensupport traditionelle Zähler	323'071'317	323'071'317	278'761'908	114'781'645	114'781'645
Kundensupport Smart Meter	0	0	14'769'803	69'429'890	69'429'890
Sicherheit und Datenschutz	**0**	**0**	**4'981'940**	**5'571'491**	**5'571'491**
Soft- und Hardware	**0**	**0**	**18'446'624**	**61'488'748**	**61'488'748**
Lizenz-, Wartungs- und Supportkosten für Software	0	0	18'446'624	61'488'748	61'488'748
Betrieb, Unterhalt und Ersatz Hardware	0	0	0	0	0
Kommunikationskosten	**0**	**0**	**8'629'571**	**38'771'712**	**51'773'622**
Datenübertragung Datenkonzentratoren	0	0	204	916	916
Datenübertragung Smart Meter GPRS	0	0	85'648	392'705	13'394'615
Netznutzungskosten SIM - Datenkonzentratoren	0	0	19'889	89'340	89'340
Netznutzungskosten SIM - Smart Meter GPRS	0	0	8'523'830	38'288'750	38'288'750
Ablesekosten	**432'532'341**	**432'532'341**	**375'712'281**	**164'009'253**	**164'009'253**
Ablesekosten Stadt - mechanische Zähler	149'530'944	149'530'944	136'686'836	77'796'054	77'796'054
Ablesekosten Stadt - digitale Zähler	117'990'131	117'990'131	95'603'657	23'372'425	23'372'425
Ablesekosten Land - mechanische Zähler	93'593'937	93'593'937	85'554'594	48'693'861	48'693'861
Ablesekosten Land - digitale Zähler	71'417'329	71'417'329	57'867'195	14'146'913	14'146'913
Rechnungsstellung	**1'213'207'084**	**1'213'207'084**	**1'213'207'084**	**1'213'207'084**	**1'213'207'084**
Stadt	638'084'366	638'084'366	638'084'366	638'084'366	638'084'366
Land	327'702'774	327'702'774	327'702'774	327'702'774	327'702'774
KMU	247'419'944	247'419'944	247'419'944	247'419'944	247'419'944
Effizienzkampagnen	**0**	**123'761'602**	**129'992'832**	**218'034'248**	**218'034'248**
Kundenschreiben		95'473'236	91'734'498	38'909'649	38'909'649
Online-Portal		28'288'366	38'258'334	179'124'599	179'124'599
Umzugsprozess	**675'487'709**	**675'487'709**	**614'633'988**	**390'655'348**	**390'655'348**
ohne Smart Meter - Stadt	537'472'166	537'472'166	464'842'019	197'518'980	197'518'980
mit Smart Meter - Stadt	0	0	24'210'049	113'317'729	113'317'729
ohne Smart Meter - Land	138'015'542	138'015'542	119'365'108	50'720'188	50'720'188
mit Smart Meter - Land	0	0	6'216'811	29'098'452	29'098'452
Einmalige Kosten dynamische Tarife					**20'303'590**
Total	**4'319'496'673**	**4'443'258'276**	**4'789'580'398**	**5'202'339'476**	**5'235'644'975**

Abbildung 14-12: Direkte Kosten (Kapitel 6.4)
(in Mio. CHF, NBW 2015 der kumulierten Kosten 2015-2035)

Kostenart	Status quo	Status quo+	Selektive Einführung	Flächen-deckende Einführung	Flächen-deckende Einführung +
Investitionskosten	**1'482**	**1'482**	**1'912**	**2'572**	**2'572**
Gerätekosten dezentrale Infrastruktur	472	472	530	784	784
Installationskosten	1'009	1'009	1'294	1'514	1'514
Kosten zentrale Infrastruktur	0	0	88	275	275
Wertverlust aufgrund vorzeitiger Ersatz	**0**	**0**	**17**	**133**	**133**
Betriebskosten	**516**	**516**	**518**	**472**	**472**
Eigenverbrauch Zähler	193	193	201	221	221
Kundensupport	323	323	294	184	184
Sicherheit und Datenschutz	0	0	5	6	6
Soft- und Hardwareunterhalt	0	0	18	61	61
Kommunikationskosten	**0**	**0**	**9**	**39**	**52**
Geschäftsprozesse	**2'321**	**2'321**	**2'204**	**1'768**	**1'768**
Ablesekosten	433	433	376	164	164
Rechnungsstellung	1'213	1'213	1'213	1'213	1'213
Umzugsprozess	675	675	615	391	391
Effizienzkampagnen		124	130	218	218
Zusatzkosten dynamische Tarife					20
Total	**4'319**	**4'443**	**4'790**	**5'202**	**5'236**

Zusatzkosten (-) und Nutzen (+) i.Vgl. zum Status Quo	Status quo +	Selektive Einführung	Flächendeckende Einführung	Flächendeckende Einführung +
Investitionskosten	**0**	**-430**	**-1'091**	**-1'091**
Gerätekosten dezentrale Infrastruktur	0	-58	-311	-311
Installationskosten	0	-284	-504	-504
Kosten zentrale Infrastruktur	0	-88	-275	-275
Wertverlust aufgrund vorzeitiger Ersatz	**0**	**-17**	**-133**	**-133**
Betriebskosten	**0**	**-2**	**45**	**45**
Eigenverbrauch Zähler	0	-8	-27	-27
Kundensupport	0	30	139	139
Sicherheit und Datenschutz	0	-5	-6	-6
Lizenz-, Wartungs- und Supportkosten für Software	0	-18	-61	-61
Kommunikationskosten	**0**	**-9**	**-39**	**-52**
Geschäftsprozesse	**0**	**118**	**553**	**553**
Ablesekosten	0	57	269	269
Rechnungsstellung	0	0	0	0
Umzugsprozess	0	61	285	285
Effizienzkampagnen	-124	-130	-218	-218
Zusatzkosten dynamische Tarife	0	0	0	-20
Total	**-124**	**-470**	**-883**	**-916**

Abbildung 14-13: Aufteilung der direkten Kosten/Nutzen auf die Akteure (Kapitel 10.5)
(in Mio. CHF, NBW 2015 der kumulierten Kosten 2015-2035)

Aufteilung auf Akteure - direkte Kosten / Nutzen			
Kostenart	**Netzbetreiber**	**Lieferant / Produzent**	**Endver-braucher/HH**
Investitionskosten			
Gerätekosten dezentrale Infrastruktur	100%		
Installationskosten	100%		
Kosten zentrale Infrastruktur	90%	10%	
Wertverlust aufgrund vorzeitiger Ersatz	**100%**		
Betriebskosten			
Eigenverbrauch Zähler	100%		
Kundensupport	100%		
Sicherheit und Datenschutz	100%		
Soft- und Hardwareunterhalt	90%	10%	
Kommunikationskosten	**100%**		
Geschäftsprozesse			
Ablesekosten	100%		
Rechnungsstellung	90%	10%	
Umzugsprozess	90%	10%	
Effizienzkampagnen	33%	33%	33%
Zusatzkosten dynamische Tarife	90%	10%	

Abbildung 14-14: Direkte Kosten/Nutzen für die Netzbetreiber (Kapitel 10.5)
(in Mio. CHF, NBW 2015 der kumulierten Kosten 2015-2035)

Netzbetreiber					
Kostenart	**Status quo**	**Status quo +**	**Selektive Einführung**	**Flächendeckende Einführung**	**Flächendeckende Einführung +**
Investitionskosten	**1'482**	**1'482**	**1'903**	**2'545**	**2'545**
Gerätekosten dezentrale Infrastruktur	472	472	530	784	784
Installationskosten	1'009	1'009	1'294	1'514	1'514
Kosten zentrale Infrastruktur	0	0	79	248	248
Wertverlust aufgrund vorzeitiger Ersatz	**0**	**0**	**17**	**133**	**133**
Betriebskosten	**516**	**516**	**516**	**466**	**466**
Eigenverbrauch Zähler	193	193	201	221	221
Kundensupport	323	323	294	184	184
Sicherheit und Datenschutz	0	0	5	6	6
Soft- und Hardwareunterhalt	0	0	17	55	55
Kommunikationskosten	**0**	**0**	**9**	**39**	**52**
Geschäftsprozesse	**2'132**	**2'132**	**2'021**	**1'607**	**1'607**
Ablesekosten	433	433	376	164	164
Rechnungsstellung	1'092	1'092	1'092	1'092	1'092
Umzugsprozess	608	608	553	352	352
Effizienzkampagnen	0	41	43	73	73
Zusatzkosten dynamische Tarife	0	0	0	0	18
Total	**4'131**	**4'172**	**4'509**	**4'863**	**4'894**

Zusatzkosten (-) und Nutzen (+) i.Vgl. zum Status Quo	**Status quo +**	**Selektive Einführung**	**Flächendeckende Einführung**	**Flächendeckende Einführung +**
Investitionskosten	**0**	**-421**	**-1'063**	**-1'063**
Gerätekosten dezentrale Infrastruktur	0	-58	-311	-311
Installationskosten	0	-284	-504	-504
Kosten zentrale Infrastruktur	0	-79	-248	-248
Wertverlust aufgrund vorzeitiger Ersatz	**0**	**-17**	**-133**	**-133**
Betriebskosten	**0**	**0**	**51**	**51**
Eigenverbrauch Zähler	0	-8	-27	-27
Kundensupport	0	30	139	139
Sicherheit und Datenschutz	0	-5	-6	-6
Lizenz-, Wartungs- und Supportkosten für Software	0	-17	-55	-55
Kommunikationskosten	**0**	**-9**	**-39**	**-52**
Geschäftsprozesse	**0**	**112**	**525**	**525**
Ablesekosten	0	57	269	269
Rechnungsstellung	0	0	0	0
Umzugsprozess	0	55	256	256
Effizienzkampagnen	-41	-43	-73	-73
Zusatzkosten dynamische Tarife	0	0	0	-18
Total	**-41**	**-379**	**-732**	**-764**

Abbildung 14-15: Direkte Kosten/Nutzen für die Lieferanten / Produzenten (Kapitel 10.5)
(in Mio. CHF, NBW 2015 der kumulierten Kosten 2015-2035)

Lieferanten / Produzenten					
Kostenart	**Status quo**	**Status quo +**	**Selektive Einführung**	**Flächendeckende Einführung**	**Flächendeckende Einführung +**
Investitionskosten	**0**	**0**	**9**	**28**	**28**
Gerätekosten dezentrale Infrastruktur	0	0	0	0	0
Installationskosten	0	0	0	0	0
Kosten zentrale Infrastruktur	0	0	9	28	28
Wertverlust aufgrund vorzeitiger Ersatz	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Betriebskosten	**0**	**0**	**2**	**6**	**6**
Eigenverbrauch Zähler	0	0	0	0	0
Kundensupport	0	0	0	0	0
Sicherheit und Datenschutz	0	0	0	0	0
Soft- und Hardwareunterhalt	0	0	2	6	6
Kommunikationskosten	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Geschäftsprozesse	**189**	**189**	**183**	**160**	**160**
Ablesekosten	0	0	0	0	0
Rechnungsstellung	121	121	121	121	121
Umzugsprozess	68	68	61	39	39
Effizienzkampagnen	0	41	43	73	73
Zusatzkosten dynamische Tarife	0	0	0	0	2
Total	**189**	**230**	**237**	**267**	**269**

Zusatzkosten (-) und Nutzen (+) i.Vgl. zum Status Quo	**Status quo +**	**Selektive Einführung**	**Flächendeckende Einführung**	**Flächendeckende Einführung +**
Investitionskosten	**0**	**-9**	**-28**	**-28**
Gerätekosten dezentrale Infrastruktur	0	0	0	0
Installationskosten	0	0	0	0
Kosten zentrale Infrastruktur	0	-9	-28	-28
Wertverlust aufgrund vorzeitiger Ersatz	**0**	**0**	**0**	**0**
Betriebskosten	**0**	**-2**	**-6**	**-6**
Eigenverbrauch Zähler	0	0	0	0
Kundensupport	0	0	0	0
Sicherheit und Datenschutz	0	0	0	0
Lizenz-, Wartungs- und Supportkosten für Software	0	-2	-6	-6
Kommunikationskosten	**0**	**0**	**0**	**0**
Geschäftsprozesse	**0**	**6**	**28**	**28**
Ablesekosten	0	0	0	0
Rechnungsstellung	0	0	0	0
Umzugsprozess	0	6	28	28
Effizienzkampagnen	-41	-43	-73	-73
Zusatzkosten dynamische Tarife	0	0	0	-2
Total	**-41**	**-48**	**-78**	**-80**

Abbildung 14-16: Direkte Kosten/Nutzen für die Haushalte (Kapitel 10.5)
(in Mio. CHF, NBW 2015 der kumulierten Kosten 2015-2035)

Endverbraucher/HH					
Kostenart	**Status quo**	**Status quo +**	**Selektive Einführung**	**Flächendeckende Einführung**	**Flächendeckende Einführung +**
Investitionskosten	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Gerätekosten dezentrale Infrastruktur	0	0	0	0	0
Installationskosten	0	0	0	0	0
Kosten zentrale Infrastruktur	0	0	0	0	0
Wertverlust aufgrund vorzeitiger Ersatz	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Betriebskosten	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Eigenverbrauch Zähler	0	0	0	0	0
Kundensupport	0	0	0	0	0
Sicherheit und Datenschutz	0	0	0	0	0
Soft- und Hardwareunterhalt	0	0	0	0	0
Kommunikationskosten	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Geschäftsprozesse	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Ablesekosten	0	0	0	0	0
Rechnungsstellung	0	0	0	0	0
Umzugsprozess	0	0	0	0	0
Effizienzkampagnen	0	41	43	73	73
Zusatzkosten dynamische Tarife	0	0	0	0	0
Total	**0**	**41**	**43**	**73**	**73**

Zusatzkosten (-) und Nutzen (+) i.Vgl. zum Status Quo	**Status quo +**	**Selektive Einführung**	**Flächendeckende Einführung**	**Flächendeckende Einführung +**
Investitionskosten	**0**	**0**	**0**	**0**
Gerätekosten dezentrale Infrastruktur	0	0	0	0
Installationskosten	0	0	0	0
Kosten zentrale Infrastruktur	0	0	0	0
Wertverlust aufgrund vorzeitiger Ersatz	**0**	**0**	**0**	**0**
Betriebskosten	**0**	**0**	**0**	**0**
Eigenverbrauch Zähler	0	0	0	0
Kundensupport	0	0	0	0
Sicherheit und Datenschutz	0	0	0	0
Lizenz-, Wartungs- und Supportkosten für Software	0	0	0	0
Kommunikationskosten	**0**	**0**	**0**	**0**
Geschäftsprozesse	**0**	**0**	**0**	**0**
Ablesekosten	0	0	0	0
Rechnungsstellung	0	0	0	0
Umzugsprozess	0	0	0	0
Effizienzkampagnen	-41	-43	-73	-73
Zusatzkosten dynamische Tarife	0	0	0	0
Total	**-41**	**-43**	**-73**	**-73**

Abbildung 14-17: Indirekte Kosten/Nutzen (Kapitel 7.20)

(in Mio. CHF, NBW 2015 der kumulierten Kosten 2015-2035)

Indirekte Kosten / Nutzen (Weiter wie bisher)

Zusatzkosten (-) und Nutzen (+) i.Vgl. zum Status Quo	Status quo +	Selektive Einführung	Flächendeckende Einführung	Flächendeckende Einführung +
Netzkosten	47	143	278	318
Konsumentenrenten	724	1'250	2'507	2'866
- Privathaushalte	500	707	1'064	1'154
- Dienstleistungen	176	427	1'135	1'348
- Gewerbe	49	117	307	364
Produzentenrenten	-54	-147	-294	-336
Total indirekte Kosten/Nutzen	**717**	**1'246**	**2'491**	**2'848**

Indirekte Kosten / Nutzen (Neue Energiepolitik)

Zusatzkosten (-) und Nutzen (+) i.Vgl. zum Status Quo	Status quo +	Selektive Einführung	Flächendeckende Einführung	Flächendeckende Einführung +
Netzkosten	45	0	0	0
Konsumentenrenten	685	1'003	1'963	2'238
- Privathaushalte	483	585	871	945
- Dienstleistungen	150	310	810	960
- Gewerbe	53	108	282	334
Produzentenrenten	-166	-230	-450	-513
Total indirekte Kosten/Nutzen	**564**	**773**	**1'513**	**1'726**

Abbildung 14-18: Aufteilung der indirekten Kosten/Nutzen auf die Akteure (Kapitel 10.5)

(in Mio. CHF, NBW 2015 der kumulierten Kosten 2015-2035)

Aufteilung auf Akteure - Indirekte Kosten / Nutzen (inkl. Erleichterter Anbieterwechsel)

Einsparungen Anbieterwechsel (bei Netzbetreiber subsummiert)	0	32	149	149

Weiter wie bisher

Zusatzkosten (-) und Nutzen (+) i.Vgl. zum Status Quo	Status quo +	Selektive Einführung	Flächendeckende Einführung	Flächendeckende Einführung +
Netzbetreiber	6	-204	-304	-296
Lieferanten/Produzenten	-95	-195	-372	-416
Privathaushalte	459	664	991	1'081
Dienstleistungen	176	427	1'135	1'348
Gewerbe	49	117	307	364
Total	**593**	**808**	**1'758**	**2'081**

Neue Energiepolitik

Zusatzkosten (-) und Nutzen (+) i.Vgl. zum Status Quo	Status quo +	Selektive Einführung	Flächendeckende Einführung	Flächendeckende Einführung +
Netzbetreiber	4	-347	-583	-614
Lieferanten/Produzenten	-207	-278	-528	-593
Privathaushalte	441	541	798	872
Dienstleistungen	150	310	810	960
Gewerbe	53	108	282	334
Total	**441**	**335**	**780**	**959**

14.4 Detailresultate zur Sensitivitätsanalyse

Nachfolgend finden sich folgende Detailresultate:

Abbildung 14-19: Sensitivität direkte Kosten/Nutzen, Szenario „Selektive Einführung“
(in Mio. CHF, NBW 2015 der kumulierten Kosten 2015-2035)

Abbildung 14-20: Sensitivität direkte Kosten/Nutzen, Szenario „flächendeckende Einführung“
(in Mio. CHF, NBW 2015 der kumulierten Kosten 2015-2035)

Abbildung 14-21: Sensitivität indirekte Kosten/Nutzen, Stimulierung Wettbewerb, Gesamtresultat, Szenario „Selektive Einführung“
(in Mio. CHF, NBW 2015 der kumulierten Kosten 2015-2035)

Abbildung 14-22: Sensitivität indirekte Kosten/Nutzen, Stimulierung Wettbewerb, Gesamtresultat, Szenario „Flächendeckende Einführung“
(in Mio. CHF, NBW 2015 der kumulierten Kosten 2015-2035)

Abbildung 14-23: Sensitivitätsberechnungen zu den externen Kosten (Kapitel 9.2)
(in Mio. CHF, NBW 2015 der kumulierten Kosten 2015-2035)

Abbildung 14-19: Sensitivität direkte Kosten/Nutzen, Szenario „Selektive Einführung“
(in Mio. CHF, NBW 2015 der kumulierten Kosten 2015-2035)

Kostenart	Best Case		Grundvariante		Worst Case	
	Status quo	Selektive Einführung	Status quo	Selektive Einführung	Status quo	Selektive Einführung
Investitionskosten	**1'050**	**1'400**	**1'482**	**1'912**	**1'898**	**2'462**
Gerätekosten dezentrale Infrastruktur	358	390	472	530	531	631
Installationskosten	692	948	1'009	1'294	1'367	1'717
Kosten zentrale Infrastruktur	0	62	0	88	0	115
Wertverlust aufgrund vorzeitiger Ersatz	**0**	**17**	**0**	**17**	**0**	**17**
Betriebskosten	**536**	**518**	**516**	**518**	**313**	**352**
Eigenverbrauch Zähler	71	84	193	201	106	128
Kundensupport	465	418	323	294	207	192
Sicherheit und Datenschutz	0	4	0	5	0	6
Soft- und Hardware	0	12	0	18	0	26
Kommunikationskosten	**0**	**6**	**0**	**9**	**0**	**12**
Geschäftsprozesse	**2'311**	**2'181**	**2'321**	**2'204**	**2'332**	**2'227**
Ablesekosten	476	416	433	376	389	336
Rechnungsstellung	1'092	1'092	1'213	1'213	1'335	1'335
Umzugsprozess	743	673	675	615	608	557
Effizienzkampagnen	0	103	0	130	0	157
Zusatzkosten dynamische Tarife	0	0	0	0	0	0
Total	**3'897**	**4'224**	**4'319**	**4'790**	**4'542**	**5'227**

Zusatzkosten (-) und Nutzen (+) i.Vgl. zum Status Quo	Best Case	Selektive Einführung	Worst Case
Investitionskosten	**-350**	**-430**	**-564**
Gerätekosten dezentrale Infrastruktur	-32	-58	-100
Installationskosten	-256	-284	-350
Kosten zentrale Infrastruktur	-62	-88	-115
Wertverlust aufgrund vorzeitiger Ersatz	**-17**	**-17**	**-17**
Betriebskosten	**19**	**-2**	**-39**
Eigenverbrauch Zähler	-13	-8	-21
Kundensupport	47	30	15
Sicherheit und Datenschutz	-4	-5	-6
Soft- und Hardware	-12	-18	-26
Kommunikationskosten	**-6**	**-9**	**-12**
Geschäftsprozesse	**130**	**118**	**105**
Ablesekosten	60	57	54
Rechnungsstellung	0	0	0
Umzugsprozess	70	61	51
Effizienzkampagnen	-103	-130	-157
Zusatzkosten dynamische Tarife	0	0	0
Total	**-328**	**-470**	**-685**

Abbildung 14-20: Sensitivität direkte Kosten/Nutzen, Szenario „flächendeckende Einführung“
(in Mio. CHF, NBW 2015 der kumulierten Kosten 2015-2035)

Kostenart	Best Case		Grundvariante		Worst Case	
	Status quo	Flächendeckende Einführung	Status quo	Flächendeckende Einführung	Status quo	Flächendeckende Einführung
Investitionskosten	**1'050**	**1'831**	**1'482**	**2'572**	**1'898**	**3'401**
Gerätekosten dezentrale Infrastruktur	358	611	472	784	531	951
Installationskosten	692	1'028	1'009	1'514	1'367	2'092
Kosten zentrale Infrastruktur	0	193	0	275	0	358
Wertverlust aufgrund vorzeitiger Ersatz	**0**	**135**	**0**	**133**	**0**	**127**
Betriebskosten	**536**	**414**	**516**	**472**	**313**	**439**
Eigenverbrauch Zähler	71	137	193	221	106	205
Kundensupport	465	234	323	184	207	139
Sicherheit und Datenschutz	0	4	0	6	0	7
Soft- und Hardware	0	39	0	61	0	88
Kommunikationskosten	**0**	**27**	**0**	**39**	**0**	**51**
Geschäftsprozesse	**2'311**	**1'678**	**2'321**	**1'768**	**2'332**	**1'857**
Ablesekosten	476	182	433	164	389	145
Rechnungsstellung	1'092	1'092	1'213	1'213	1'335	1'335
Umzugsprozess	743	404	675	391	608	378
Effizienzkampagnen	0	174	0	218	0	263
Zusatzkosten dynamische Tarife	0	0	0	0	0	0
Total	**3'897**	**4'259**	**4'319**	**5'202**	**4'542**	**6'138**

Zusatzkosten (-) und Nutzen (+) i.Vgl. zum Status Quo	Best Case	Flächendeckende Einführung	Worst Case
Investitionskosten	**-782**	**-1'091**	**-1'503**
Gerätekosten dezentrale Infrastruktur	-253	-311	-420
Installationskosten	-336	-504	-726
Kosten zentrale Infrastruktur	-193	-275	-358
Wertverlust aufgrund vorzeitiger Ersatz	**-135**	**-133**	**-127**
Betriebskosten	**122**	**45**	**-125**
Eigenverbrauch Zähler	-66	-27	-98
Kundensupport	231	139	67
Sicherheit und Datenschutz	-4	-6	-7
Soft- und Hardware	-39	-61	-88
Kommunikationskosten	**-27**	**-39**	**-51**
Geschäftsprozesse	**632**	**553**	**474**
Ablesekosten	294	269	244
Rechnungsstellung	0	0	0
Umzugsprozess	339	285	230
Effizienzkampagnen	-174	-218	-263
Zusatzkosten dynamische Tarife	0	0	0
Total	**-363**	**-883**	**-1'596**

Abbildung 14-21: Sensitivität indirekte Kosten/Nutzen, Stimulierung Wettbewerb, Gesamtresultat, Szenario „Selektive Einführung“
(in Mio. CHF, NBW 2015 der kumulierten Kosten 2015-2035)

Zusatzkosten (-) und Nutzen (+) i.Vgl. zum Status Quo "Weiter wie bisher"	Best Case	Flächendeckende Einführung	Worst Case
Netzkosten	299	143	43
Konsumentenrenten	1'751	1'250	750
Produzentenrenten	-205	-147	-88
Total indirekte Effekte	**1'845**	**1'246**	**705**
Stimulierung Wettbewerb	**112**	**32**	**7**
Gesamtresultat (direkte/indirekte/Wettbewerbseffekte)	**1'629**	**808**	**27**

Zusatzkosten (-) und Nutzen (+) i.Vgl. zum Status Quo "Neue Energiepolitik"	Best Case	Flächendeckende Einführung	Worst Case
Netzkosten	95	0	-41
Konsumentenrenten	1'404	1'003	602
Produzentenrenten	-322	-230	-138
Total indirekte Effekte	**1'178**	**773**	**423**
Stimulierung Wettbewerb	**112**	**32**	**7**
Gesamtresultat (direkte/indirekte/Wettbewerbseffekte)	**962**	**335**	**-255**

Abbildung 14-22: Sensitivität indirekte Kosten/Nutzen, Stimulierung Wettbewerb, Gesamtresultat, Szenario „Flächendeckende Einführung“
(in Mio. CHF, NBW 2015 der kumulierten Kosten 2015-2035)

Zusatzkosten (-) und Nutzen (+) i.Vgl. zum Status Quo "Weiter wie bisher"	Best Case	Flächendeckende Einführung	Worst Case
Netzkosten	585	278	84
Konsumentenrenten	3'509	2'507	1'504
Produzentenrenten	-412	-294	-176
Total indirekte Effekte	**3'682**	**2'491**	**1'411**
Stimulierung Wettbewerb	**523**	**149**	**31**
Gesamtresultat (direkte/indirekte/Wettbewerbseffekte)	**3'842**	**1'758**	**-153**

Zusatzkosten (-) und Nutzen (+) i.Vgl. zum Status Quo "Neue Energiepolitik"	Best Case	Flächendeckende Einführung	Worst Case
Netzkosten	184	0	-79
Konsumentenrenten	2'748	1'963	1'178
Produzentenrenten	-630	-450	-270
Total indirekte Effekte	**2'302**	**1'513**	**829**
Stimulierung Wettbewerb	**523**	**149**	**31**
Gesamtresultat (direkte/indirekte/Wettbewerbseffekte)	**2'462**	**780**	**-735**

Abbildung 14-23: Sensitivitätsberechnungen zu den externen Kosten (Kapitel 9.2)
(in Mio. CHF, NBW 2015 der kumulierten Kosten 2015-2035)

	Status quo +	**Selektive Einführung**	**Flächendeckende Einführung**	**Flächendeckende Einführung +**
alle Angaben in NBW 2015 (Mio. CHF)	Differenz zu Status quo	Differenz zu Status quo	Differenz zu Status quo	Differenz zu Status quo
Grundvariante				
"Weiter wie bisher"	56	114	222	253
"Neue Energiepolitik"	34	53	103	117
Worst case				
"Weiter wie bisher"	34	68	133	152
"Neue Energiepolitik"	21	32	62	70
Best Case				
"Weiter wie bisher"	79	159	311	355
"Neue Energiepolitik"	48	74	144	164

15 Anhang C: Lastverschiebepotenzial Haushalt/Elektromobilität

15.1 Einleitung

Smart Meter bieten im Sektor Haushalt sowie bei der Elektromobilität neue Potenziale zur Lastverschiebung. Die in der Schweiz weit verbreiteten Rundsteuerungen nutzen im Sektor Haushalte nur einen Teil des Potenzials. Mit der Einführung der Elektromobilität werden neue Potenziale möglich.

Mit der vorliegenden Arbeit wird die Ermittlung der **Lastverschiebungspotenziale für Haushalte und Elektromobilität** im Rahmen der Studie „Folgeabschätzung einer Einführung von Smart Metering im Zusammenhang mit Smart Grids in der Schweiz“ dokumentiert.

Bei der Ermittlung des Lastverschiebungspotenzials werden die folgenden drei Einführungsszenarien unterschieden:

Szenario "Selektive Einführung"

Interessierten Strombezügern wird die Möglichkeit geboten, sich einen Smart Meter installieren zu lassen. Der bisherige Zähler wird gegen einen Smart Meter ausgetauscht. Mit mehrstufigen, zeitvariablen Tarifen bieten die Versorgungsunternehmen ihren Kunden Anreize, ein Lastmanagement im Betrieb einzuführen. Bis ins Jahr 2035 werden 20% der bisherigen Zähler durch Smart Meter ersetzt.

Szenario "Flächendeckende Einführung"

Bis ins Jahr 2025 ersetzen die Versorgungsunternehmen flächendeckend rund 80% der bisherigen Zähler durch Smart Meter. Besitzer von Smart Metern können von mehrstufigen, zeitvariablen Tarifen profitieren und ihre Lasten entsprechend steuern.

Szenario "Flächendeckende Einführung+"

Die Versorgungsunternehmen installieren bis 2025 bei rund 80% ihrer Kunden einen Smart Meter. Die Kunden können zwischen zeitvariablen und netzabhängigen, dynamischen Tarifen wählen. Der Automatisierungsgrad von Lastmanagementsystemen und Anwendungen ist weit fortgeschritten, so dass der Smart Meter sich unkompliziert mit möglichen Lasten verbinden lässt. Durch den Automatisierungskontext und die dynamischen Tarife ist insbesondere auch die Nutzung von kurzfristig verfügbarem Lastverschiebepotenzial attraktiv.

15.2 Lastverschiebepotenzial für den Sektor Hauhalt

15.2.1 Heutige Ausgangslage

Bereits heute versuchen die Energieversorgungsunternehmen mit zeitvariablen Tarifen und mit Rundsteuerungen eine Lastverschiebung zu erreichen.

Zeitvariable Tarife

In der Schweiz sind Zeitvariable Tarife bei den Haushalten praktisch flächendeckend verbreitet. Die Zeitvariablen Tarife gelten i.d.R. für alle Haushaltskunden, d.h. es besteht keine Wahlmöglichkeit. Dabei werden Hoch- und Niedertarifzeiten sowohl bei den Energiepreisen als auch bei den Netznutzungspreisen unterschieden.

Die Energiepreise variieren entweder tageszeitlich oder sowohl tages- als auch jahreszeitlich. Der tageszeitliche Hochtarif beginnt in der Regel werktags gegen 6 Uhr und dauert bis ca. 22 Uhr. Am Samstag sind die Zeiten mit Niedertarif länger und am Sonntag gilt meist ganztags der Niedertarif. Der Hochtarif liegt bei den meisten EVU zwischen 50 bis 100% über dem Niedertarif.

Rundsteuerung

Mittels der heutigen Rundsteuerungstechnologien werden Verbraucher wie Elektroboiler, Speicherheizungen etc. ein- und ausgeschalten. Die Verteilnetzbetreiber betreiben so bereits eine Laststeuerung.

Es kann davon ausgegangen werden, dass in der Schweiz 95% der vorhandenen Elektroheizungen, Wärmepumpen und Warmwasserboiler über eine Rundsteuerung vom Verteilnetzbetreiber geschalten werden. Allerdings bietet die Rundsteuertechnologie nur eine eingeschränkte Flexibilität. Die Verbraucher sind nur als Gruppen ansteuerbar und die Regelalgorythmen fest vorgegeben.

Zusätzlich werden mittels der Rundsteuerung die Haushaltszähler auf Hoch- oder Niedertariferfassung geschalten und die öffentliche Beleuchtung ein- und ausgeschaltet.

15.2.2 Potenziale durch Smart Meter

Mit Smart Metering können die Tarife einerseits kundenspezifischer gestaltet und andererseits flexibler und dynamischer an den Netzbetrieb angepasst werden. So erlauben z.B. die Zentralen von Smart Metering-Systemen die Bildung von verschiedenen Kundengruppen, die jeweils ein spezifisches Tarifmodell bzw. spezifische Preisstufen erhalten. Sogenannte Tarifmodelle mit „Critical Peak Pricing“ ermöglichen, an wenigen Tagen im Jahr sehr hohe Preisstufen zu bestimmen und diese mit Tagesfrist den Kunden anzukündigen. Hiermit können auf kurzfristig eintretende Versorgungsengpässe oder Notfall-Situationen im Versorgungssystem reagiert werden. Insgesamt ist davon auszugehen, dass mit Smart Metering die individuellen

Möglichkeiten zur Lastverlagerung der Kunden deutlich besser ausgeschöpft werden können wie bisher.

Zusätzlich können Smart Meter die Funktion der bestehenden Rundsteuerungen übernehmen, Aufgrund der beschränkten Flexibilität der Rundsteuerungen, gehen wir von der Annahme aus, dass diese maximal 90% des Potenzials an Lastverschiebung in den Bereichen Raumwärme und Warmwasser nutzen, welches mit einem flächendeckenden Einsatz von flexiblen Smart Meter realisierbar wäre. Im Bereich Waschen und Trocknen wird das Potenzial zur Lastverschiebung durch die Rundsteuerungen weniger genutzt und es ist entsprechend mehr Potenzial mit Smart Metering vorhanden.

15.2.3 Herleitung der Potenziale

Bei der Herleitung der Lastverschiebepotenziale werden die Effekte durch optimierte Laststeuerung (Ablösung der Rundsteuertechnik durch Smart Metering) und optimierte zeitvariable Tarife unterschieden.

Die optimierte Laststeuerung löst die bestehende Rundsteuertechnik für Raumwärme, Warmwasser und Waschen/Trocknen ab. Für Raumwärme und Warmwasser wird davon ausgegangen, dass das bestehende Lastverschiebepotenzial durch die Rundsteuerungen bereits zum wesentlichen Teil ausgenutzt wird und sich durch Smart Metering nur um 10% steigern lässt. Im Bereich Waschen/Trocknen wird das Lastverschiebepotenzial durch die bestehenden Rundsteuerungen nur teilweise genutzt. Hier gehen wir davon aus, dass durch Smart Metering maximal die Hälfte der durchschnittlichen Last verschoben werden kann. Im Bereich Gefrieren/Kühlen werden Rundsteuerungen bisher noch überhaupt nicht eingesetzt. Da der Nutzen im Verhältnis zum Aufwand durch die kleinen Einheiten relativ klein ist, wird auch bei Smart Metering das Potenzial nur beim Szenario „Flächendeckende Einführung+“ berücksichtigt.

Das Potenzial durch optimierte zeitvariablen Tarifen orientiert sich an bestehenden Studien (siehe Kap.) - insbesondere an 0, wo aufgrund einer Simulation für Deutschland die Lastverlagerung innerhalb eines Tages auf 2.75 bis 5.5% des Verbrauchs geschätzt wird, wenn bei zeitvariablen Tarifen von 2 auf 3 Tarifstufen umgestellt wird. Um die Lastverschiebepotenziale differenziert für Tag / Nacht sowie Sommer / Winter / Übergang zu bestimmen, wurde dieses Potenzial auf einzelne Verbrauchszwecke aufgeteilt. Wochentage und Wochenendtage werden nicht unterschieden.

Abbildung 15-1: Herleitung der Lastverschiebungspotenziale 2035

Haushalte	2035	Potenzial 2035											
Verwendungszweck	Verbrauch elektrisch	Energie	Energie maximal	Leistung je HH	Leistung	Verfügbarkeit maximal	Sommer		Übergang		Winter	
	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[kW]	[MW]	[h]	Tag	Nacht	Tag	Nacht	Tag	Nacht
Raumwärme												
- Raumwärme festinstalliert	2'887	289	289	0.033	132	4	0	0	0	66	0	132
- Heizen mobil	426	-	-	-	-							
Warmwasser	1'607	161	161	0.014	55	6	0	55	0	55	0	55
Waschen & Trocknen	605	303	303	0.020	78	4	78	0	78	0	78	0
Klima, Lüftung & Haustechnik												
- Heizen Hilfsenergie	612	0	612	0.061	0	4	0	0	0	0	0	0
Gefrieren & Kühlen	1'178	0	1'178	0.033	131	1	0	0	0	0	0	0
Potenzial durch optimierte Laststeuerung		**752**	**2'542**	**0.160**	**395**		**78**	**55**	**78**	**121**	**78**	**187**
Klima, Lüftung & Haustechnik												
- Klimatisierung	31	10	20	0.009	36	1	36	0	0	0	0	0
- Antennenverstärker, Haustechnik	153	0	0	-	-	-						
Unterhaltung, I&K	2'429	60	240	0.014	55	1	55	0	55	0	55	0
Kochen (inkl. Geschirrspühlen)	2'535	50	100	0.010	41	2	41	0	41	0	41	0
Beleuchtung	1'277	120	240	0.026	104	1	0	104	0	104	0	104
sonstige Elektrogeräte	1'260	120	240	0.011	45	1	45	0	45	0	45	0
Potenzial Verhaltensänderung durch optimierte zeitvariable Tarife		**360**	**840**	**0.071**	**281**		**176**	**104**	**141**	**104**	**141**	**104**
Total		**1'112**	**3'382**	**0.231**	**676**	**Total**	**254**	**160**	**218**	**225**	**218**	**291**
						1 h	**254**	**160**	**218**	**225**	**218**	**291**
						2 h	**118**	**55**	**118**	**121**	**118**	**187**
						4 h	**78**	**55**	**78**	**121**	**78**	**187**
						Zusätzlich bei automatisierten Kontext:						**131**

15.2.4 Resultate

Vergleich mit anderen Studien

Die nachfolgende Zusammenstellung gibt die Resultate ausgewählter Studien zum Lastverschiebungspotenzial durch zeitvariable Tarife an.

Wie in Kapitel 15.2 erwähnt, entspricht das Potenzial durch optimierte zeitvariable Tarife den in ECOFYS (2009) ermittelten Simulationsergebnissen für einen zeitvariablen Tarif mit 3 statt 2 Tarifstufen (2.75 bis 5.5% des Verbrauchs). Das Potenzial liegt damit deutlich unter dem in 0 ermittelten Potenzial. Das Potenzial für die optimierte Laststeuerung liegt mit 5 - 13% liegt wiederum deutlich mit unter den vergleichbaren Ergebnissen aus 0.

Abbildung 15-2: Mögliche Erhöhung der Lastverschiebung gegenüber zeitvariablem Tarif mit 2 Preisstufen

Programm	Wirkungsschätzung	Quelle
Zeitvariabler Tarif mit 3 (statt 2) Preisstufen	2.75 – 5.5% Verlagerung innerhalb des Tages	0 (Simulation für D)
Event Preisstufen	10 – 15% Lastminderung in Hochlastzeiten	0 (Auswertung intern. Studien)
	4.5 – 12.5% Verlagerung innerhalb des Tages	0 (Simulation für D)
Zeitvariabler Tarif mit direkter Laststeuerung	15 – 25% Reduktion Spitzenlast	0
Potenzial ohne Wärmepumpen, Warmwasser und Nachtspeicher	7.8% verlagerbarer Verbrauchsanteil	0

Resultate

Abbildung 15-3: Verschiebepotenzial in MW Szenario „Selektive Einführung“ heute

Verschiebedauer				15 min	1 h	2 h	4 h
Sommer	Woche	Tag	[MW]	47	47	20	13
		Nacht	[MW]	41	41	17	17
	Wochenende	Tag	[MW]	47	47	20	13
		Nacht	[MW]	41	41	17	17
Übergang	Woche	Tag	[MW]	40	40	20	13
		Nacht	[MW]	57	57	33	33
	Wochenende	Tag	[MW]	40	40	20	13
		Nacht	[MW]	57	57	33	33
Winter	Woche	Tag	[MW]	40	40	20	13
		Nacht	[MW]	73	73	49	49
	Wochenende	Tag	[MW]	40	40	20	13
		Nacht	[MW]	73	73	49	49

Abbildung 15-4: Verschiebepotenzial in MW Szenario „Selektive Einführung“ 2035

Verschiebedauer				15 min	1 h	2 h	4 h
Sommer	Woche	Tag	[MW]	51	51	24	16
		Nacht	[MW]	32	32	11	11
	Wochenende	Tag	[MW]	51	51	24	16
		Nacht	[MW]	32	32	11	11
Übergang	Woche	Tag	[MW]	44	44	24	16
		Nacht	[MW]	45	45	24	24
	Wochenende	Tag	[MW]	44	44	24	16
		Nacht	[MW]	45	45	24	24
Winter	Woche	Tag	[MW]	44	44	24	16
		Nacht	[MW]	58	58	37	37
	Wochenende	Tag	[MW]	44	44	24	16
		Nacht	[MW]	58	58	37	37

Abbildung 15-5: Verschiebepotenzial in MW Szenario „Flächendeckende Einführung“ heute

Verschiebedauer				15 min	1 h	2 h	4 h
Sommer	Woche	Tag	[MW]	186	186	80	53
		Nacht	[MW]	164	164	69	69
	Wochenende	Tag	[MW]	186	186	80	53
		Nacht	[MW]	164	164	69	69
Übergang	Woche	Tag	[MW]	162	162	80	53
		Nacht	[MW]	228	228	133	133
	Wochenende	Tag	[MW]	162	162	80	53
		Nacht	[MW]	228	228	133	133
Winter	Woche	Tag	[MW]	162	162	80	53
		Nacht	[MW]	293	293	197	197
	Wochenende	Tag	[MW]	162	162	80	53
		Nacht	[MW]	293	293	197	197

Abbildung 15-6: Verschiebepotenzial in MW Szenario „Flächendeckende Einführung“ 2035

Verschiebedauer				15 min	1 h	2 h	4 h
Sommer	Woche	Tag	[MW]	203	203	95	62
		Nacht	[MW]	128	128	44	44
	Wochenende	Tag	[MW]	203	203	95	62
		Nacht	[MW]	128	128	44	44
Übergang	Woche	Tag	[MW]	175	175	95	62
		Nacht	[MW]	180	180	97	97
	Wochenende	Tag	[MW]	175	175	95	62
		Nacht	[MW]	180	180	97	97
Winter	Woche	Tag	[MW]	175	175	95	62
		Nacht	[MW]	233	233	149	149
	Wochenende	Tag	[MW]	175	175	95	62
		Nacht	[MW]	233	233	149	149

Abbildung 15-7: Verschiebepotenzial in MW Szenario „Flächendeckende Einführung +“ heute

Verschiebedauer				15 min	1 h	2 h	4 h
Sommer	Woche	Tag	[MW]	383	383	277	250
		Nacht	[MW]	361	361	266	266
	Wochenende	Tag	[MW]	383	383	277	250
		Nacht	[MW]	361	361	266	266
Übergang	Woche	Tag	[MW]	359	359	277	250
		Nacht	[MW]	425	425	330	330
	Wochenende	Tag	[MW]	359	359	277	250
		Nacht	[MW]	425	425	330	330
Winter	Woche	Tag	[MW]	359	359	277	250
		Nacht	[MW]	490	490	395	395
	Wochenende	Tag	[MW]	359	359	277	250
		Nacht	[MW]	490	490	395	395

Abbildung 15-8: Verschiebepotenzial in MW Szenario „Flächendeckende Einführung +“ 2035

Verschiebedauer				15 min	1 h	2 h	4 h
Sommer	Woche	Tag	[MW]	334	334	225	193
		Nacht	[MW]	258	258	175	175
	Wochenende	Tag	[MW]	334	334	225	193
		Nacht	[MW]	258	258	175	175
Übergang	Woche	Tag	[MW]	305	305	225	193
		Nacht	[MW]	311	311	228	228
	Wochenende	Tag	[MW]	305	305	225	193
		Nacht	[MW]	311	311	228	228
Winter	Woche	Tag	[MW]	305	305	225	193
		Nacht	[MW]	364	364	280	280
	Wochenende	Tag	[MW]	305	305	225	193
		Nacht	[MW]	364	364	280	280

15.3 Lastverschiebepotenzial für Elektromobilität

15.3.1 Heutige Ausgangslage

Die Anzahl der in Betrieb stehenden Elektrofahrzeuge ist heute noch verschwindend gering. Gemäss Jahresbericht e’mobile wurden in den letzten 4 Jahren (2077-2010) lediglich gut 350 Elektroautos neu in der Schweiz immatrikuliert. Die Anzahl der immatrikulierten Elektrozweiräder und der Hybridfahrzeuge ist mit ca. 88‘000 resp. 14‘500 im selben Zeitraum bedeutend grösser. Allerdings handelt es sich bei den Elektrozweirädern weitestgehend um E-Bikes mit nur sehr geringem Strombedarf und bei den Hybridfahrzeugen praktisch ausschliesslich um Fahrzeuge ohne Netzanschluss. Aufgrund des noch sehr tiefen Fahrzeugbestands sehen wir das Lastverschiebungspotenzial 2010 noch als vernachlässigbar an.

15.3.2 Potenziale durch Smart Meter

Es wird davon ausgegangen, dass die Fahrzeugbatterien dank des Einsatzes der Smart Meter zu einem optimierten Zeitpunkt geladen werden.

Demgegenüber erscheinen die Kosten um Strom in Niedertarifzeiten aufzunehmen und in Hochtarifzeiten wieder abzugeben auf absehbare Zeit noch zu hoch. Die Speicherkosten, welche durch die Beanspruchung der Batterien und die damit verbundene verkürzte Lebensdauer verursacht werden, liegen heute im Bereich von 30 bis 70 Rp./kWh. Unter der Voraussetzung, dass sich die spezifischen Kosten um den Faktor 3 - 6 verringern und die Lebens-

dauer der Batterien um den Faktor 3 verlängert werden kann, resultieren aber bis 2030 Speicherkosten, welche unter der Differenz von Hoch- und Niedertarif liegen (siehe nachfolgende Tabelle aus 0).

Abbildung 15-9: Vergleich der Differenzkosten Hoch-/Niedertarif mit Speicherkosten für Fahrzeugbatterien

Strompreise		**2009**	**2015**	**2020**	**2035**
EEX, Intraday, Okt. 08 – Sep. 09, € / MWh					
Stunde 4-5	Durchschnitt	26	28	31	46
	Maximum	80			
Stunde 11-12	Durchschnitt	62	70	79	122
	Maximum	1‘128			
Swissix, Spotmarkt, Okt. 08 – Sep. 09, € / MWh					
Stunden 1-6	Durchschnitt	34	37	42	61
	Maximum	80			
Stunden 11-14	Durchschnitt	68	77	87	134
	Maximum	156			
durchschn. Differenz Nacht / Mittag	€ / MWh	36	40	46	75
Batterie		**2009**	**2015**	**2020**	**2035**
Kosten (pro Kapazität)	€ / kWh	475 - 1‘000	400	200	<200
Mögliche Zyklen		1‘500	1‘500	2‘500	3‘000 – 5‘000
Kosten / Strommenge	€ / MWh	320 – 670	267	80	30 - 50

15.3.3 Herleitung der Potenziale

Anzahl Fahrzeuge / Fahrleistungen

In den aktualisierten Energieperspektiven (0) wird im Szenario „Weiter wie bisher“ mit einem Fahrleistungsanteil von 25% bis 2050 und im Szenario „Neue Energiepolitik“ mit 50% bis 2050 gerechnet. Bis 2035 wäre demnach mit Fahrleistungsanteilen von rund 15% resp. 35% zu rechnen.

Wie bei den Lastverschiebungspotenzialen für die Bereiche Haushalte und Dienstleistung/Industrie beruhen die weiteren Berechnungen auf dem Szenario „Neue Energiepolitik“. Im Gegensatz zu den anderen Bereichen fällt bei der Elektromobilität das Lastverschiebungspotenzial im Szenario „Neue Energiepolitik“ durch den grösseren Fahrleistungsanteil deutlich grösser aus wie im Szenario „Weiter wie bisher“.

Ausgehend von einem Fahrzeugbestand von 4.5 Mio PW und 13‘000 km/PW würde 2035 demnach eine Fahrleistung von 20.5 Mia km mit Elektromobilen zurückgelegt (im Szenario „Weiter wie bisher“ lediglich 8.8 Mia km).

Für die Fahrleistungen wird nicht nach Jahreszeit/Wochentag unterschieden.

Verbrauch

Der Verbrauch an elektrischer Energie kann gemäss 0 für 2035 für Plug-In-Hybrids mit 0.04 kWh/km und für reine Elektromobile mit 0.10 kWh/km angenommen werden. Da bis 2035 mit rund 3 mal mehr Plug-In-Hybrids wie Elektromobilen gerechnet wird, beträgt der Verbrauch durchschnittlich 0.055 kWh/km. Der Lade- / Entladewirkungsgrad wird mit 85 % angenommen.

Aus den erwähnten Annahmen betreffend Fahrleistungen und Verbrauch resultiert für 2035 ein Stromverbrauch von 1‘325 GWh/a (im Szenario „Weiter wie bisher“ lediglich 570 GWh/a).

Ladezeiten

Gemäss 0 wird von folgenden Annahmen ausgegangen:

- Die Infrastruktur breitet sich vom Eigenheim über Flottenparkplätze und andere Parkplätze aus. Bis 2035 verfügen 75% der Parkplätze über die Infrastruktur zum Nachladen. 35% davon bieten die Möglichkeit für Schnellladung. Ein Nachladen der Fahrzeuge ist demnach für einen grossen Teil auch tagsüber möglich.
- Bis 2035 wird von relativ grossen Batteriekapazitäten resp. elektrischen Reichweiten ausgegangen, welche ein wesentliches Kriterium für den Markterfolg der Elektromobilität sind. Für reine Elektromobile steigt die elektrische Reichweite bis 2035 auf 450 km. Demnach besteht bis 2035 eine sehr grosse Flexibilität was den Ladezeitpunkt betrifft.

Weiter werden für die vorliegende Arbeit folgende Annahmen getroffen:

- Ohne Smart Metering werden 95% der benötigten Elektrizität gleichmässig nachts nachgeladen und die restlichen 5% gleichmässig tagsüber nachgeladen.
- Mit Smart Metering verändert sich dieses Verhältnis nur im Szenario „Flächendeckende Einführung +“. Hier wird davon ausgegangen, dass ein (finanzieller) Anreiz besteht, die Fahrzeuge auch tagsüber mit dem Netz zu verbinden, obwohl dank der Batteriekapazitäten 2035 ein Nachladen tagsüber in der Regel nicht notwendig ist. In diesem Fall wird davon ausgegangen, dass das Laden der Fahrzeugbatterien gleichmässig über den ganzen Tag erfolgt.

15.3.4 Resultate

Die nachfolgende Tabelle zeigt die resultierenden Lastverschiebungspotenziale:

Abbildung 15-10: Lastverschiebepotenziale Elektromobilität für 2035

	Selektive Einführung	Flächendeckende Einführung	Flächendeckende Einführung +
Tag	3 MW	12 MW	151 MW
Nacht	57 MW	230 MW	151 MW

Vergleich mit anderen Studien

Vergleichbare Lastverschiebepotenziale aus anderen Studien lassen sich nur schwer finden. Berechnet wird häufig das Potenzial zur Bereitstellung von Regelenergie. Dieses kann sehr viel grösser ausfallen, wie das Potenzial zur Lastverschiebung, da Regelleistung nur zu einem geringen Teil der Zeit effektiv beansprucht wird und da üblicherweise von einem speziellen Laderegime der Batterien und teilweise von kurzen Bereitstellungszeiträumen ausgegangen wird.

Resultate

Abbildung 15-11: Verschiebepotenzial in MW Szenario „Selektive Einführung“ heute

Verschiebedauer				15 min	1 h	2 h	4 h
Sommer	Woche	Tag	[MW]	0	0	0	0
		Nacht	[MW]	0	0	0	0
	Wochenende	Tag	[MW]	0	0	0	0
		Nacht	[MW]	0	0	0	0
Übergang	Woche	Tag	[MW]	0	0	0	0
		Nacht	[MW]	0	0	0	0
	Wochenende	Tag	[MW]	0	0	0	0
		Nacht	[MW]	0	0	0	0
Winter	Woche	Tag	[MW]	0	0	0	0
		Nacht	[MW]	0	0	0	0
	Wochenende	Tag	[MW]	0	0	0	0
		Nacht	[MW]	0	0	0	0

Abbildung 15-12: Verschiebepotenzial in MW Szenario „Selektive Einführung“ 2035

Verschiebedauer				15 min	1 h	2 h	4 h
Sommer	Woche	Tag	[MW]	3	3	3	3
		Nacht	[MW]	57	57	57	57
	Wochenende	Tag	[MW]	3	3	3	3
		Nacht	[MW]	57	57	57	57
Übergang	Woche	Tag	[MW]	3	3	3	3
		Nacht	[MW]	57	57	57	57
	Wochenende	Tag	[MW]	3	3	3	3
		Nacht	[MW]	57	57	57	57
Winter	Woche	Tag	[MW]	3	3	3	3
		Nacht	[MW]	57	57	57	57
	Wochenende	Tag	[MW]	3	3	3	3
		Nacht	[MW]	57	57	57	57

Abbildung 15-13: Verschiebepotenzial in MW Szenario „Flächendeckende Einführung“ heute

Verschiebedauer				15 min	1 h	2 h	4 h
Sommer	Woche	Tag	[MW]	0	0	0	0
		Nacht	[MW]	0	0	0	0
	Wochenende	Tag	[MW]	0	0	0	0
		Nacht	[MW]	0	0	0	0
Übergang	Woche	Tag	[MW]	0	0	0	0
		Nacht	[MW]	0	0	0	0
	Wochenende	Tag	[MW]	0	0	0	0
		Nacht	[MW]	0	0	0	0
Winter	Woche	Tag	[MW]	0	0	0	0
		Nacht	[MW]	0	0	0	0
	Wochenende	Tag	[MW]	0	0	0	0
		Nacht	[MW]	0	0	0	0

Abbildung 15-14: Verschiebepotenzial in MW Szenario „Flächendeckende Einführung“ 2035

Verschiebedauer				15 min	1 h	2 h	4 h
Sommer	Woche	Tag	[MW]	12	12	12	12
		Nacht	[MW]	230	230	230	230
	Wochenende	Tag	[MW]	12	12	12	12
		Nacht	[MW]	230	230	230	230
Übergang	Woche	Tag	[MW]	12	12	12	12
		Nacht	[MW]	230	230	230	230
	Wochenende	Tag	[MW]	12	12	12	12
		Nacht	[MW]	230	230	230	230
Winter	Woche	Tag	[MW]	12	12	12	12
		Nacht	[MW]	230	230	230	230
	Wochenende	Tag	[MW]	12	12	12	12
		Nacht	[MW]	230	230	230	230

Abbildung 15-15: Verschiebepotenzial in MW Szenario „Flächendeckende Einführung +“ heute

Verschiebedauer				15 min	1 h	2 h	4 h
Sommer	Woche	Tag	[MW]	0	0	0	0
		Nacht	[MW]	0	0	0	0
	Wochenende	Tag	[MW]	0	0	0	0
		Nacht	[MW]	0	0	0	0
Übergang	Woche	Tag	[MW]	0	0	0	0
		Nacht	[MW]	0	0	0	0
	Wochenende	Tag	[MW]	0	0	0	0
		Nacht	[MW]	0	0	0	0
Winter	Woche	Tag	[MW]	0	0	0	0
		Nacht	[MW]	0	0	0	0
	Wochenende	Tag	[MW]	0	0	0	0
		Nacht	[MW]	0	0	0	0

Abbildung 15-16: Verschiebepotenzial in MW Szenario „Flächendeckende Einführung +“ 2035

Verschiebedauer				15 min	1 h	2 h	4 h
Sommer	Woche	Tag	[MW]	151	151	151	151
		Nacht	[MW]	151	151	151	151
	Wochenende	Tag	[MW]	151	151	151	151
		Nacht	[MW]	151	151	151	151
Übergang	Woche	Tag	[MW]	151	151	151	151
		Nacht	[MW]	151	151	151	151
	Wochenende	Tag	[MW]	151	151	151	151
		Nacht	[MW]	151	151	151	151
Winter	Woche	Tag	[MW]	151	151	151	151
		Nacht	[MW]	151	151	151	151
	Wochenende	Tag	[MW]	151	151	151	151
		Nacht	[MW]	151	151	151	151

15.4 Quellenverzeichnis

BFE (2009)
Analyse des Schweizerischen Energieverbrauchs 2000-2009 nach Verwendungszweck

BFE (2011)
Aktualisierung der Energieperspektiven 2035

Crossley, D. (2008)
Worldwide Survey of Network-driven Demand-side Management Projects. Research Report No 1 Task XV of the International Energy Agency Demand Side Management Programme. 2. Aufl, Herausgegeben von Energy Futures Australia Pty Ltd. ieadsm. Crossley, D.

ECOFYS (2009)
Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen. Studie im Auftrag des Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas , Telekommunikation, Post und Eisenbahn, ECOFYS.

ENCO (2010)
Auswirkungen der Markteinführung von Elektrofahrzeugen und Plug-In-Hybrids auf die Energieträger und das Elektrizitätsnetz (im Auftrag des BFE)

Eurostat (2006)
Statistiken zum Stromverbrauch der Privathaushalte und zur Anzahl Hauhalte, Online verfügbar unter: http://epp.eurostat.ec.europa.eu

Klobasa (2007)
Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichts-punkten.

The Brattle Group, Inc. (Faruqui, Ahmad; Sergici, Sanem) (2008)
The Power of Experimentation. New evidence on residential demand response, zuletzt aktualisiert am 16.05.2008.

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

16 Anhang D: Lastverschiebungspotenzial in Industrie und Dienstleistung

16.1 Einleitung

Der Rollout von Smart Metern erschliesst innerhalb von Unternehmen des Dienstleistungs- und Industriesektors neues Lastverschiebepotenzial. Die Möglichkeit, Lastmanagement auf Netzebene zu betreiben ist mit den heutigen Mitteln nur in Ausnahmefällen möglich. Für die Mehrheit der Unternehmen bieten sich heute keine oder zu geringe Anreize, ein Lastmanagement zu betreiben.

In dieser Arbeit wird für verschiedene Szenarien das Lastverschiebepotenzial von Schweizer Unternehmen im Dienstleistungs- und Industriesektor erarbeitet. Es werden Werte aus heutiger Sicht und für das Jahr 2035 jeweils für Tag und Nacht, Wochentag und Wochenende sowie Sommer, Winter und Übergangszeit bestimmt.

In Zukunft werden Unternehmen vermehrt elektrische Fahrzeugflotten einsetzen. Für die Herleitung des Lastverschiebepotenzials durch elektrische Fahrzeuge verweisen wir auf den Abschnitt 15.3.

Nachfolgend werden die drei Einführungsszenarien beschrieben.

Hinweis: Wenn in diesem Kapitel von "Energie" gesprochen wird, ist damit elektrische Energie gemeint (wenn nicht explizit anders definiert).

16.1.1 Szenario "Selektive Einführung"

Interessierten Unternehmen wird die Möglichkeit geboten, sich einen Smart Meter installieren zu lassen. Der bisherige Zähler wird gegen einen Smart Meter ausgetauscht. Mit mehrstufigen, zeitvariablen Tarifen bieten die Versorgungsunternehmen ihren Kunden Anreize, ein Lastmanagement im Betrieb einzuführen. Bis ins Jahr 2035 werden 20% der bisherigen Zähler durch Smart Meter ersetzt.

16.1.2 Szenario "Flächendeckende Einführung"

Bis ins Jahr 2025 ersetzen die Versorgungsunternehmen flächendeckend rund 80% der bisherigen Zähler durch Smart Meter. Besitzer von Smart Metern können von mehrstufigen, zeitvariablen Tarifen profitieren und in ihrem Unternehmen Lastmanagement einführen.

16.1.3 Szenario "Flächendeckende Einführung+"

Die Versorgungsunternehmen installieren bis 2025 bei rund 80% ihrer Kunden einen Smart Meter. Die Kunden können zwischen zeitvariablen und netzabhängigen, dynamischen Tarifen wählen. Der Automatisierungsgrad von Lastmanagementsystemen und Anwendungen ist weit fortgeschritten, so dass der Smart Meter sich unkompliziert mit möglichen Lasten ver-

binden lässt. Durch den Automatisierungskontext und die dynamischen Tarife ist insbesondere auch die Nutzung von kurzfristig verfügbarem Lastverschiebepotenzial attraktiv.

16.2 Lastverschiebung im Industrie- und Dienstleistungssektor

16.2.1 Heutige Ausgangslage

a) Tarife

Lastmanagement oder Lastverschiebungen spielen in Schweizer Unternehmen bis anhin eine untergeordnete Rolle. Wenn von Lastmanagement gesprochen wird, bezieht sich dieses hauptsächlich auf betriebliches Lastmanagement, also das Verschieben von Lasten innerhalb der Grenzen eines Betriebes und dient dem Vermeiden von teuren Lastspitzen. Die heutige Tarifgestaltung macht es für die Unternehmen teuer, kurzzeitig (15-Minuten-Intervall) hohe Leistungen zu beziehen, da die Leistungskosten mit dem monatlichen Spitzenwert verrechnet werden. Zu welchem Zeitpunkt diese Spitzen auftreten, spielt keine Rolle.

Die meisten Energieversorger bieten ihren Kunden zeitvariable Tarife an, meist einen höheren Tagestarif und einen günstigeren Nachttarif. Für viele Unternehmen bleibt durch die gegebene Tagesarbeitszeit jedoch kein Spielraum um den günstigeren Nachttarif zu nutzen. Eine Lastverschiebung von den Tag- in die Nachtstunden ist in den wenigsten Fällen möglich.

b) Technische Hilfsmittel

Aus technischer Sicht stehen heute hauptsächlich zwei Umsetzungsvarianten für Lastverschiebungen im Vordergrund: Rundsteuerungen und Lastmanagementsysteme.

Rundsteuerungen finden hauptsächlich in den Haushalten eine breite Anwendung. Ein grosser Anteil der Warmwassererzeugungsanlagen und Wärmepumpen werden zu Zeiten hoher Netzbelastung durch Rundsteuersignale gesperrt. Allerdings sind diese Sperrzeiten vertraglich festgelegt und nicht kurzfristig veränderbar. In den Unternehmen findet die Verwendung von Lastverschiebungen durch Rundsteuersignale wenig Anklang. Nach Auskunft von ewz und CKW ist die Nachfrage sehr gering. Die beiden Firmen führen keine Statistiken über Unternehmenskunden mit Rundsteuerungen, betonen aber, dass das Angebot auch für Unternehmen besteht. Landys+Gyr (Europe) AG, der grösste Hersteller von Rundsteuerausrüstungen, schätzt den Anteil der Firmen die Lastabschaltungen durch Rundsteuersignale vornehmen auf höchstens 1%.

Lastmanagementsysteme können insbesondere bei mittleren oder grösseren Unternehmen zu einer beträchtlichen Reduktion der Leistungskosten führen. Allerdings ist die Installation eines solchen Systems mit Investitionen verbunden, was die tiefe Verbreitung solcher Systeme begründet. In der Schweiz dürften nach Auskunft von Xamax AG rund 1'000 - 2'000 Lastmanagementsysteme im Betrieb sein.

16.2.2 Potenziale durch Smart Meter

Die Einführung von Smart Metern ebnet den Weg für die Ausschöpfung grösserer Verschiebepotenziale. Der Einsatz von betriebsinternen Lastmanagementsystemen führt zu keiner koordinierten Reduktion der Netzbelastung. Erst durch ein System von organisierten Metern kann aus Systemsicht ein Nutzen gewonnen werden, nämlich eine gleichmässigere Ausnutzung der Netzbandbreite durch Verschiebung von Lasten. Ein vorhandenes Lastmanagementsystem stellt jedoch eine gute Voraussetzung für den Einsatz eines Smart Meter dar, da das Lastmanagementsystem nur noch mit dem Smart Meter synchronisiert werden muss.

Durch den Einsatz von Rundsteuerungen wird bereits heute ein minimales Lastverschiebepotenzial genutzt. Eine Skalierung von Rundsteueranlagen auf weitere Anwendungen scheint wegen der technischen Einschränkungen der Rundsteuertechnik und der geringen Anreize für die Unternehmen wenig plausibel und wird nicht weiter betrachtet.

Es gilt jedoch zu bedenken, dass das Vorhandensein eines Smart Meter in einem Unternehmen noch zu keiner Lastverschiebung führt. Nur wenn sich das Anbinden von potenziellen Lasten an den Smart Meter für das Unternehmen lohnt, wird das Potenzial erschlossen. Grosse Bedeutung kommt daher der Tarifgestaltung zu, die für den geeigneten Anreiz sorgen muss.

Wird die Einführung in einer für Unternehmen interessanten Art und Weise gestaltet, eröffnen sich durch das Vorhandensein der zusätzlichen Ausgleichs- oder Regelenergie neue Handlungsspielräume auf Netzebene. Die Netzkapazitäten können optimaler genutzt werden, die Energieerzeuger können auf dem bestmöglichen Wirkungsgrad arbeiten und die Einbindung dezentraler erneuerbaren Energien kann einfacher gestaltet werden. Unternehmen können nicht nur positive sondern auch negative Ausgleichs- oder Regelenergie zu Verfügung stellen. Durch den flächendeckenden Einsatz von Smart Metern und unter Annahme eines hohen Automatisierungsgrades ist ein flächendeckendes Lastmanagement gesteuert durch ein geeignetes Anreizsystem möglich.

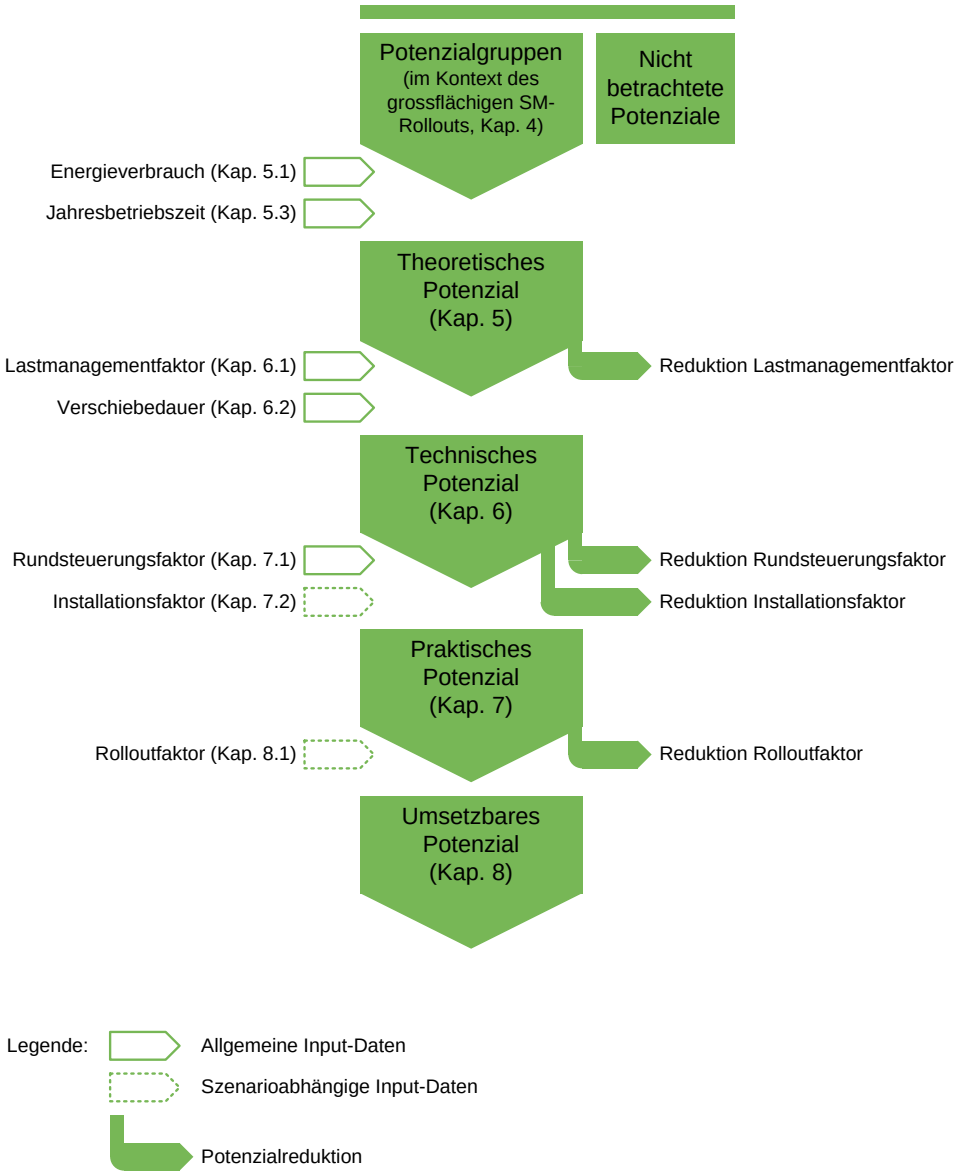
a) Spezialfall Grossverbraucher

Bereits heute gibt es Grossverbraucher, die aufgrund der Grösse ihrer Lasten profitabel als Akteure im Regelenergiemarkt auftreten, oder wesentlich zum Bilanzgruppenausgleich beitragen könnten. Vertreter dieser Gruppe sind zum Beispiel Papierfabriken, Stahlproduzenten, Zementwerke, Kehrichtverbrennungsanlagen oder andere Infrastrukturanlagen. Diese Grossverbraucher sind nicht auf die Smart Meter Technologie, respektive den Rollout angewiesen. Da eine Grenzziehung zwischen Anwendungen, deren Potenzial durch die Einführung von Smart Metern erschlossen wird, oder Anwendungen, bei denen andere technische Lösungen ebenfalls zur Erschliessung führen, schwierig ist, wird das bei den Grossverbrauchern vorhandene Potenzial in dieser Arbeit nicht speziell ausgewiesen.

16.3 Vorgehen und Methodik

Die Abschätzung von Lastverschiebemöglichkeiten im Schweizer Industrie- und Dienstleistungssektor wird über mehrere Teilschritte ermittelt. Die in diesem Bericht präsentierten Daten werden nach dem Prozess in Abbildung 16-1 hergeleitet. Die Prozessschritte werden in den Abschnitten 16.3.1 bis 16.3.4 methodisch diskutiert und in den Abschnitten 16.4 bis 16.8 genauer beschrieben.

Abbildung 16-1: Prozess zur Bestimmung des umsetzbaren Lastpotenzials



Die gewählte Methodik basiert auf den Quellen Rudolph & Wagner (1997) und Piot (2006). Die Abschätzungsgrundlage bildet das theoretische Lastpotenzial. Es umfasst die gesamte schweizerische Systemlast. Wird die technische Machbarkeit als Kriterium hinzugezogen, reduziert sich das Potenzial auf das technische Potenzial. Es beschreibt folglich eine Teilmenge des theoretischen Potenzials. Dieses Vorgehen wurde auch von Klobasa[103] gewählt, was wichtig ist, da einige der in dieser Studie verwendeten Daten von dieser Quelle übernommen wurden. Unter Berücksichtigung wirtschaftlicher Betrachtungen sowie des Verbraucherverhaltens reduziert sich das Potenzial weiter auf das praktische Potenzial. Das umsetzbare Potenzial berücksichtigt zusätzlich die durch die Szenarien unterschiedlich definierten Verbreitungsdichten von Smart Metern. Sowohl die praktische wie auch die umsetzbare Potenzialdefinition sind den Bedürfnissen dieser Studie angepasst. statt. Die beiden Definitionen unterscheiden sich in der Methodik von Rudolph & Wagner (1997), Piot (2006) oder Klobasa (2007).

In der Literatur wird das Thema Lastmanagement, welches interaktiv auf das Netzverhalten reagiert, auch unter dem Begriff "Demand Response" behandelt. Die in dieser Arbeit diskutierten Lastverschiebepotenziale entsprechen dieser Definition. Mit dem Begriff "Potenzial" wird in dieser Arbeit immer auf das Lastverschiebepotenzial Bezug genommen.

16.3.1 Potenzialgruppen im Kontext eines grossflächigen Smart-Meter-Rollout

Lastmanagement wird bereits heute in einigen Firmen betrieben, hauptsächlich um kostspielige 15-Minuten-Leistungsspitzen zu vermeiden. Dieses betriebsinterne Lastmanagement wird oft mittels organisatorischer Massnahmen durchgeführt, indem stromintensive Geräte nicht gleichzeitig betrieben werden. Aus Sicht des Netzbetreibers sind das Verhalten der Kunden und die Auswirkungen auf das Netz nur soweit einschätzbar, als dass für jeden Kunden mit einer maximalen Bezugsleistung gerechnet werden kann. Die Information, zu welcher Zeit ein Unternehmen hohe Leistungen bezieht, ist nur als Erfahrungswert verfügbar, da über den aktuellen Strombezug kaum Echtzeitinformationen vorliegen. Ein Anreiz zu einer zeitabhängigen Lastreduktion ist mit den heutigen Tarifen kaum gegeben. Die zusätzliche Intelligenz von Smart Metern schliesst diese Informationslücke, da der Smart Meter sowohl dem Versorgungsunternehmen Verbrauchsinformationen liefern wie auch den Verbraucher über den aktuellen Netzstatus und die sich daraus ergebenden Nutzungsbedingungen informieren kann.

Eine grossflächige Einführung von Smart Metern ermöglicht daher die Einführung von neuen Anreizsystemen, die sowohl für die Lieferanten und Netzbetreiber, wie auch für die Unternehmen neue interessante Handlungsmöglichkeiten im Bereich Lastmanagement eröffnen.

Mit den Smart Metern wird die ganze Breite des Schweizer Dienstleistungs- und Industriesektors angesprochen. In der Schweiz gibt es im Vergleich zu Deutschland wenige Unternehmen

[103] Dynamische Simulation einers Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten, 2007.

mit grossem Leistungsbedarf, beispielsweise in der Schwerindustrie, in der Grundstoffchemie oder Papierindustrie. Das Lastverschiebepotenzial verteilt sich auf viele kleinere und mittlere Betriebe, deren Potenzial erst durch die Einführung eines Smart Meter verfügbar wird. Die Abschätzung der Potenziale zielt daher in die Breite, ohne Berücksichtigung speziell geeigneter Prozesse von stromintensiven Industriebereichen wie sie in Klobasa (2007)[104] oder WIK-Consult (2006) erwähnt werden. Die stromintensiven Industrieprozesse lassen sich bereits heute in den Regelenergiemarkt integrieren, auch ohne Einführung von Smart Metern. Die Aufteilung in typische Potenzialgruppen erfolgt anhand von Literaturarbeiten, der in den Energiestatistiken durchgeführten Zuordnung von Energieverbräuchen nach Verwendungszwecken sowie weiteren durch die Autoren identifizierten potenziellen Gruppen.

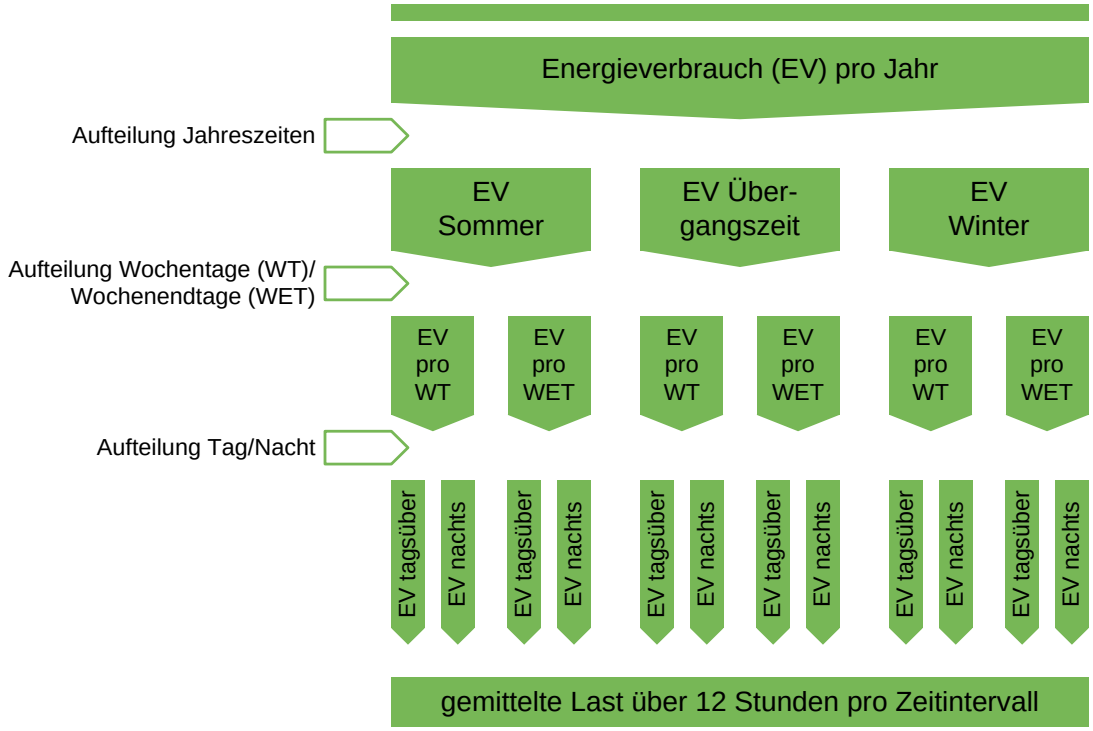
16.3.2 Theoretisches Potenzial

Alle in Schweizer Dienstleistungs- und Industriebetrieben mit dem Netz verbundenen Lasten bilden das theoretische Potenzial. Über die aktuellen Energiestatistiken des Bundesamtes für Energie wird deren **Energieverbrauch** identifiziert. Der Rückschluss auf installierte Leistungen erfolgt mittels typischer **Jahresbetriebszeiten**.

Das Angebot an verschiebbaren Lasten ändert sich je nach Tageszeit, Wochentag und Jahreszeit. In dieser Studie werden Referenzwerte für Tag und Nacht, Wochentag und Wochenende sowie Sommer, Winter und Übergangszeit bestimmt. Die Leistungswerte sind jeweils 12-Stunden-Mittelwerte, wozu der Jahresenergieverbrauch auf diese Zeitintervalle aufgeteilt wird. Abbildung 16-2 zeigt die Herleitung im Überblick.

[104] Dynamische Simulation einers Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten, (2007).

Abbildung 16-2: Aufteilung des Jahresverbrauchs auf die einzelnen Zeitintervalle



Die Folgeabschätzung der Smart Meter-Einführung erstreckt sich bis zum Jahr 2035. Veränderungen im Verbrauchsverhalten wie auch technische Fortschritte lassen darauf schliessen, dass sich der Energieverbrauch von diversen Anwendungen unterschiedlich entwickeln wird. Als Ausgangspunkt für die Beurteilung des zukünftigen Verbrauchs dienen die vom Bundesamt für Energie veröffentlichten Energieperspektiven 2035 (siehe Kapitel 16.5.2) Damit wird das Lastverschiebepotenzial 2035 berechnet.

16.3.3 Technisches Potenzial

Das technische Potenzial beschreibt das Potenzial, das für Lastmanagement zu Verfügung steht. Aus dem theoretischen Potenzial werden die Anwendungen herangezogen, deren Betrieb mindestens eines der folgenden Merkmale aufweist:

1. Die Last oder die Anwendung ist an eine Art Speicher gekoppelt. Ob ein Speicherbauteil vorhanden ist oder ob das die Last umschliessende System Speicher bietet, macht keinen Unterschied.

2. Die Last oder die Anwendung ist unterbrechbar oder zeitlich verschiebbar. Das Abschalten oder Verschieben der Last darf höchstens zu geringfügigen Einschränkungen in einem Arbeitsprozess führen.

Der Anteil des technischen Potenzials am theoretischen Potenzial wird mit dem Begriff "**Lastmanagementfaktor**" definiert, siehe auch Klobasa, (2007).

Das technische Potenzial berücksichtigt auch bereits die **Verschiebedauer** und eine allfällige Vorankündigungszeit. Für jede Potenzialgruppe wird ein Verschiebeprofil mit oder ohne Vorankündigungszeit definiert.

16.3.4 Praktisches Potenzial

Das praktische Potenzial beschreibt den Anteil des technischen Potenzials, der bei ausreichenden Anreizen ausbauwürdig erscheint, und somit zur Nutzung des Potenzials führt. Es wird in Abhängigkeit der Rahmenbedingungen des Szenarios betrachtet.

Ob das identifizierte technische Potenzial sich aus Sicht des Betreibers wirtschaftlich nutzen lässt, hängt von vielen Faktoren ab. Im Zentrum steht eine Kosten/Nutzen-Betrachtung, welche entscheidet, ob eine Last in einen Lastmanagementverbund integriert wird oder nicht.

Mit dem **Installationsfaktor**, wird ein virtueller Faktor als Indikator für die Höhe der Installationskosten, die der Anschluss einer Last an einen Smart Meter mit sich bringt, eingeführt. Dieser betrachtet für jede Potenzialgruppe aus technischer Sicht die Komplexität der Installation (Lokalitäten der Lasten, Distanz zum Smart Meter, Technologie der Lasten, Anschlussmöglichkeiten).

Ein bereits heute angewendeter Lastmanagementansatz ist der Einsatz von Rundsteuerungen. Aus Sicht des Unternehmens ist das Blockieren oder Ausschalten von Anlagen durch den Netzbetreiber wenig interessant, da der Zeitpunkt fix definiert wird und die eingeschränkte Flexibilität unzureichend mit finanziellen Anreizen abgegolten wird. Für die Abschätzung des praktischen Potenzials wird bei den Potenzialgruppen, die einen Rundsteueranteil aufweisen, das durch Rundsteuerungen adressierte Potenzial abgezogen (**Rundsteuerungsfaktor**).

Das verbleibende Potenzial entspricht dem praktischen Potenzial.

16.3.5 Umsetzbares Potenzial

Die Szenarien weisen unterschiedliche Rollout-Mengen auf. Dieser Aspekt wird mit dem **Rolloutfaktor** berücksichtigt. Das umsetzbare Potenzial berücksichtigt alle Abhängigkeiten von den unterschiedlichen Szenarien. Die berechneten Potenziale werden für alle Zeitintervalle über alle Potenzialgruppen summiert und fliessen in die volkswirtschaftlichen Simulationen ein.

16.4 Die Potenzialgruppen

Die Potenzialgruppen grenzen Verwendungszwecke mit unterschiedlichen Eigenschaften ab. Die Berechnung des umsetzbaren Potenzials erfolgt für jede Potenzialgruppe isoliert. Die Aufsummierung aller Potenziale erfolgt erst auf Basis des umsetzbaren Potenzials.

Die bedeutenden Potenzialgruppen bestehen aus Querschnitttechnologien, Industrieprozessen und Spezialanwendungen und wurden entweder von bestehenden Studien abgeleitet

oder unter Betrachtung der technischen Eigenschaften als Potenziale identifiziert. Detaillierte Analysen zu geeigneten Potenzialgruppen finden sich in Klobasa (2007), WIK-Consult (2006) und Stadler (2008). Die Abbildung 16-3 zeigt die Potenzialgruppen und deren Zuordnung nach Dienstleistungs- oder Industriesektor. Die Aufteilung zwischen Dienstleistungs- und Industriesektor entspricht der allgemeinen Systematik der Wirtschaftszweige (NOGA 2008).

Das identifizierte Potenzial unterteilt sich in grosse Lasten in kleiner Anzahl und in viele kleine Lasten, die jedoch in der Summe grosses Potenzial bergen. Insbesondere die Gruppenbildung von kleineren dezentralen Lasten führt zu grossen möglichen Verschiebeeffekten.

Abbildung 16-3: Potenzialgruppen der Schweizer Dienstleistungs- und Industriesektoren

Potenzialgruppen	Dienstleistungssektor	Industriesektor
Prozesse und Antriebe		
Prozesswärme		
Prozesskälte		
Druckluft		
Spezifische DI/IN Prozesse		
Haustechnik		
Raumwärme		
Warmwasser		
Klimakälte		
Lüftung		
Pumpen Heizung/Hallenbäder		
Notstromanlagen		
USV-Anlagen		
Notstromgeneratoren		

Dunkelgraue Felder kennzeichnen Bereiche, die sich semi-quantitativ Abschätzen lassen, schraffierte Bereiche werden qualitativ abgeschätzt und weisse Bereiche haben kaum Potenzial.

Potenziale für Lastmanagement erschliessen sich dort, wo ein "Speicher" eine Verschiebung oder Abschaltung ermöglicht oder wo eine solche sonst möglich ist. Die Potenzialgruppen weisen unterschiedliche Speicherarten auf (Abbildung 16-4).

Abbildung 16-4: Potenzialgruppen mit den dazugehörigen Speichern

Potenzialgruppen	Art des Speichers
Prozesse und Antriebe	
Prozesswärme	Erwärmte Materialien oder Flüssigkeiten kühlen bei guter Isolation nur langsam aus.
Prozesskälte	Gekühltes oder gefrorenes Gut, wie auch Materialen oder Flüssigkeiten erwärmen sich bei guter Isolation nur langsam.
Druckluft	Druckluftspeicher bieten zeitliche Flexibilität.
Spezifische DI/IN Prozesse	Stückgutlager zwischen Teilprozessen bieten die Möglichkeit, Arbeitsschritte zeitlich zu verschieben. Mechanische Prozesse können in ihrer Drehzahl oder Leistung reduziert werden.
Haustechnik	
Raumwärme	Erwärmte Materialien, insbesondere Mauern und Verkleidungen innerhalb der Isolationsschicht, speichern Wärme.
Warmwasser	Wasser ist ein guter Wärmespeicher.
Klimakälte	Gekühlte Materialien, insbesondere Mauern und Verkleidungen innerhalb der Isolationsschicht, ändern ihre Temperatur langsam.
Lüftung	Die Luftqualität von Raumluft ändert sich langsam.
Pumpen Heizung/Hallenbäder	Erwärmte Materialien, insbesondere Mauern und Verkleidungen innerhalb der Isolationsschicht, speichern Wärme. Badwasser wird umgewälzt und durch Filter gereinigt. Verunreinigungen nehmen langsam zu.
Notstromanlagen	
USV-Anlagen	Batterien können vorübergehend die Stromversorgung übernehmen und damit das Netz entlasten.
Notstromgeneratoren	Batterien und/oder ein externer Generator können vorübergehend die Stromversorgung übernehmen und damit das Netz entlasten.

Für alle Gruppen aus den Bereichen Prozesse und Antriebe und Haustechnik besteht sowohl die Möglichkeit, die Anwendung oder den Prozess zu verschieben als auch abzuschalten. Die Entlastung des Netzes geschieht immer durch das Abschalten einer Last.

Wie in der Methodik erwähnt, ist die Zusammenstellung der Potenzialgruppen im Kontext des grossflächigen Smart-Meter-Rollouts zu sehen. Auf eine differenzierte Aufteilung in spezifische Industrie- oder Dienstleistungsprozesse wurde bewusst verzichtet. Die Potenzialgruppe **Spezifische Dienstleistungs- und Industrieprozesse** umfasst daher die ganze Palette an elektrischen Verbrauchern, die die Heterogenität der Schweizer Industrielandschaft ausmachen. Zu dieser Gruppe gehören beispielsweise Anlagen wie Rolltreppen, Lifte, Produktionsanlagen (ohne Prozesswärme, Kühlanlagen und Druckluftanlagen), Waschprozesse, Fertigungsprozesse, aber auch z.B. Klär- und Beschneiungsanlagen. In die Potenzialgruppe **Prozesswärme** fallen Anwendungen wie beispielsweise Wärmebäder oder Elektroöfen. **Prozesskälte** ist hauptsächlich in der Nahrungsmittelindustrie sowie im Handel mit Lebensmittel und Arzneien wichtig. **Druckluft** ist eine typische Querschnitttechnologie, die in vielen Prozessen benötigt wird.

Anwendungen aus der Haustechnik wie **Lüftungen**, **Klimakälte** und **Pumpanwendungen** im Heizungs- und Sanitärbereich (Hallenbäder) bieten ein breites Potenzial und werden daher als Potenzialgruppen aufgeführt. Die Potenzialgruppe **Raumwärme** beinhaltet hauptsächlich Wärmepumpen. Eine Sonderstellung nehmen **Notstromanlagen** ein. USV-Anlagen sind immer online und überwachen die Spannungsversorgung. Sie übernehmen die Last, wenn die Spannungsversorgung wegfällt. Notstromgeneratoren hingegen müssen in regelmässigen Abständen getestet werden. Während den Testläufen versorgen sie das angeschlossene System und bewirken damit eine Entlastung des Netzes, oder sie speisen direkt ins Netz ein. Nachteilig sind hingegen die häufig hohen Schadstoffemissionen bei kurzzeitigem Anlaufen. Bei einer Netzeinspeisung muss zudem sichergestellt werden, dass keine unbeabsichtigte Inselbildung auftreten kann. Notstromanlagen können gezielt zur punktuellen Entlastung des Netzes eingesetzt werden.

Die in den Potenzialgruppen zusammengefassten Potenziale haben nicht den Anspruch, vollständig zu sein. Da jedoch darauf geachtet wurde, dass alle grossen Verbrauchskategorien, wie sie in in der *Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000-2009 nach Verwendungszwecken*[105] zusammengefasst sind, miteinbezogen wurden, darf die Abschätzung als quantitativ umfassend betrachtet werden.

16.5 Herleitung des theoretischen Potenzials

Die Abschätzung des theoretischen Potenzials erfolgt über die Bestimmung

- des heutigen Energieverbrauchs
- der Prognose der Energieverbrauchsänderung bis 2035
- der mittleren Betriebszeit

16.5.1 Energieverbräuche heute

Die Datenbasis für die Herleitung des Energieverbrauchs bilden die statistischen Daten des Bundesamtes für Energie (BFE, 2011) und die Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000-2009 nach Verwendungszwecken (BFE 2010). Die Zuordnung der Verbräuche nach Industrie- und Dienstleistungssektor entspricht der Datenordnung der allgemeinen Systematik der Wirtschaftszweige (NOGA 2008).

Als weitere Quellen zur Herleitung der Energieverbräuche der einzelnen Potenzialgruppen dienen diverse Verbandsstatistiken und Energieverbrauchsdaten der Energie-Agentur der Wirtschaft (EnAW).

Eine Übersicht über die gerundeten heutigen Verbräuche gibt Abbildung 16-5. Wo die Energieverbräuche nicht direkt einer Quelle entnommen werden konnten, wird die Herleitung in den nachfolgenden Kapiteln dokumentiert.

[105] BFE (2010), Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000-2009 nach Verwendungszwecken.

Abbildung 16-5: Energieverbrauch der Potenzialgruppen heute

Potenzialgruppen	Energie-verbrauch	Bemerkungen
Prozesse und Antriebe		
Prozesswärme	6'100 GWh/a	Quelle: (BFE, Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000-2009 nach Verwendungszwecken, 2010)
Prozesskälte	1'600 GWh/a	Berechnung siehe 0
Druckluft	800 GWh/a	Quelle: (BFE, 2011) und eigene Berechnungen Weitere Details siehe 0
Spezifische DI/IN Prozesse	13'000 GWh/a	Quelle: (BFE, Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000-2009 nach Verwendungszwecken, 2010)
Haustechnik		
Raumwärme	1'100 GWh/a	Quelle: (BFE, Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000-2009 nach Verwendungszwecken, 2010) Der Wert umfasst den Verbrauch des Dienstleistungsbereichs und des Industriebereichs, und entspricht in etwa dem geschätzten Bedarf der Wärmepumpen.
Warmwasser	100 GWh/a	Quelle: (BFE, 2011) Der Wert umfasst den Verbrauch des Dienstleistungsbereichs. Der Industrieverbrauch wurde als vernachlässigbar angegeben.
Klimakälte	900 GWh/a	Berechnung siehe c)
Lüftung	2'700 GWh/a	Quelle: (BFE, 2011) Weitere Details siehe d)
Pumpen Heizung/Hallenbäder	800 GWh/a	Berechnung siehe e)
Notstromanlagen		
USV-Anlagen	700 GWh/a	Quelle: (Klobasa, Dynamische Simulation einers Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten, 2007) Hochrechnung anhand der Daten aus Deutschland 2005 mittels Bevölkerungsverhältnis

Notstromgeneratoren weisen keinen Jahresenergieverbrauch auf. Die Abschätzung des theoretischen Potenzials erfolgt über die installierte Leistung. Die Abbildung 16-6 zeigt die Abschätzungswerte.

Abbildung 16-6: Installierte Leistung Notstromanlagen heute

Potenzialgruppen	Leistung	Bemerkungen
Notstromanlagen		
Notstromgeneratoren	70 MW	Berechnung siehe f)

a) Prozesskälte - Herleitung des Energieverbrauchs

Prozesskälte wird hauptsächlich in der Nahrungsmittelindustrie sowie in der Lagerung und dem Verkauf von Nahrungsmitteln benötigt. Kälteanwendungen sind gut geeignet zur Lastverschiebung, da das Gefrier- oder Kühlgut gute Speicherfähigkeiten besitzt. Nicht enthalten sind in dieser Studie Kälteanwendungen für Arzneimittel oder Prozesskälte in andern Industriezweigen.

Die Abbildung 16-7 zeigt die zur Herleitung herangezogenen Branchen, den Energieanteil der Kühlung und den daraus abgeleiteten Energieverbrauch.

Abbildung 16-7: Herleitung der Energieverbräuche der Potenzialgruppe Prozesskälte

Branche	Anteil Energie Kühlung	Bemerkungen/ Quellen	Energie-verbrauch Kühlung	Bemerkungen/ Quellen
Kühlhäuser	100 %	-	120 GWh/a	(SVKTL Schweizerischer Verband für Kühl- und Tiefkühllogistik, 2011)
Supermärkte	60 %	Anteil variiert je nach Quelle zwischen 50% und 65%, Referenz aus der Schweiz: (Bundesamt für Konjunkturfragen, 1994)	800 GWh/a	Hochrechnung über Verbrauch der Migros-Filialen (Migros, 2010)
Fleischverarbeitende Industrie	48.5 %	(Schlomann, et al., 2004)	100 GWh/a	Hochrechnung über Daten EnAW und (Proviande, 2011)
Milchverarbeitende Industrie	14 %	(Schlomann, et al., 2004)	60 GWh/a	Hochrechnung über Daten EnAW und (Muller, 2011)
Bäckereien	16.8 %	(Schlomann, et al., 2004)	45 GWh/a	Hochrechnung über Daten EnAW und (BFS, 2011)
Gastronomie/Hotels	15 %	Mittlerer Wert zwischen (Gloor, 2009) und (Schlomann, et al., 2004)	350 GWh/a	Hochrechnung über (Gloor, 2009) und (BFS, 2011)
Übrige Nahrungsmittelindustrie	12.1 %	(Schlomann, et al., 2004)	125 GWh/a	(BFE, Energieverbrauch in der Industrie und im Dienstleistungssektor - Resultate 2010, 2011)

b) Druckluft - Herleitung des Energieverbrauchs

Die Energieverbräuche für Druckluft wurden über Anteilsschätzungen aus (BFE, Energieverbrauch in der Industrie und im Dienstleistungssektor - Resultate 2010, 2011) zusammengetragen. Das Bundesamt für Energie schätzt den Verbrauch in der Industrie auf rund 760 GWh/a (BFE, 2010). Die in Abbildung 16-8 errechneten Energieverbräuche liegen folglich im Rahmen der Schätzung des Bundesamtes für Energie.

Abbildung 16-8: Druckluftanteil Industrie und Gewerbe

Branche (NOGA08)	Anteil Energie Druckluft	Bemerkungen/ Quellen	Energieverbrauch Druckluft	Bemerkungen / Quellen
Textil/Leder, Papier/Druck, Zement/Beton, Maschinenbau, Metall Geräte, NE-Metall, andere NE-Mineralien	8 %	(Klobasa, Dynamische Simulation einers Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten, 2007) sieht den Anteil bei rund 10%. Wegen des heterogenen Mixes der Betriebe wird ein tieferer Anteil angenommen.	556 GWh/a	(BFE, Energieverbrauch in der Industrie und im Dienstleistungssektor - Resultate 2010, 2011)
Metall/Eisen, andere Industrien	5 %	Der Druckluftanteil ist grob geschätzt. In der Holzindustrie schätzt (Gloor, 2009) den Anteil auf 5%.	176 GWh/a	(BFE, Energieverbrauch in der Industrie und im Dienstleistungssektor - Resultate 2010, 2011)
Handel (nur Autowerkstätten)	15%	(Gloor, 2009) schätzt den Energieanteil für Büros auf 15% und für Verkaufsflächen auf 10%. Da der Bereich Handel neben Büroräumlichkeiten auch alle Verkaufsflächen beinhaltet, wird der Anteil auf 12% reduziert.	46 GWh/a	(BFE, Energieverbrauch in der Industrie und im Dienstleistungssektor - Resultate 2010, 2011)

Industrien, wo Druckluft hauptsächlich für Automatisierungsprozesse (z.B. Verpackungsindustrie) genutzt wird, eignen sich nicht für Lastverschiebungen. Die Bereiche Nahrungsmittel und Chemie/Pharma sind in der Abschätzung nicht enthalten.

c) Klimakälte - Herleitung des Energieverbrauchs

Über den genauen Anteil der klimatisierten Räume in der Schweiz gibt es keine statistischen Daten. Eine Analyse (Aebischer & Catenazzi, 2007) zeigt das Verhältnis von nicht, teil, und voll klimatisierten Gebäuden im Dienstleistungssektor auf. Die Schätzung (Abbildung 16-9) gilt für das Jahr 2005 und umfasst die Bereiche Bürogebäude, Läden, Gastgewerbe, Schulen, Gesundheitseinrichtungen und Übrige.

Abbildung 16-9: Anteile der nicht, teil und voll klimatisierten Flächen in Dienstleistungsgebäuden geschätzt für 2005

Klimatisierungsgrad	Anteil
Keine Klimatisierung	59%
Teilweise klimatisiert	22%
Voll klimatisiert	19%

Quelle: Aebischer & Catenazzi (2007).

Der Verbrauch an elektrischer Energie für die Erzeugung, Befeuchtung, Entfeuchtung und den Transport der Kälte wird in der Analyse mit 6.3 kWh/m^2 pro Jahr für teilklimatisierte Bürogebäude, und 26.7 kWh/m^2 pro Jahr für vollklimatisierte Bürogebäude angegeben. Die für das Jahr 2005 geschätzten Energiebezugsflächen sind in Abbildung 16-10 gegeben.

Abbildung 16-10: Energiebezugsflächen (EBF) verschiedener Wirtschaftsbranchen im Dienstleistungsbereich im Jahr 2005

Dienstleistungssektor	EBF in Mio. m^2
Handel	22.1
Kreditwirtschaft/Versicherungen	7.2
Gastgewerbe	11.8
Unterrichtswesen	25
Gesundheitswesen	17.7
Übrige Dienstleistungen	56.5
Total	140.3 (2009:150.5 Wüest & Partner)

Quelle: Aebischer & Catenazzi (2007)

Der gesamte für den Dienstleistungssektor benötige elektrische Energieverbrauch beläuft sich demnach auf rund 900 GWh im Jahr.

Der Energieanteil für Klimakälte liegt im Verhältnis zum Gesamtenergieanteil bei rund 6%. Dieser Anteil liegt nahe bei den 5%, die (Klobasa, Dynamische Simulation einers Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten, 2007) oder (Gloor, 2009) angeben.

d) Lüftung - Herleitung des Energieverbrauchs

Die Energieverbräuche für Lüftungen wurden über Anteilsschätzungen aus (BFE, Energieverbrauch in der Industrie und im Dienstleistungssektor - Resultate 2010, 2011) zusammengetragen. Berücksichtigt wurden nur Branchen, die nach (Klobasa, Dynamische Simulation einers Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten, 2007) nicht prozessrelevante Lüftungsanalgen beinhalten. Der durch Lüftung verursachte Energieverbrauch der betrachteten Branchen beträgt rund 2'700 GWh/a.

Abbildung 16-11: Lüftungsanteile in Industrie- und Dienstleistungsbereichen

Branche (NOGA08)	Lüftungs-anteil	Bemerkungen/ Quellen	Energieverbrauch	Bemerkungen/ Quellen
Andere NE-Mineralien	14 %	(Klobasa, Dynamische Simulation einers Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten, 2007), Mittelwert aus Bereichen Keramik/Glas und Zement/Kalk	70 GWh/a	(BFE, Energieverbrauch in der Industrie und im Dienstleistungssektor - Resultate 2010, 2011)
Maschinenbau	9 %	(Klobasa, Dynamische Simulation einers Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten, 2007)	80 GWh/a	(BFE, Energieverbrauch in der Industrie und im Dienstleistungssektor - Resultate 2010, 2011)
Metall Geräte	12 %	(Klobasa, Dynamische Simulation einers Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten, 2007)	310 GWh/a	(BFE, Energieverbrauch in der Industrie und im Dienstleistungssektor - Resultate 2010, 2011)
Nahrungsmittel	10 %	(Klobasa, Dynamische Simulation einers Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten, 2007)	190 GWh/a	
Andere Industrien	5 %	(Klobasa, Dynamische Simulation einers Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten, 2007), Mittelwert aus Bereichen Gummi/Kunststoff und andere Industrien	230 GWh/a	(BFE, Energieverbrauch in der Industrie und im Dienstleistungssektor - Resultate 2010, 2011)
Handel	12 %	Mittelwert zwischen Anteil Büros und Verkaufsflächen nach (Gloor, 2009)	470 GWh/a	(BFE, Energieverbrauch in der Industrie und im Dienstleistungssektor - Resultate 2010, 2011)

Branche (NOGA08)	Lüftungs-anteil	Bemerkungen/ Quellen	Energieverbrauch	Bemerkungen/ Quellen
Gastgewerbe	7 %	(Gloor, 2009)	150 GWh/a	(BFE, Energieverbrauch in der Industrie und im Dienstleistungssektor - Resultate 2010, 2011)
Kredit, Versicherungen, Verwaltung, Unterricht, andere Dienstleistungen	15 %	(Gloor, 2009)	1'220 GWh/a	(BFE, Energieverbrauch in der Industrie und im Dienstleistungssektor - Resultate 2010, 2011)

e) Pumpen - Herleitung des Energieverbrauchs

Pumpen Heizung

Die Abschätzung der Leistung und des Energiebedarf wurde über die thermische Energie der Dienstleistungsbranchengruppen aus (BFE, 2011) gemacht. Nicht miteingeschlossen sind Gebäude, die Fernwärmeanschlüsse und Wärmepumpen oder Solarheizungen haben.

Der Energiebedarf beträgt rund 600 GWh/a.

Badwasserpumpen Bäder

In der Schweiz gibt es rund 500 öffentliche und 3'000 private oder halbprivate Hallenbäder (Weisskopf & Humm, 1995). Freibäder werden in dieser Abschätzung nicht berücksichtigt. Über Pumpen wird das Wasser in Hallenbädern kontinuierlich aufbereitet, wobei das Einhalten der Hygienevorschriften im Vordergrund steht. Kurzzeitige Unterbrechungen von Teilen der Anlage (insbesondere in Bädern mit Schwallwasserbehälter) oder Reduktionen der Umwälzleistungen führen zu keiner sofortigen Verschlechterung der Hygiene. Viele Pumpen sind mit Stufenschaltungen oder mit frequenzgesteuerten Umrichtern ausgestattet und können in der Leistung reduziert werden.

Der elektrische Jahresenergiebedarf für die Pumpanwendungen wird von (Goldammer, 2003) wie in Abbildung 16-12 abgeschätzt.

Abbildung 16-12: Elektrische Energie für Pumpanwendungen in Hallenbädern

Hallenbadgrösse	Elektrische Energie für Pumpanwendungen
Hallenbäder bis 250 m^2 Wasserfläche	20'000 kWh pro Jahr
Hallenbäder bis 500 m^2 Wasserfläche	140'000 kWh pro Jahr
Hallenbäder über 500 m^2 Wasserfläche	320'000 kWh pro Jahr

Die Aufteilung der Bäder in die drei Grössenklassen geschieht folgendermassen: Öffentliche Bäder werden gleichmässig den drei Grössenklassen zugeordnet. Private und halbprivate Bäder werden bei kleineren Wasserflächen gesehen, rund 5% bei Bädern bis 500 m^2 Fläche und der Rest bei den kleinen Anlagen.

Daraus ergibt sich ein Jahresenergieverbrauch von rund 200 GWh/a.

f) Notstromgeneratoren - Herleitung der installierten Leistung

Zur Abschätzung vorhandener Leistung durch Notstromaggregate wurden zwei typische Anwendungsfelder, Spitäler und Wasserversorgungen herangezogen. Als Referenzobjekte dienen das Universitätsspital Zürich (USZ) und die Wasserversorgung Zürich.

Die Hochrechnung für die Spitäler der gesamten Schweiz erfolgt über eine mittlere Leistung pro Bett. Die gesamte Notstromleistung beträgt rund 42 MW.

Bei den Wasserversorgungen dienen die Notstromaggregate zur Sicherstellung der Minimalversorgung. Die Notversorgung durch Pumpen hat vor allem in flachen Ballungszentren Bedeutung. Für die Hochrechnung wurde deshalb nur der Bevölkerungsanteil, der in Städten lebt, berücksichtigt. Die installierte Notstromleistung beträgt rund 30 MW.

16.5.2 Prognose Energieverbräuche 2035

Für die Berechnung des Lastverschiebepotenzials 2035 werden Energieverbräuche für 2035 prognostiziert. Im Bericht (BFE, Grundlagen für die Energiestrategie des Bundesrates; Frühjahr 2011, 2011) werden die Nachfrageentwicklungen der elektrischen Energie nach verschiedenen Verwendungszwecken aufgeschlüsselt. Zusätzlich erfolgt eine Unterteilung in zwei Szenarien, "Weiter wie bisher" und "Neue Energiepolitik". Für die Prognosen der in dieser Studie verwendeten Energieverbräuche werden die Prognosen des Szenarios "Neue Energiepolitik" verwendet. Die aus dem Bericht hervorgehende prozentuale Veränderung des Verbrauchs zwischen den Jahren 2009 und 2035 kann für alle Potenzialgruppen aus dem Bereich **Prozesse und Antriebe** sowie für **Warmwasser**, **Klimakälte** und **Lüftung** übernommen werden (siehe Abbildung 16-13).

In den Nachfrageentwicklungen spiegeln sich unterschiedliche, teilweise entgegenlaufende Trends wider.

- Elektrische Verbraucher erreichen immer höhere Wirkungsgrade. Dies geschieht durch verbesserte Materialen, effizientere Topologien oder neue Technologien.
- Elektrische Verbraucher werden immer intelligenter gesteuert. Interne oder externe Intelligenz passt den Betriebszustand optimal an die Umgebung und den Bedarf an.
- Das Wirtschaftswachstum und die wachsende Bevölkerung verlangen nach mehr Infrastruktur.
- Verbesserte Auslegemöglichkeiten führen dazu, dass Anlagen insbesondere in der Industrie und im Dienstleistungssektor optimal berechnet und ausgelegt werden. Überkapazitäten werden kleiner.

Die Elektrizitätsnachfrage für den Verwendungszweck **Raumwärme** geht nach (BFE, 2011) um rund 18% zurück. Da sich der Wert auf alle Verbräuche, also auch auf Haushalte bezieht, kann von einem grossen Anteil Elektrodirektheizungen ausgegangen werden. Für diese Studie sind jedoch die Wärmepumpen für den elektrischen Raumwärmeverbrauch massgebend. In (Phillips, 2010) wird von rund einer Verdreifachung der Wärmepumpen für den Zeitraum von 2006 bis 2020 ausgegangen. In den letzten vier Jahren hat die Anzahl der Wärmepumpen um etwa 8'500 pro Jahr zugenommen. Wird diese Zunahme bis 2035 fortgesetzt, führt dies zu einem Wachstum von rund 250% der installierten Leistung. In dieser Studie wird jedoch konservativer mit einer Verdoppelung gerechnet.

Die Verbrauchsänderung von **Heizungspumpen** wird nicht der Haustechnik aus (BFE, 2011) zugeordnet. Heutige Heizungspumpen sind häufig überdimensioniert und nur in neuen Installationen mit Drehzahlregelungen ausgerüstet. Bis ins Jahr 2035 wird sich der Anteil der geregelten Pumpen massiv erhöhen, was bei einer gleichbleibenden Anzahl von Anlagen zu einer Energiereduktion führen wird. Berücksichtigt man die Zunahme der zu heizenden Fläche, darf von einem Nullwachstum ausgegangen werden.

Schwimmbadpumpen werden zukünftig durch besser geregelte und effizientere Modelle ersetzt. Dies dürfte bei einer kleinen Erhöhung der Anzahl Bäder zu einem Null-Wachstum führen.

Die Zahl der **USV-Anlagen** und **Notstromgeneratoren** wird zukünftig zunehmen, da einerseits der IT- und Kommunikationsbereich weiter wachsen und zu weiteren Kapazitäten führen wird, andererseits werden künftig vermehrt kritische Anwendungen mit zusätzlichen Notstromgeneratoren gestützt werden, um Netzausfällen entgegen zu wirken.

Abbildung 16-13: Energieverbrauchsänderungen bis 2035

Potenzialgruppen	Änderung	Bemerkungen
Prozesse und Antriebe		
Prozesswärme	2.7 %	Allgemeiner Wert für Prozesswärme aus (BFE, 2011)
Prozesskälte	0.7 %	Allgemeiner Wert für Antriebe und Prozesse aus (BFE, 2011)
Druckluft	0.7 %	Allgemeiner Wert für Antriebe und Prozesse aus (BFE, 2011)
Spezifische DI/IN Prozesse	0.7 %	Allgemeiner Wert für Antriebe und Prozesse aus (BFE, 2011)
Haustechnik		
Raumwärme	100 %	Siehe Beschreibung in diesem Kapitel
Warmwasser	-36 %	Allgemeiner Wert für Warmwasser aus (BFE, 2011)
Klimakälte	5.8 %	Allgemeiner Wert für Klima, Lüftung, Haustechnik aus (BFE, 2011)
Lüftung	5.8 %	Allgemeiner Wert für Klima, Lüftung, Haustechnik aus (BFE, 2011)
Pumpen Heizung	0 %	Siehe Beschreibung in diesem Kapitel
Pumpen Hallenbäder	0 %	Siehe Beschreibung in diesem Kapitel
Notstromanlagen		
USV-Anlagen	10 %	Siehe Beschreibung in diesem Kapitel
Notstromgeneratoren	10 %	Siehe Beschreibung in diesem Kapitel

16.5.3 Jahresbetriebszeit

Für die Berechnung relevant ist die Anzahl Betriebswochen im Jahr. Anhand der Betriebswochen werden die Anzahl Wochenbetriebstage und Wochenendbetriebstage für die Jahreszeiten Sommer, Übergang und Winter berechnet. Die Betriebswochen haben daher direkten Einfluss auf die berechnete mittlere Leistung. Eine Reduktion der Betriebswochen erhöht die durchschnittliche Tagesleistung.

Einen Überblick gibt Abbildung 16-14. Bemerkungen zur Betriebszeitwahl der einzelnen Potenzialgruppen sind nachfolgend aufgelistet.

Abbildung 16-14: Durchschnittliche Betriebszeiten der Potenzialgruppen

Potenzialgruppen	Betriebswochen pro Jahr
Prozesse und Antriebe	
Prozesswärme	52
Prozesskälte	52
Druckluft	52
Spezifische DI/IN Prozesse	52
Haustechnik	
Raumwärme	52
Warmwasser	52
Klimakälte	6
Lüftung	52
Pumpen Heizung	39
Pumpen Hallenbäder	52
Notstromanlagen	
USV-Anlagen	52
Notstromgeneratoren	52

Für alle Potenzialgruppen ausser Klimakälte und Heizungspumpen wurde eine einheitliche Betriebszeit von 52 Wochen gewählt.

Klimakälte wird während durchschnittlich 420 h im Jahr erzeugt (Klobasa, Dynamische Simulation einers Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten, 2007), was rund 6 Wochen Betrieb entspricht. Heizungspumpen sind im Sommer meist ausgeschaltet. Die Betriebszeit reduziert sich auf 39 Wochen (9 Monate).

a) Aufteilung Jahreszeiten

Die Jahreszeitfaktoren geben an, in welcher Jahreszeit welcher Anteil der Jahresenergie verbraucht wird. Die Übergangszeiten (Herbst und Frühling) werden in der Abbildung 16-15 gleich behandelt und mit dem Faktor Übergang bezeichnet. Die Jahreszeitfaktoren müssen in der Summe immer 100% ergeben.

Abbildung 16-15: Jahreszeitfaktoren der Potenzialgruppen

Potenzialgruppen	Jahreszeitfaktoren in %		
	Faktor Sommer	Faktor Übergang	Faktor Winter
Prozesse und Antriebe			
Prozesswärme	25	50	25
Prozesskälte	30	50	20
Druckluft	25	50	25
Spezifische DI/IN Prozesse	25	50	25
Haustechnik			
Raumwärme	10	50	40
Warmwasser	25	50	25
Klimakälte	100	0	0
Lüftung	25	50	25
Pumpen Heizung	0	66	34
Pumpen Hallenbäder	25	50	25
Notstromanlagen			
USV-Anlagen	25	50	25
Notstromgeneratoren	25	50	25

Mit der Ausnahme von vier Gruppen (Prozesskälte, Raumwärme, Klimakälte, Pumpen Heizung) wird der Energieverbrauch gleichmässig über das Jahr verteilt.

Prozesskälte

Wegen der höheren Aussentemperatur wird im Sommer mit einem erhöhten Energieverbrauch gerechnet. Im Gegensatz dazu reduziert sich der Verbrauch im Winter. Abweichung im Sommer um +5 Prozentpunkte, im Winter um -5 Prozentpunkte.

Raumwärme

Der Bedarf an Raumwärme ist im Sommer gering. Im Winter hingegen ist der Energiebedarf am grössten. Abweichung im Sommer um -15 Prozentpunkte, im Winter um +15 Prozentpunkte.

Klimakälte

Klimakälte wird nur im Sommer benötigt.

Pumpen Heizung

Im Sommer wird kaum geheizt. Der Energieverbrauch der Heizungspumpen wird deshalb gleichmässig über die restliche Jahreszeit verteilt.

b) Aufteilung Wochentage/Wochenendtage

Der Anteilsfaktor Wochenende gibt den Energieverbrauch an einem Wochenendtag im Verhältnis zum Energieverbrauch an einem Wochentag an. Abbildung 16-16 zeigt die gewählten Werte, welche in 25%-Schritten abgestuft sind.

Abbildung 16-16: Anteilsfaktor Wochenende der Potenzialgruppen

Potenzialgruppen	Anteilsfaktor Wochenende
Prozesse und Antriebe	
Prozesswärme	25 %
Prozesskälte	75 %
Druckluft	25 %
Spezifische DI/IN Prozesse	25 %
Haustechnik	
Raumwärme	75 %
Warmwasser	75 %
Klimakälte	25 %
Lüftung	25 %
Pumpen Heizung	75 %
Pumpen Hallenbäder	100 %
Notstromanlagen	
USV-Anlagen	100 %
Notstromgeneratoren	100 %

Prozesswärme, Druckluft und spezifische Prozesse im Industrie- und Dienstleistungssektor werden mehrheitlich tagsüber unter der Woche benötigt. Der Anteil der Firmen die im Mehrschichtbetrieb und am Wochenende arbeiten ist gering. Prozesskälte hingegen wird mehrheitlich zur Kühlung von Nahrungsmitteln verwendet, welche 24 Stunden am Tag während 7 Tagen unter der Woche gekühlt werden müssen. Im Bereich Haustechnik werden mit zunehmendem Energiebewusstsein häufiger Massnahmen zur Energiereduktion getroffen, um während schwach frequentierten Zeiten Energie zu sparen. Lüftungen und Klimaanlagen können während des Wochenendes stark reduziert werden, die Energieaufwände für Heizung und Warmwasser werden auf einem etwas tieferen Niveau weitergefahren.

Schwimmbadpumpen müssen auch am Wochenende unter Volllast arbeiten, da gerade dann viele Besucher zu erwarten sind. Notstromanlagen müssen jederzeit einsatzfähig sein.

c) Aufteilung Tag/Nacht

Der Energieverbrauch wird an den Wochen- und Wochenendtagen auf Tag und Nacht aufgeteilt. Tag und Nacht werden beide mit jeweils 12 Stunden Dauer definiert. Für die Berechnung wird für jede Potenzialgruppe ein Verhältnis zwischen der geschätzten Tag-Last und der geschätzten Nacht-Last gebildet. Das gleiche Verhältnis dient auch zur Berechnung der Lastverteilung zwischen Wochentag und Wochenendtag.

Begründet wird diese Vereinfachung dadurch, dass sowohl am Wochenende wie auch spätabends (Zeiten nach 19.00 Uhr gelten als Nacht) in einem Teil der Betriebe gearbeitet wird. Auch Betriebe mit 2- oder 3-Schichtbetrieb arbeiten oftmals sowohl nachts wie auch über das Wochenende. Anlagen der Gebäudeinfrastruktur (Heizungen, Lüftungen, Klimaanlagen) weisen normalerweise für die Nacht den gleichen Betriebsmodus auf, wie für das Wochenende.

16.6 Herleitung des technischen Potenzials

Die zur Herleitung des technischen Potenzials benötigten Werte sind der Lastmanagementfaktor und die Verschiebedauer.

16.6.1 Lastmanagementfaktor

Der Lastmanagementfaktor beschreibt den Anteil des theoretischen Verschiebepotenzials, der sich technisch nutzen lässt. Eine genaue Abgrenzung zwischen nutzbarem und nicht nutzbarem Potenzial ist kaum möglich. Der Lastmanagementfaktor ist daher ein einfaches Werkzeug, um das technische Potenzial vom theoretischen abzugrenzen und ist als Schätzwert zu betrachten.

In dieser Studie werden die in (Klobasa, Dynamische Simulation einers Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten, 2007) vorgeschlagenen Faktoren verwendet und eigene Schätzungen gemacht. Klobasa gibt die Abschätzungsgenauigkeit mit 10-15% an.

Die Abbildung 16-17 fasst die Lastmanagementfaktoren zusammen. In einigen Potenzialgruppen wird der Lastmanagementfaktor in Subgruppen ermittelt und in gewichteter Form in der Tabelle wiedergegeben.

Abbildung 16-17: Gewichtete Lastmanagementfaktoren der Potenzialgruppen

Potenzialgruppen	Lastmanagementfaktor	Bemerkungen
Prozesse und Antriebe		
Prozesswärme	15 %	Siehe a)
Prozesskälte	80 %	Siehe b)
Druckluft	24 %	Siehe c)
Spezifische DI/IN Prozesse	10 %	Siehe d)
Haustechnik		
Raumwärme	100 %	Siehe e)
Warmwasser	25 %	Siehe f)
Klimakälte	75 %	Siehe g)
Lüftung Industriesektor	22 %	Siehe h)
Lüftung Dienstleistungssektor	75 %	Siehe h)
Pumpen Heizung	100 %	Siehe i)
Pumpen Hallenbäder	35 %	Siehe i)
Notstromanlagen		
USV-Anlagen	81 %	Siehe j)
Notstromgeneratoren	80 %	Siehe k)

a) Prozesswärme

Der Lastmanagementfaktor ist qualitativ geschätzt. Es wird davon ausgegangen, dass Prozesswärme mehrheitlich innerhalb eines Arbeitsprozesses verwendet wird oder die Prozesswärme temperaturgeführt wird. Für Lastmanagement eignen sich daher unabhängige Anwendungen, verzögerbare Teilprozesse oder Prozesse mit einem genügend grossen Wärmespeicher.

Der Wert von 15% wiederspiegelt die hohe Komplexität und ist bewusst konservativ gewählt.

b) Prozesskälte

Kühlanlagen, die zur Lagerung von Nahrungsmitteln, Arzneimitteln oder Chemikalien dienen, eignen sich gut für Lastmanagement. Insbesondere Verbundanlagen, deren Kompressoren mehrere Kühlbereiche versorgen, sind durch die grössere Gesamtlast besonders gut geeignet.

Die Abbildung 16-18 gibt einen Überblick über die gewählten Lastmanagementfaktoren. Der gewichtete Mittelwert der Potenzialgruppe Prozesskälte beträgt 80%.

Abbildung 16-18: Lastmanagementfaktoren innerhalb der Potenzialgruppe Prozesskälte

Branche	Lastmanagement-faktor	Bemerkungen
Kühlhäuser	100 %	Grundsätzlich eignen sich alle Kühlhäuser für Lastmanagement.
Supermärkte	80 %	Hauptsächlich Verbundanlagen
Fleischverarbeitende Industrie	80 %	Mehrheitlich grössere Anlagen mit externen Kompressoren
Milchverarbeitende Industrie	80 %	Mehrheitlich grössere Anlagen mit externen Kompressoren
Bäckereien	80 %	Mehrheitlich grössere Anlagen mit externen Kompressoren
Gastronomie und Hotels	80 %	Mehrheitlich grössere Anlagen mit externen Kompressoren
Übrige Nahrungsmittelindustrie	60 %	Tieferer Anteil an unabhängigen Kühlaggregaten. Ein Teil der Kälte ist in gesteuerte Prozesse eingebunden.

c) Druckluft

Regelenergie durch Druckluft steht nur für kurze Abschnitte zu Verfügung. Druckluftkompressoren sind durchschnittlich zu rund 60% ausgelastet (Alup, 2011). Zu einem gegebenen Zeitpunkt des Tages arbeiten also rund 60% der Kompressoren, der Rest befindet sich im Leerlauf oder Standbybetrieb. Die meisten Anlagen sind so eingestellt, dass der gewünschte Druck sich in einem Bandbereich befindet. Sobald der Systemdruck unter die untere Limite fällt, erhöht der Kompressor den Druck bis die obere Limite erreicht wird. Bei vielen Systemen liegt der Minimaldruck 1-2 bar über dem Minimaldruck der Verbraucher. Diese ungenutzte Bandbreite kann dazu genutzt werden, den Kompressoreinsatz auf einen späteren Zeitpunkt zu verschieben.

Um einen geregelten Produktionsbetrieb zu gewährleisten, muss eine übergeordnete Regelung den Druckverlauf und das Verhalten des Kompressors überwachen. Bei frequenzgeregelten Kompressoren ist auch ein Teillastbetrieb denkbar. Eine weitere Abhängigkeit liegt im Vorhandensein und in der Grösse des Druckluftspeichers. Die Anzahl der nutzbaren Systeme wird wegen der hohen Komplexität in der Praxis eher gering sein.

Die Abbildung 16-19 stellt die Lastmanagementfaktoren für verschiedene Branchen dar. Der gewichtete Mittelwert der Potenzialgruppe Druckluft beträgt 24%.

Abbildung 16-19: Lastmanagementfaktoren der Potenzialgruppe Druckluft

Branche (NOGA08)	Lastmanagement-faktor	Bemerkungen
Textil/Leder, Papier/ Druck, Zement/Beton, Maschinenbau, Metall Geräte, NE-Metall, andere NE-Mineralien	20%	Viele Anwendungen und Prozesse sind vom Druckniveau abhängig. Ein Druckabfall würde zu Arbeitsunterbrüchen oder Produktionsausfällen führen. Der für Lastmanagement zu Verfügung stehende Anteil wird in dieser Studie tief, auf 20%, geschätzt.
Metall/Eisen, andere Industrien	20%	Wie oben
Handel (nur Autowerkstätten)	75%	In Autowerkstätten ist Druckluft nicht Prozess relevant. Diese Studie schätzt den für Lastmanagement verfügbaren Anteil auf rund 75%.

d) Spezifische Dienstleistungs- und Industrieprozesse

Diese Gruppe ist sehr heterogen aus verschiedensten mechanischen Prozessen und Anwendungen zusammengesetzt. Eine weitere Unterteilung in Subgruppen ist mit grossem Aufwand verbunden.

In der Annahme, dass einige der Anwendungen und Prozesse unabhängig von anderen Anlagen bedient werden können, oder das bestimmte Prozesse verlangsamt werden können, wird der Lastmanagementfaktor auf 10% geschätzt.

e) Raumwärme

Die Potenzialgruppe Raumwärme wird in dieser Studie durch Wärmepumpen abgedeckt. Elektrische Speicherheizungen sind im Dienstleistungssektor wenig verbreitet und werden nicht weiter betrachtet.

Für Lastmanagement eignen sich die allermeisten Wärmepumpen. Daher wird mit einem Lastmanagementfaktor von 100% gerechnet.

f) Warmwasser

Je nach Warmwasserbedarf und Stand der Nachheizung steht ein Teil der Warmwasseraufbereitungsanlagen für Lastmanagement zu Verfügung. (Klobasa, Dynamische Simulation einers Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten, 2007) nennt einen Anteil von 25 %.

g) Klimakälte

Abgesehen von Heimen, Spitälern und Betrieben mit speziellen Anforderungen kann die Klimakälte für Lastmanagement genutzt werden. Der Anteil der für Lastverschiebungen vorhandenen Anlagen schätzt (Klobasa, Dynamische Simulation einers Lastmanagements und

Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten, 2007) auf durchschnittlich 75%.

h) Lüftung

Bei Lüftungsanlagen muss zwischen prozessrelevanter Belüftung und Raumbelüftung unterschieden werden. Raumbelüftung eignet sich gut für Lastverschiebungen, prozesseingebundene Anlagen hingegen nicht. Die aufgeführten Werte beziehen sich nur auf Anlagen für Raumbelüftung.

Die Abbildung 16-20 zeigt die branchenabhängigen Lastmanagementfaktoren für Lüftungsanlagen in der Industrie und im Dienstleistungsbereich ein. Als gewichtete Mittelwerte werden 22% und 75% für den Industrie- resp. Dienstleistungssektor verwendet.

Abbildung 16-20: Lastmanagementfaktoren der Potenzialgruppe Lüftung

Branche (NOGA08)	Lastmanagementfaktor	Bemerkungen
Andere NE-Mineralien	15 %	Quelle: (Klobasa, Dynamische Simulation einers Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten, 2007)
Maschinenbau	30 %	Quelle: (Klobasa, Dynamische Simulation einers Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten, 2007)
Metall Geräte	25 %	Quelle: (Klobasa, Dynamische Simulation einers Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten, 2007)
Andere Industrien	30 %	Quelle: (Klobasa, Dynamische Simulation einers Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten, 2007)
Handel	75 %	Quelle: (Klobasa, Dynamische Simulation einers Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten, 2007)
Gastgewerbe	75 %	Siehe Handel
Kredit Versicherungen, Verwaltung, Unterricht, andere Dienstleistungen	75 %	Siehe Handel

i) Pumpen Heizung und Hallenbäder

Gebäude stellen einen Wärmespeicher dar, dessen Versorgung kurzzeitig unterbrochen werden kann. Die Umwälzpumpen als Wärmeverteiler können solange ruhen, bis sich entweder das Wohlbefinden der Personen verschlechtert oder ein vordefinierter Temperatur-Mindestwert erreicht wird. Wie rasch sich die Gebäudetemperatur ändert, hängt von den Wetterbedingungen und der Aussentemperatur ab. Einzelne Pumpen lassen sich ohne Beeinträchtigung des Gesamtsystems abschalten. Für Heizungspumpen wird daher mit einem Lastmanagementfaktor von 100% gerechnet.

In Hallenbädern sind dort Leistungsreduktionen möglich, wo Pumpen entweder parallel betrieben werden oder Pumpen über Stufenschaltungen oder frequenzgesteuerte Umrichter die Leistung reduzieren können. Bei einer Pumpleistungsreduktion von 50% und einem geschätzten Anteil mit geeigneten Anlagen von 70% liegt der Anteil für Lastmanagement bei 35%.

j) USV-Anlagen

Es wird davon ausgegangen, dass Mobilfunkanlagen zu 100% mit einer Notstromausrüstung bestückt sind, die die installierte Leistung aufbringen kann. (Klobasa, Dynamische Simulation einers Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten, 2007) leitet den Stromverbrauch Deutscher IT-Anlagen über Verbrauchsstatistiken her. Rund 75% der Anlagen sollen durch USV-Systeme gegen Stromausfälle gesichert sein.

k) Notstromgeneratoren

Notstromgeneratoren stehen kontinuierlich für den Ernstfall bereit. Ihre Leistung steht daher zu 100% zu Verfügung.

16.6.2 Verschiebedauer und Vorankündigungszeit

Jede Potenzialgruppe besitzt eine von der anwendungsbestimmten Speicherfähigkeit abhängige Verschiebedauer. (Stadler, 2008) zeigt Simulationsergebnisse, die das theoretische Potenzial in Abhängigkeit der Verschiebedauer und jeweils eines weiteren Parameters (z.B. Temperatur) zeigen. Das zeitliche Verhalten der Lasten wurde zu Vergleichszwecken für diese Studie herangezogen.

In dieser Arbeit wird für jede Potenzialgruppe der Zeitpunkt definiert, bei dem das technische Potenzial gerade noch zu 100% zu Verfügung steht, der 100%-Knickpunkt. Ein zweiter Zeitpunkt kennzeichnet die Zeit, bei der das Potenzial auf 0% gesunken ist, die maximale Verschiebedauer (siehe Abbildung 16-21). Die Abnahme wird als linear angenommen. Wird eine Potenzialgruppe betrachtet, sind die darin enthaltenen Lasten in diverse unterschiedliche Anwendungen eingebunden. Je länger nun eine Last unterbrochen werden soll, desto kleiner wird die Gruppe, die dieser Anforderung nachkommen kann, bis schlussendlich alle Lasten

wieder verbunden werden. Die lineare Abnahme des Potenzials ist als Annäherung an diesen Prozess zu verstehen.

Abbildung 16-21: Lastverschiebeprofil ohne Vorankündigungszeit (eigenes Modell)

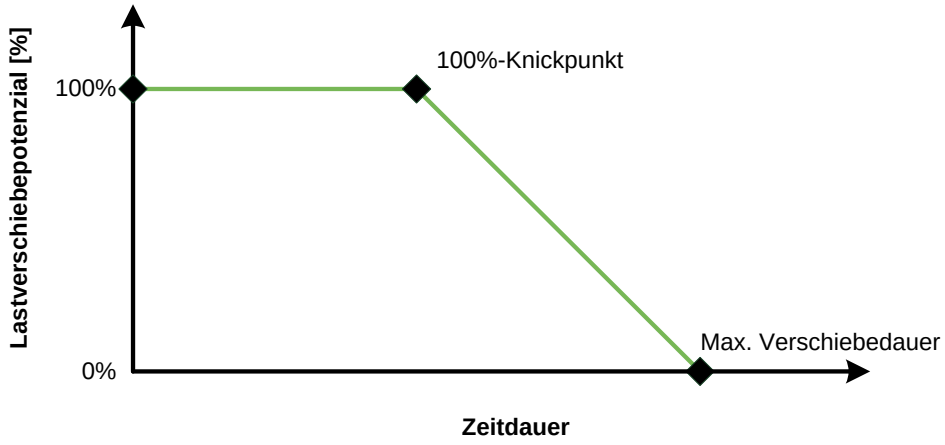
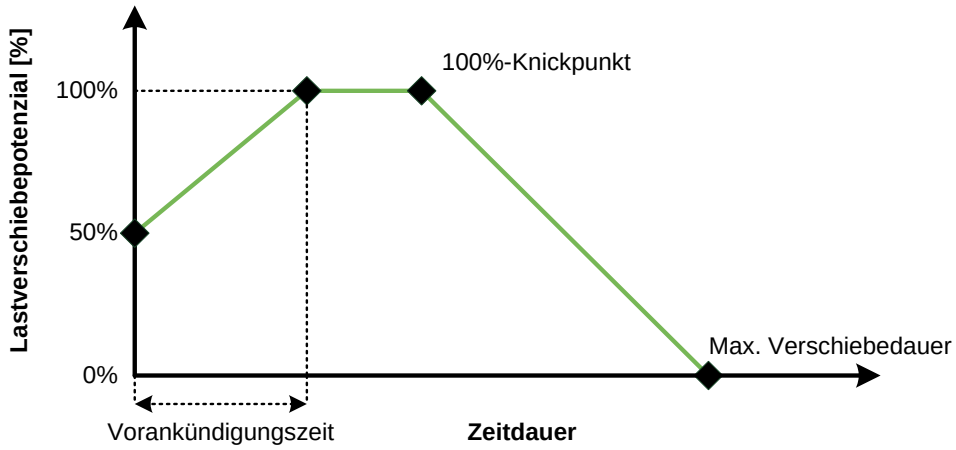


Abbildung 16-22: Lastverschiebeprofil mit Vorankündigungszeit (eigenes Modell)



Für bestimmte Anwendungen in den Potenzialgruppen Prozesswärme und spezifische Dienstleistungs- und Industrieprozesse ist es notwendig, einen Lastabwurf frühzeitig anzukündigen. Dies wird dadurch berücksichtigt, indem das Potenzial erst nach der Vorankündigungsdauer die 100%-Marke erreicht. Als Startwert wird eine Verfügbarkeit von 50% des Potenzials und eine lineare Zunahme angenommen (siehe Abbildung 16-22).

Auch (Klobasa, Dynamische Simulation einers Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und

Kostengesichtspunkten, 2007) erwähnt für bestimmte Industriebereiche die Notwendigkeit einer Vorankündigungszeit. Für Firmen ist es wichtig, Fertigungsschritte oder Prozesseschritte abschliessen zu können, bevor Maschinen mit grossem Potenzial für Lastmanagement zu Verfügung gestellt werden.

Die Werte in Abbildung 16-23 gelten tagsüber an Wochentagen unabhängig von der Jahreszeit.

Abbildung 16-23: Zeitliches Verhalten der Potenzialgruppen

Potenzialgruppen	100%-Knickpunkt	Max. Verschiebedauer	Vorankündigungszeit
Prozesse und Antriebe			
Prozesswärme	30 min	180 min	30 min
Prozesskälte	60 min	240 min	keine
Druckluft	0 min	30 min	keine
Spezifische DI/IN Prozesse	30 min	180 min	30 min
Haustechnik			
Raumwärme	240 min	480 min	keine
Warmwasser	60 min	180 min	keine
Klimakälte	15 min	60 min	keine
Lüftung	15 min	60 min	keine
Pumpen Heizung	240 min	480 min	keine
Pumpen Hallenbäder	60 min	180 min	keine
Notstromanlagen			
USV-Anlagen	15 min	60 min	keine
Notstromgeneratoren	15 min	60 min	keine

Für die Potenzialgruppen Prozesskälte, Raumwärme, Warmwasser, Lüftung und Pumpen Heizung wurden die Ergebnisse von (Stadler, 2008) hinzugezogen. Die Zeiten in dieser Studie sind etwas konservativer geschätzt, insbesondere die Abnahme der Potenziale. Das Zeitverhalten der anderen Potenzialgruppen wurde durch die Autoren geschätzt.

Die Verschiebedauer wird für alle Potenzialgruppen ausser Druckluft, USV-Anlagen und Notstromgeneratoren während der Nacht unter der Woche, am Wochenende tagsüber und am Wochenende nachts länger geschätzt, als während des Tages; und zwar folgendermassen:

- Plus 30 Minuten während der Nacht unter der Woche
- Plus 30 Minuten während des Tages am Wochenende
- Plus 60 Minuten während der Nacht am Wochenende

Begründet wird diese Anpassung einerseits durch die generell tiefere Beanspruchung der Infrastruktur (z.B. Kühlanlagen bleiben verschlossen oder werden abgedeckt, nur wenige Per-

sonen brauchen Kühlung oder frische Luft). Ausserdem sind die Anlagenbetreiber durch die tiefere Auslastung flexibler in der Handhabung der Lasten.

16.7 Herleitung des praktischen Potenzials

Das praktische Potenzial berücksichtigt den Rundsteuerungsfaktor und den Installationsfaktor.

16.7.1 Rundsteuerungsfaktor

Der Rundsteuerungsfaktor benennt den Anteil Anlagen oder Geräte innerhalb einer Potenzialgruppe, die bereits heute durch Rundsteuersignale während Spitzenlastzeiten blockiert werden. Der durch Rundsteuerungen kontrollierte Lastanteil wird vom technischen Potenzial abgezogen.

Der Anteil der durch Rundsteuerungen bedienten Lasten im Dienstleistungs- und Industriesektor ist gering, obwohl Energieversorgungsunternehmen ihren Kunden das Schalten von Lasten durch Rundsteuerungen anbieten. Laut den befragten Energieversorgungsunternehmen werden keine Statistiken zur Verbreitung von Rundsteuerung im Dienstleistungs- und Industriesektor geführt.

Im Haushaltsbereich sind Wärmepumpen und die Warmwassererzeugung die Haupteinsatzgebiete für Rundsteuerungen. Aus diesem Grund wird auch für den Dienstleistungs- und Industriesektor mit einer Verbreitung von Rundsteuerungen gerechnet. Für diese beiden Potenzialgruppen wurden die folgenden Rundsteuerungsfaktoren gewählt:

- Wärmepumpen: 25%
- Warmwassererzeugung: 50%

Für alle andern Potenzialgruppen beträgt der Faktor 0%.

16.7.2 Installationsfaktor

Der Installationsfaktor zielt auf die Komplexität der Anbindung von Lasten an den Smart Meter. Aus Sicht eines Unternehmens stellt die Anbindung geeigneter Lasten einen gewichtigen Kostenpunkt dar. Diese Aktivierungskosten variieren in Abhängigkeit der Komplexität der Installation.

Der Installationsfaktor bezeichnet den Anteil des technischen Potenzials, das aus Sicht der Unternehmen bei einem positiven Kosten-Nutzen Vergleich umgesetzt würde.

Im Hinblick auf die Kosten-/Nutzen-Analyse eines Unternehmens zeigt der Installationsfaktor Unterschiede auf der Kostenseite auf. Der finanzielle Nutzen durch entsprechende Vergütung **wird als gegeben betrachtet**. Der durch den Installationsfaktor definierte Anteil des Verschiebepotenzials stellt einen Zielwert dar. Bei einer Verringerung oder einem Wegfall ent-

sprechender finanzieller Anreize würde die Kosten-/Nutzen-Analyse negativ ausfallen. Die für den Installationsfaktor definierten Werte müssten neu beurteilt werden.

a) Installationsfaktorkomponenten

Die den Installationsfaktor bildenden Komponenten umfassen technische Prozesse und Systemeigenschaften, die sich auf die Aktivierungskosten auswirken.

- Lokalisation der Lasten: Bei kabelgebundener Anbindung erhöht sich der Installationsaufwand mit der Distanz zwischen Smart Meter und potentieller Last. Wird die Lastabschaltung über Funk getätigt, fallen Kosten für Sender/Empfänger und eventuelle Zwischenverstärker an.
- Anschliessbarkeit/Komplexität: Lasten, die sich über die Spannungsversorgung schalten lassen oder einen ON/OFF-Eingang besitzen, sind einfach ansteuerbar. Lasten die über einen Controller geregelt werden, müssen eventuell über Analogsignale oder Protokolle gesteuert werden.
- Regelung der Lastabwurfdauer: Einige Lasten können direkt über den Smart Meter angesteuert werden, andere brauchen eine zusätzliche Regellogik, um den geordneten Lastabwurf sicherzustellen.
- Vernetzung von Lasten: Sind Lasten in einen grösseren Prozess eingebunden oder untereinander vernetzt, braucht es ein übergeordnetes Managementsystem, um Abschaltungen und Wiederaufnahme des Betrieb zu regeln.

b) Unterschiede zwischen den Szenarien

In den Szenarien wird der Automatisierungsgrad der Anlagen zwischen dem Szenario "Flächendeckende Einführung+" und den andern beiden Szenarien unterschieden.

Der Funktionsumfang von Geräten im 2035 lässt sich nicht vorherzusagen. Um unterschiedliche Entwicklungsgeschwindigkeiten im Bereich Automation zu berücksichtigen wird der Automatisierungsgrad herangezogen.

Der höhere Automatisierungsgrad im Szenario "Flächendeckende Einführung+" orientiert sich an einem umfassenderen technischen Funktionsumfang in den Bereichen Gerätesteuerung (Energiemanagement und Lastmanagement) und Kommunikation (standardisierte Bussysteme und Protokolle).

Ein höherer Automatisierungsgrad impliziert daher einen tieferen Installationsaufwand, da durch bereits vorhandene Kommunikationsschnittstellen oder integrierten Lastmanagementfunktionen die Installationskosten niedrig gehalten werden.

Ein weiterer Unterschied zeigt sich in den angebotenen Tarifsystemen. In den Szenarien "Selektive Einführung" und "Flächendeckende Einführung" werden den Unternehmen durch zeitvariable Tarife finanzielle Anreize geboten. Im Szenario "Flächendeckende Einführung+" kann ein Unternehmen zwischen einem zeitvariablen oder dynamischen Tarifsystem wählen.

Die Attraktivität von zeitvariablen Tarifen wird niedriger bewertet als die Attraktivität von dynamischen Tarifen, da von einer niedrigeren Preisspreizung ausgegangen wird. Dynamische Tarife machen Lastmanagement attraktiver und erhöhen die Wahrscheinlichkeit, dass Unternehmen die Aktivierungskosten übernehmen.

c) Festlegung des Installationsfaktors in Abhängigkeit der Potenzialgruppe

Der Installationsaufwand der Anbindung der einzelnen Potenzialgruppen fällt unterschiedlich aus. Daher wird der Installationsfaktor den Potenzialgruppen angepasst. Potenzialgruppen mit generell tieferer Installationskomplexität werden bei einem gegebenen Anreiz eher angeschlossen als solche mit hoher Komplexität. Komplexität bezieht sich auf die in a) besprochenen Installationsfaktorkomponenten.

Für die beiden Szenarien mit zeitvariablen Tarifen wird mit der möglichen Umsetzung folgender Anteile des technischen Potenzials gerechnet:

- 90% bei Potenzialgruppen mit niedriger Komplexität,
- 80% bei Potenzialgruppen mit mittlerer Komplexität
- 70% bei Potenzialgruppen mit hoher Komplexität

Die gewählten Prozentzahlen besagen, dass die Anbindungswahrscheinlichkeit von Lasten bei erhöhtem Installationsaufwand abnimmt. Der Nutzen fällt bei komplexen Systemen geringer aus, was dazu führen kann, dass der Umsetzungsaufwand gescheut wird.

Abbildung 16-24: Zuordnung der Installationsfaktoren zu den Potenzialgruppen

Potenzialgruppen	Installationsfaktor
Prozesse und Antriebe	
Prozesswärme	80 %
Prozesskälte	90 %
Druckluft	80 %
Spezifische DI/IN Prozesse	80 %
Haustechnik	
Raumwärme	90 %
Warmwasser	90 %
Klimakälte	80 %
Lüftung	80 %
Pumpen Heizung	80 %
Pumpen Hallenbäder	70 %
Notstromanlagen	
USV-Anlagen	70 %
Notstromgeneratoren	70 %

Etwas anders sieht das Szenario "Flächendeckende Einführung +" mit höherem Automatisierungsgrad aus. Viele Geräte werden die Funktion "Lastabwurf" unterstützen und entsprechende Kommunikationsmöglichkeiten bieten. Ein lokales Lastmanagementsystem ist in vielen Betrieben installiert. Es muss nur noch mit dem Smart Meter verbunden und abgeglichen werden. Die im Installationsfaktor angenommenen Aktivierungsaufwände fallen mehrheitlich weg. Zudem wird die Kombination von zeitvariablen und dynamischen Tarifen zu stärkeren individualisierten Anreizen für die Unternehmen führen, womit auch Potenzial mit höheren Aktivierungskosten genutzt werden kann. Für das Szenario "Flächendeckende Einführung+" mit zeitvariablen und dynamischen Tarifen wird für alle Potenzialgruppen mit einer möglichen Umsetzung von 100% des technischen Potenzials gerechnet. Auch für dieses Szenario gilt, dass bei nicht gegebenen Anreizen die für den Installationsfaktor gemachte Grundannahme nicht erfüllt wird, und der Faktor daher tiefer liegen wird.

16.8 Herleitung des umsetzbaren Potenzials

Im praktischen Potenzial sind keine Angaben zu den Rolloutmengen enthalten. Diese werden im umsetzbaren Potenzial berücksichtigt.

16.8.1 Rolloutfaktor

Der Rolloutfaktor bezeichnet die vom Szenario abhängige Verbreitung von Smart Metern. Es wird die Annahme getroffen, dass sich das adressierbare Lastpotenzial proportional zur Anzahl der installierten Smart Meter verhält.

Die Rolloutfaktoren haben folgende Werte:

- Szenario "Selektive Einführung": 20%
- Szenario "Flächendeckende Einführung": 80%
- Szenario "Flächendeckende Einführung+": 80%

16.8.2 Ausschöpfung des umsetzbaren Potenzials

Neben der Komplexität der Installierbarkeit und den daraus entstehenden Aktivierungskosten entscheiden weitere Faktoren darüber, ob Lastmanagement genutzt, respektive eingeführt, wird oder nicht. Diese Faktoren können den Ausschöpfungsgrad des umsetzbaren Potenzials beeinflussen:

- Interessen/Prioritäten der verantwortlichen Personen: Der Entschluss, Lastmanagement durch Smart Meter einzuführen, muss durch die Entscheidungsträger gefällt werden. Finanzielle Anreize können diesen Prozess anstossen, müssen aber nicht.
- Faktor Zeit: Es ist davon auszugehen, dass sich innerhalb eines Unternehmens die Einführung von Lastmanagement über einen längeren Zeitraum erstreckt. Einfache Anlagen werden als erstes eingebunden, komplexere folgen später.

- Automatisationsgrad Geräte 2035: Die Funktionalität von Geräten und ihre Kommunikationsmöglichkeiten im Jahr 2035 ist nicht bekannt.
- Verbreitung lokaler Lastmanagement-/Monitoringsysteme 2035: Lokale Lastmanagement- oder Monitoringsysteme verbinden lokal vernetzte Lasten mit dem Smart Meter. Die Aktivierungskosten sind somit vorgängig geleistet worden und das Verschiebepotenzial steht unmittelbar zu Verfügung. Die Verbreitung solcher Systeme im Jahr 2035 ist nicht bekannt.
- Finanzielle Anreize: Der entscheidendste Faktor ist der finanzielle Anreiz. Besteht für ein Unternehmen kein finanzieller Anreiz, wird auf Lastmanagement verzichtet.

16.9 Resultate

Nach der Berücksichtigung aller Berechnungsfaktoren ergeben sich für jedes Szenario und jedes Zeitintervall (Jahreszeiten, Woche/Wochenende, Tag/Nacht) von der Verschiebedauer abhängige Lastverschiebepotenziale. Durch die Stichtagwahl wird der jahreszeitabhängige Energiebedarf berücksichtigt. Folgende Stichtage wurden festgelegt:

- Sommertag, Sommernacht
- Tag, Nacht in der Übergangszeit
- Wintertag, Winternacht

Für die Stichtage sind folgende Punkte zu berücksichtigen:

- Klimaanlagen arbeiten im Sommer nur bei erhöhter Aussentemperatur. Am Stichtag ist diese Aussentemperatur als gegeben zu betrachten.
- Wärmepumpen sind ganzjährig im Einsatz. Im Sommer fällt nur ein geringer Energieanteil an, im Winter der Hauptteil (siehe 16.5.3a)). Dieser Energieanteil wird auch für den Stichtag berücksichtigt.

16.9.1 Szenario "Selektive Einführung"

Die Betrachtung der Potenziale in Abbildung 16-25 und Abbildung 16-26 zeigen Effekte, die weiterer Erklärungen bedürfen.

1. An Wochentagen im Sommer ist die Leistung im 15-Minuten-Bereich markant höher als in der Übergangszeit oder im Winter. Diese Tatsache ist auf das Potenzial bei den Klimaanlagen zurückzuführen. Klimaanalagen erhöhen auch das Potenzial während der Nacht und am Wochenende.

2. Die Potenziale im Bereich von 1 bis 4 Stunden nehmen zum Winter hin zu allen Wochenzeitpunkten zu. Der Effekt ist für das Jahr 2035 grösser als für 2010: Dies wiederspiegelt den Einfluss der Wärmepumpen. Bis 2035 wird mit einer erheblichen Zunahme gerechnet. Wärmepumpen eignen sich besonders für langandauernde Lastverschiebungen.

Abbildung 16-25: Verschiebepotenziale in MW für das Szenario "Selektive Einführung" (2010)

Verschiebedauer				**15 min**	**1 h**	**2 h**	**4 h**
Sommer	Woche	Tag	[MW]	410	115	69	9
		Nacht	[MW]	142	104	44	12
	Wochenende	Tag	[MW]	142	104	44	12
		Nacht	[MW]	69	51	32	13
Übergang	Woche	Tag	[MW]	217	140	96	40
		Nacht	[MW]	106	86	64	34
	Wochenende	Tag	[MW]	106	86	64	34
		Nacht	[MW]	69	51	46	29
Winter	Woche	Tag	[MW]	224	147	105	54
		Nacht	[MW]	112	92	70	44
	Wochenende	Tag	[MW]	112	92	70	44
		Nacht	[MW]	73	55	50	36

Abbildung 16-26: Verschiebepotenziale in MW für das Szenario "Selektive Einführung" (2035)

Verschiebedauer				**15 min**	**1 h**	**2 h**	**4 h**
Sommer	Woche	Tag	[MW]	438	125	78	18
		Nacht	[MW]	155	114	51	19
	Wochenende	Tag	[MW]	155	114	51	19
		Nacht	[MW]	77	57	38	18
Übergang	Woche	Tag	[MW]	246	163	119	62
		Nacht	[MW]	126	104	81	51
	Wochenende	Tag	[MW]	126	104	81	51
		Nacht	[MW]	84	64	59	42
Winter	Woche	Tag	[MW]	266	184	142	90
		Nacht	[MW]	142	119	97	71
	Wochenende	Tag	[MW]	142	119	97	71
		Nacht	[MW]	96	76	71	56

16.9.2 Szenario "Flächendeckende Einführung"

Die in Abschnitt 16.9.1 beschriebenen Effekte gelten auch für dieses Szenario.

Abbildung 16-27: Verschiebepotenziale in MW für das Szenario "Flächendeckende Einführung" (2010)

Verschiebedauer				15 min	1 h	2 h	4 h
Sommer	Woche	Tag	[MW]	1'641	460	275	36
		Nacht	[MW]	568	416	178	47
	Wochenende	Tag	[MW]	568	416	178	47
		Nacht	[MW]	276	203	129	51
Übergang	Woche	Tag	[MW]	868	559	383	161
		Nacht	[MW]	424	344	255	138
	Wochenende	Tag	[MW]	424	344	255	138
		Nacht	[MW]	277	204	185	116
Winter	Woche	Tag	[MW]	898	589	421	216
		Nacht	[MW]	447	367	281	176
	Wochenende	Tag	[MW]	447	367	281	176
		Nacht	[MW]	294	220	202	143

Abbildung 16-28: Verschiebepotenziale in MW für das Szenario "Flächendeckende Einführung" (2035)

Verschiebedauer				15 min	1 h	2 h	4 h
Sommer	Woche	Tag	[MW]	1'754	501	313	71
		Nacht	[MW]	620	455	206	74
	Wochenende	Tag	[MW]	620	455	206	74
		Nacht	[MW]	308	227	150	71
Übergang	Woche	Tag	[MW]	983	653	474	250
		Nacht	[MW]	504	415	323	205
	Wochenende	Tag	[MW]	504	415	323	205
		Nacht	[MW]	336	255	236	167
Winter	Woche	Tag	[MW]	1'066	736	566	359
		Nacht	[MW]	566	478	389	283
	Wochenende	Tag	[MW]	566	478	389	283
		Nacht	[MW]	383	302	283	223

16.9.3 Szenario "Flächendeckende Einführung+"

Die in Abschnitt 16.9.1 beschriebenen Effekte gelten auch für dieses Szenario.

Abbildung 16-29: Verschiebepotenziale in MW für das Szenario "Flächendeckende Einführung+" (2010)

Verschiebedauer				15 min	1 h	2 h	4 h
Sommer	Woche	Tag	[MW]	2'040	549	325	40
		Nacht	[MW]	705	500	206	53
	Wochenende	Tag	[MW]	705	500	206	53
		Nacht	[MW]	345	239	147	57
Übergang	Woche	Tag	[MW]	1'069	669	454	188
		Nacht	[MW]	522	408	299	161
	Wochenende	Tag	[MW]	522	408	299	161
		Nacht	[MW]	344	238	215	135
Winter	Woche	Tag	[MW]	1'102	703	497	251
		Nacht	[MW]	547	433	328	204
	Wochenende	Tag	[MW]	547	433	328	204
		Nacht	[MW]	363	257	234	165

Abbildung 16-30: Verschiebepotenziale in MW für das Szenario "Flächendeckende Einführung+" (2035)

Verschiebedauer				15 min	1 h	2 h	4 h
Sommer	Woche	Tag	[MW]	2'176	595	367	79
		Nacht	[MW]	768	545	237	82
	Wochenende	Tag	[MW]	768	545	237	82
		Nacht	[MW]	384	267	170	80
Übergang	Woche	Tag	[MW]	1'201	774	556	288
		Nacht	[MW]	614	487	375	235
	Wochenende	Tag	[MW]	614	487	375	235
		Nacht	[MW]	412	296	271	191
Winter	Woche	Tag	[MW]	1'294	867	659	409
		Nacht	[MW]	683	557	448	323
	Wochenende	Tag	[MW]	683	557	448	323
		Nacht	[MW]	465	348	323	254

a) Potenzial für Systemdienstleistungen

Das Anbieten von sekundärer oder tertiärer Regelenergie fällt unter die Kategorie Systemdienstleistungen (SDL) (Beck & Scherer, 2010). Diese sorgen dafür, dass die Stromversorgung innerhalb der Regelzone Schweiz stabil betrieben werden kann.

Die Lastverschiebepotenziale können neben dem Leistungsausgleich innerhalb einer Bilanzgruppe auch als Systemdienstleistung verfügbar gemacht werden. Sie müssen jedoch der durch Swissgrid durchgeführten betrieblichen und technischen Prüfung standhalten.

Sekundäre Regelenergie muss innerhalb von Sekunden bereitstehen und für rund 15 min vorgehalten werden. Bei einer flächendeckende Einführung von Smart Metern und einem hohen Automatisierungsgrad der eingebundenen Potenziale wird es für ausgewählte Anwendungen möglich sein, innerhalb von Sekunden auf Regelenergieanfragen zu reagieren. Denkbare Anlagen sind beispielsweise ausgewählte Kälte- oder Prozesswärmeanlagen, aber auch Lüftungen und Infrastrukturanlagen, die rund um die Uhr im Betrieb sind und kurzzeitige Unterbrüche keinen Einfluss auf die Anwendung haben.

Um als Anbieter von Sekundärer Regelenergie auftreten zu können, müssen Pools gebildet werden, die eine Mindestgrösse von 5 MW aufweisen (swissgrid ag, 2011). Der Ausschreibungen finden Wochenweise statt. Die angebotene Leistung muss jeweils von Montag 00:00 Uhr bis Sonntag 24:00 Uhr vorgehalten werden können. Die in der Schweiz benötigte Sekundärregelenergie beträgt +/- 400 MW.

Eine Abschätzung der möglichen sekundären Regelenergiereserven wird in Abbildung 16-31 und Abbildung 16-32 gezeigt.

Aus der Potenzialgruppe Prozesswärme stehen diejenigen Anwendungen zu Verfügung, die nicht temperaturkritisch sind und während 15 min unterbrochen werden können. Der Anteil dürfte gering sein. Die Gruppe Prozesskälte eignet sich gut für kurzfristige Unterbrechungen. Zudem sind die Lasten mehrheitlich 24 Stunden am Tag im Betrieb. Die Gruppe spezifische Dienstleistungs- und Industrieprozesse ist sehr heterogen und daher schwierig zu beurteilen. Geeignete Objekte aus der Gruppe sind Infrastrukturanlagen wie Kehrichtverbrennungsanlagen oder Wasserversorgungen. Die Bereiche Lüftung und Heizungspumpen zeigen lange Betriebszeiten und führen bei kurzer Unterbrechung zu keinen technischen Problemen oder Beeinträchtigungen seitens der betroffenen Personen. Sie eignen sich deshalb gut zur Bereitstellung von sekundärer Regelenergie. Allerdings haben sie den Nachteil, dass sich wegen der vielen kleinen Lasten eine Präqualifikation sehr aufwendig gestalten kann. Ihre Eignung wird daher als Mittel eingeschätzt.

Abbildung 16-31: Anteil des Potenzials mit Eignung als sekundäre Regelenergie in % des Potenzials des Szenarios "Flächendeckende Einführung+" (2035)

Potenzialgruppen	Anteil sekundäre Regelenergie
Prozesse und Antriebe	
Prozesswärme	25 %
Prozesskälte	75 %
Druckluft	0 %
Spezifische DI/IN Prozesse	25 %
Haustechnik	
Raumwärme	0 %
Warmwasser	0 %
Klimakälte	0 %
Lüftung	50 %
Pumpen Heizung	50 %
Pumpen Hallenbäder	0 %
Notstromanlagen	
USV-Anlagen	0 %
Notstromgeneratoren	0 %

Die Addierung der einzelnen Anteile unter Berücksichtigung der bisherigen Referenzzeitpunktaufteilung führt zu den Regelenergiereserven in Abbildung 16-32. Das verfügbare Potenzial bleibt über das Jahr gesehen in etwa konstant und variiert nur über die Tageszeit und den Wochenverlauf.

Abbildung 16-32: Sekundäre Regelenergie in MW für das Szenario "Flächendeckende Einführung+" (2035)

Verschiebedauer				**15 min**
Sommer	Woche	Tag	[MW]	363
		Nacht	[MW]	156
	Wochenende	Tag	[MW]	156
		Nacht	[MW]	88
Übergang	Woche	Tag	[MW]	386
		Nacht	[MW]	173
	Wochenende	Tag	[MW]	173
		Nacht	[MW]	101
Winter	Woche	Tag	[MW]	366
		Nacht	[MW]	158
	Wochenende	Tag	[MW]	158
		Nacht	[MW]	89

16.9.4 Vergleiche mit anderen Studien

Ein direkter Vergleich der errechneten Lastverschiebepotenziale mit Parallelstudien ist nicht möglich. Durch die studienspezifischen Szenarien unterscheiden sich sowohl Methodik und Datenauswahl. Die szenarioabhängigen Resultate sind durch den Rolloutfaktor wie auch durch den Installationsfaktor an das jeweilige Szenario angepasst. Studien mit vergleichbaren Szenarien liegen keine vor.

Trotzdem sollen die Resultate kurz andiskutiert werden. Für einen einfachen Zahlenvergleich muss das technische Potenzial herangezogen werden. Das technische Potenzial umfasst den Anteil des theoretischen Potenzials, welcher aus technischer Sicht für Lastmanagement zu Verfügung steht (siehe Kapitel 16.3.3).

Die Arbeiten (Klobasa, Dynamische Simulation einers Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten, 2007), (WIK-Consult, 2006) und (von Roon & Gobmaier, 2010) präsentieren Potenzialzahlen für Deutschland. In (Klobasa, Dynamische Simulation einers Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten, 2007) werden Industrie- und Dienstleistungspotenziale betrachtet, in (WIK-Consult, 2006) und (von Roon & Gobmaier, 2010) wird eine Abschätzung für spezifische Industriebereiche gemacht. Die Zeitabhängigkeit der Verschiebedauer, wie sie in Abbildung 16-34 berücksichtigt wird, ist nur bei (von Roon & Gobmaier, 2010) ein Thema. In (Klobasa, Dynamische Simulation einers Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten, 2007) und (WIK-Consult, 2006) werden den einzelnen Potenzialen maximale Verschiebezeiträume zugeordnet, die je nach Anwen-

dung zwischen einer und 16 Stunden liegen. Der Vergleich der verschiedenen Studienresultate wird daher für die Verschiebedauer von 1 h gemacht.

Die Abbildung 16-33 zeigt die Zahlen dieser Studie (BFE 2011) und weiterer deutscher Studien für einen Wochentag im Sommer (ohne Klimaanlagen und Nachtspeicherheizungen).

Abbildung 16-33: Technisches Potenzial verschiedener Studien (ohne Klimaanlagen)

	BFE, 2012	**Klobasa, 2007**	**WIK, 2006** (WIK-Consult, 2006)	**FfE, 2010** (von Roon & Gobmaier, 2010)
Industrie	380 MW	2'800 MW	2'000 MW	2'400 MW
Dienstleistungen	320 MW	2'900 MW	-	-

Klimaanlagen werden daher nicht berücksichtigt, da in dieser Studie und in (Klobasa, Dynamische Simulation einers Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten, 2007) mit unterschiedlichen zeitlichen Potenzialverläufen gerechnet wurde.

Der unkritische Zahlenvergleich zeigt, dass das Potenzial der Schweizer Studie um den Faktor 6 bis 9 tiefer liegt als bei Potenzialstudien in Deutschland (zum Vergleich: der Energieverbrauch im Industrie und Dienstleistungssektor ist 9.5-mal kleiner).

Die einzelnen Studien unterscheiden sich in der Datenauswahl. In den deutschen Studien werden hauptsächlich Grossverbraucher wie Papierindustrie, Grundstoffchemie oder Stahlindustrie betrachtet, die grosse Lastblöcke aufweisen und sich für den Einsatz im Regelenergiemarkt eignen. Im Gegensatz dazu wurden in dieser Arbeit weit verbreitete Anwendungen betrachtet, die durch einen Smart-Meter-Rollout als Potenzial erschlossen werden und durch ihre Masse zu einem beachtlichen Potenzial führen. Der Grossteil des Potenzials steht als Ausgleichsenergie zu Verfügung und nur ausgewählte Anwendungen wären für den Regelenergiemarkt geeignet.

Das Berücksichtigen von zusätzlichen kleinen Lasten in den präsentierten Deutschen Studien würde für den Industriebereich zu höheren Potenzialzahlen führen. Aus den genannten Gründen wird das abgeschätzte Industrie-Potenzial für die Schweiz als plausibel betrachtet.

Die Erhebung der Potenziale im Dienstleistungsbereich entspricht im Wesentlichen den Ideen von Klobasa (Lüftungen, Prozesskälte, Klimakälte, Raumwärme, Notstromsysteme) wurde aber durch weitere Potenzialgruppen ergänzt.

Das technische Verschiebepotenzial aufgeschlüsselt nach Verschiebedauer und Zeitpunkt zeigt die Abbildung 16-34.

Abbildung 16-34: Technisches Verschiebepotenzial in MW (2010)

Verschiebedauer				15 min	1 h	2 h	4 h
Sommer	Woche	Tag	[MW]	2'564	701	419	62
		Nacht	[MW]	892	636	268	75
	Wochenende	Tag	[MW]	892	636	268	75
		Nacht	[MW]	439	307	192	79
Übergang	Woche	Tag	[MW]	1'369	869	600	267
		Nacht	[MW]	677	535	399	224
	Wochenende	Tag	[MW]	677	535	399	224
		Nacht	[MW]	448	316	287	187
Winter	Woche	Tag	[MW]	1'429	930	672	363
		Nacht	[MW]	723	580	448	292
	Wochenende	Tag	[MW]	723	580	448	292
		Nacht	[MW]	482	350	321	235

16.10 Quellenverzeichnis

Aebischer, B., & Catenazzi, G. (2007)
Der Energieverbrauch der Dienstleistungen und der Landwirtschaft 1990-2035. BFE.

Alup (2011)
Alup Kompressoren - Haben Sie Geld zu verschenken? Abgerufen am 27. 10 2011 von http://www.alup.nl/index.php?id=229

Beck, M., & Scherer, M. (2010)
Überblick Systemdienstleistungen. swissgrid ag.

BFE (2009)
Smart Metering für die Schweiz - Potenziale, Erfolgsfaktoren und Massnahmen für die Steigerung der Energieeffizienz.

BFE (2010)
Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000-2009 nach Verwendungszwecken.

BFE (2010)
Effiziente Druckluft - Ziele und Vorgehen. Abgerufen am 26. 10 2011 von http://www.bfe.admin.ch/druckluft/04455/index.html?lang=de

BFE (2010)
Positionspapier zu "Smart Grids".

BFE (2011)
Energiesparwochen - Dank Mitarbeiter-Motivation bis 10% Energie sparen! Abgerufen am 09. 01 2012 von http://www.bfe.admin.ch/energiesparwochen/index.html?lang=de

BFE (2011)
Energieverbrauch in der Industrie und im Dienstleistungssektor - Resultate 2010.

BFE (2011)
Grundlagen für die Energiestrategie des Bundesrates; Frühjahr 2011.

BFS (2011)
Erwerbstätigkeit und Arbeitzeit - Detaillierte Daten. Abgerufen am 26. 10 2011 von http://www.bfs.admin.ch/bfs/portal/de/index/themen/03/02/blank/data/02.html

BFS (2011)
Landwirtschaft - Indikatoren. Abgerufen am 26. 10 2011 von http://www.bfs.admin.ch/bfs/portal/de/index/themen/07/03/blank/ind24.indicator.240106.2401.html

Bundesamt für Konjunkturfragen (1994)
Kühlmobel und Kälteanlagen im Lebensmittelgeschäft. Bundesamt für Konjunkturfragen.

Gloor, R. (2009)
www.energie.ch. Von http://www.energie.ch/branchen abgerufen

Goldammer, P. (2003)
Volumenstrom-Regelung: Hydraulik und Hygiene. A.B. Archiv des Badewesens, S. 550-554.

Hugentobler, P., Zogg, R., Trittin, S., Müller, J., Witschi, R., & Mez, M. (2011)
Argumentarium für Realtime-fähige Dienstleistungen im Bereich Smart Metering und Smart Grid.

Klobasa, M. (2007)
Dynamische Simulation einers Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten.

Klobasa, M. (2007)
Dynamische Simulation einers Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten. ETH Zürich.

Migros (2010)
Migros Geschäftsbericht 2010. Abgerufen am 26. 10 2010 von http://m10.migros.ch/unsere-verantwortung/kennzahlen-und-diagramme

Muller, T. (2011)
Auswertung der Daten über die Milchproduktion - Milchjahr 2009/2010. BLW.

Phillips, R. (2010)
Wärmepumpen - häufig gestellte Fragen. BFE.

Piot, M. (2006)
5. Exkurs: Potenzialbegriffe. BFE.

Pöyry (2007)
Lastgangmessung versus Standardlastprofile - 2nd Opinion für den VSE.

Proviande (2011)
Der Fleischmarkt im Überblick 2010. Abgerufen am 26. 10 2011 von www.proviande.ch: http://www.schweizerfleisch.ch/fileadmin/Dokumente/Bilder/proviande/der_fleischmarkt_im_ueberblick_2010_auszug_.pdf

Rudolph, M., & Wagner, U. (1997)
Begriffe der Versorgungswirtschaft. In Energiewirtschaftliche Grundbegriffe (S. Teil D Energie Heft 1). Frankfurt a. M.: VWEV-Verlag.

Schlomann, B., Gruber, E., Eichhammer, W., Diekmann, J., Ziesing, H.-J., Herzog, T., et al. (2004)
Energieverbrauch der privaten Haushalte und des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD). Karlsruhe, Berlin, Nürnberg, Leipzig, München: Fraunhofer Institut System- und Innovationsforschung (ISI).

Smart Watts - Im Internet der Energie (2011)
Abgerufen am 2011. 10 31 von http://www.smartwatts.de/home.html

Stadler, I. (2008)
Power grid balancing of energy systems with high renewable energy penetration by demand response. Elsevier Ltd. Utilities Policy 16, S. 90-98.

SVKTL Schweizerischer Verband für Kühl- und Tiefkühllogistik (2011)
Abgerufen am 04. 10 2011 von http://www.svktl.ch/09/index.php?verband_de

Swissgrid (2008)
Schnittstellenhandbuch Systemdienstleistungen.

Swissgrid (2011)
Grundlagen Systemdienstleistungsprodukte.

swissgrid AG (2011)
Grundlagen Systemdienstleistungsprodukte. swissgrid ag.

von Roon, S., & Gobmaier, T. (2010)
Demand Response in der Industrie. Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE).

Weisskopf, T., & Humm, O. (1995)
Sanierungsobjekt Hallenbad - In die Jahre gekommen... Die Schweizer Gemeinde, S. 17-19.

WIK-Consult (2006)
Potenziale der Informations- und Kommunikations-Technologien zur Optimierung der Energieversorgung und des Energieverbrauchs (eEnergy). Bad Honnef.

17 Anhang E: Auswirkungen auf Netzausbau und Netzkosten

Folgenabschätzung einer Einführung von „Smart Metering“ in der Schweiz - Bewertung netzseitiger Wirkungen

Consentec

Autoren:
Alexander Ladermann
Christian Linke

17.1 Allgemeine Methodenbeschreibung der Modellnetzanalyse

17.1.1 Grundsätzliches

Der Modellnetzanalyse (MNA) liegt die Idee zugrunde, die Versorgungsaufgabe in stark abstrahierter Form mit nur wenigen Eingangsgrössen zu beschreiben, so dass die wesentlichen Wirkungszusammenhänge zwischen Eingangsgrössen (Versorgungsaufgabe, Planungsvorgaben) und Ausgangsgrössen (Netzkosten, Mengengerüst der Netzanlagen) leicht untersucht werden können, losgelöst von fallspezifischen Einzeleinflüssen. Die Abstraktion der Versorgungsaufgabe besteht darin, eine vollkommen gleichmässige (homogene) Verteilung von Anschlusspunkten, möglichen Trassen und möglichen Stationsstandorten in dem betrachteten Versorgungsgebiet zu unterstellen. Aufgrund dieser Eigenschaften eignet sich die MNA besonders

- zur Gewinnung von grundsätzlichen Erkenntnissen über Wirkungszusammenhänge (beispielsweise zwischen Eigenschaften der Versorgungsaufgabe und der Leitungslänge) und
- für vergleichende Analysen einer grossen Zahl von Versorgungsgebieten.

Für die betrachtete homogene Versorgungsaufgabe ermittelt die MNA unter Berücksichtigung relevanter Nebenbedingungen und einer Reihe von Planungsvorgaben ein kostenoptimales Netz, wobei eine „Grüne-Wiese-Situation“ unterstellt wird. Konkrete, auf einzelne reale Netze bezogene Aussagen zur optimalen Netztopologie können aufgrund der stark vereinfachten Beschreibung der Versorgungsaufgabe

mit der MNA jedoch nicht gewonnen werden. Derartige Fragestellungen können mit anderen Verfahren (z. B. Verfahren zur Referenznetz-analyse) bearbeitet werden, die allerdings eine erheblich genauere und aufwändigere Beschreibung der Versorgungsaufgabe erfordert.

Theoretisch müssen bei der Netzplanung alle Netzebenen gleichzeitig in eine geschlossene Optimierung einbezogen werden. Dies ist jedoch aufgrund der Komplexität einer solchen Aufgabe bislang unmöglich. Praxisüblich ist vielmehr eine Entkopplung der gesamten Planungsaufgabe in räumliche und technische (nach Netzebenen) mehr oder weniger abgegrenzte Teilaufgaben. Um dem Ziel der gesamtheitlich optimalen Planung dennoch möglichst nahe zu kommen, haben Netzbetreiber aus praktischen Erfahrungen und Grundsatzstudien auf ihr Versorgungsgebiet zugeschnittene Planungsvorgaben für die einzelnen Netzebenen abgeleitet. Solche Planungsvorgaben betreffen z. B. die Auswahl der Betriebsmittel hinsichtlich ihrer Dimensionierung. An dieser Entkopplung orientiert sich auch die MNA. Die Ermittlung der für eine gegebene (homogene) Versorgungsaufgabe benötigten Mengen an Betriebsmitteln beruht hier auf der Annahme, dass sich der Planungsprozess in Teilschritte zerlegen lässt, in denen das Netz von der untersten Netzebene ausgehend im wesentlichen „bottom-up“ dimensioniert wird, d. h. ohne wesentliche Rückwirkungen der Planungsergebnisse einer überlagerten Ebene auf die Auslegung der unterlagerten Ebene.

Auf Basis dieser grundsätzlichen Überlegungen wurden für Strom- und – in diesem Projekt nicht relevant – Gasnetze jeweils eigenständige Modellierungsansätze für die MNA entwickelt.

17.1.2 Modellierung der Versorgungsaufgabe

Die Versorgungsaufgabe stellt die Grundlage der Netzauslegung dar und umfasst alle planungsrelevanten und vom Netzbetreiber nicht beeinflussbaren Eigenschaften eines Versorgungsgebiets und der dort angesiedelten Netznutzer. Für eine einzelne betrachtete Netzebene umfasst sie vor allem folgende Angaben:

- Orte, an denen Lasten oder (nur im Stromnetz) Erzeugungsanlagen an das Netz angeschlossen werden müssen (Anschlusspunkte)
- technische Eigenschaften jeder einzelnen Last oder Erzeugungsanlage (z.B. Höchstlast, Energiebedarf, maximale Erzeugungsleistung, etc.)
- Orte und Lasteigenschaften von Stationen zur Einspeisung in unterlagerte Netzebenen (Umspannstationen bzw. Gasdruckregelanlagen)
- mögliche Standorte für Umspannstationen bzw. Gasdruckregelanlagen zur Einspeisung aus der überlagerten Netzebene oder für Verknüpfungspunkte mit benachbarten Netzen auf gleicher Netzebene
- mögliche Trassen für Leitungen, beschrieben durch Anfangs- und Endpunkt, Länge sowie Angaben zu jeweils realisierbaren Leitungstypen (z.B. Kabel- und Freileitungstrassen bei Stromnetzen)

Daneben sind Eigenschaften des Versorgungsgebiets wie Geländetopografie, Bodenbeschaffenheit und Oberflächenversiegelung, die sich auf den baulichen Aufwand auswirken,

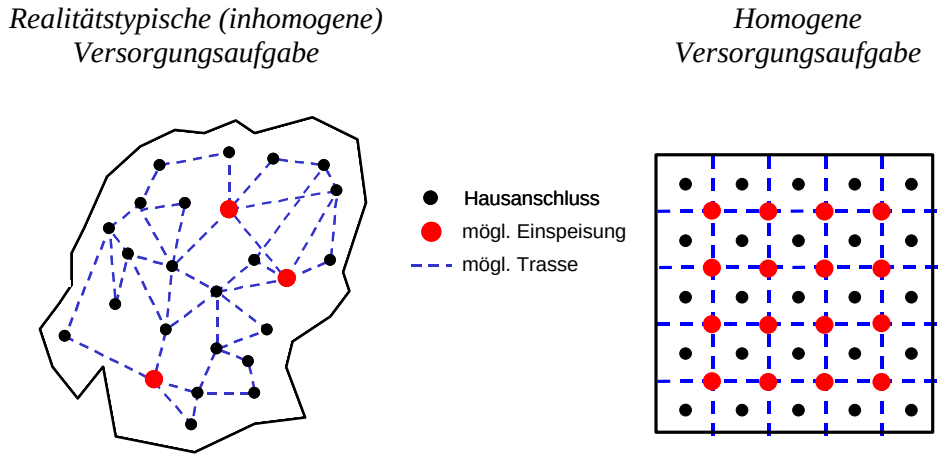
von Bedeutung für die Netzplanung. Diese Faktoren können über die spezifischen Kostenansätze für Errichtung und Betrieb von Betriebsmitteln berücksichtigt werden. Sie werden daher nachfolgend im Hinblick auf die Eigenschaften der Versorgungsaufgabe nicht weiter diskutiert.

Die oben genannten Eigenschaften der Gebiets- und Laststruktur werden bei der MNA in stark abstrahierter Form unter der Annahme einer (je Netzebene) homogenen Anordnung nachgebildet. Dabei wird unterstellt, dass an allen in einer Netzebene zu berücksichtigenden Anschlusspunkten einheitliche Last- und Erzeugungseigenschaften bestehen und alle Anschlusspunkte gleichmässig auf die Fläche des betrachteten Versorgungsgebiets verteilt sind. Des Weiteren wird angenommen, dass alle Kanten der rechteckigen Flächenstücke um die Anschlusspunkte herum als Leitungstrassen und alle Kreuzungspunkte der Leitungstrassen als mögliche Standorte für Einspeisestationen aus der überlagerten Netzebene genutzt werden können.

Auf diese Weise kann die Struktur eines Versorgungsgebiets im Hinblick auf die Auslegung einer bestimmten betrachteten Netzebene im Wesentlichen durch Angaben zur Fläche des Gebiets, zur Zahl der Last- und Erzeugungs-Anschlusspunkte sowie zur (einheitlichen) Höhe der Lasten (insbesondere der Jahreshöchstlast) und der Erzeugungsleistung beschrieben werden. Abbildung 17-1 verdeutlicht am Beispiel der untersten Netzebene, bei der die Hausanschlüsse die zu berücksichtigenden Anschlusspunkte darstellen, das Prinzip der homogenen Versorgungsaufgabe im Vergleich zu einer realitätstypischen, inhomogenen Struktur.

Es leuchtet unmittelbar ein, dass die MNA aufgrund dieser Abstraktion nicht eingesetzt werden kann, um die optimale Netztopologie in einem realen Versorgungsgebiet zu ermitteln. Sie ist gleichermassen kein Werkzeug zur Unterstützung der Netzplanung. Bei Fragestellungen, die auf den durchschnittlichen, nicht durch fallspezifische Einflussfaktoren bestimmten Zusammenhang zwischen Anlagenmengen (z. B. Leitungslänge) oder Netzkosten und den zugrunde liegenden Eigenschaften der Versorgungsaufgabe abzielen, kann sie jedoch gerade durch den abstrakten Modellierungsansatz belastbare Erkenntnisse liefern.

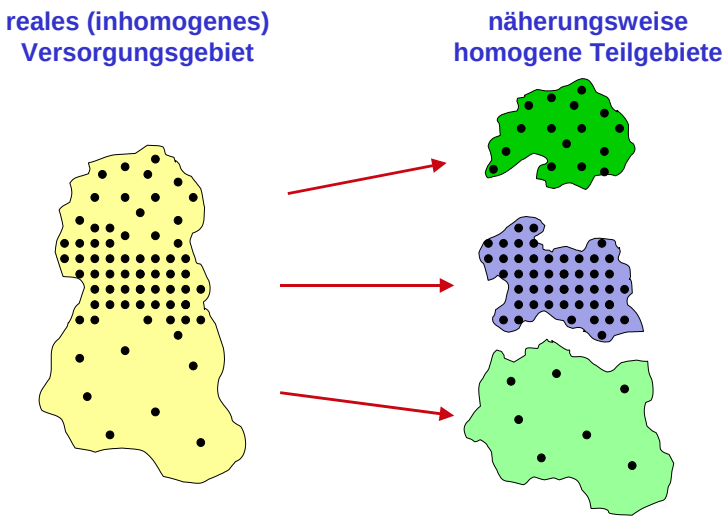
Abbildung 17-1: Abstrakte Nachbildung einer realitätstypischen Versorgungsaufgabe durch eine homogene Struktur für die Anwendung der Modellnetzanalyse



a) Teilgebietsansatz

Wenn die MNA angewendet wird, um die Auswirkungen der Eigenschaften realer Versorgungsgebiete auf den dort erforderlichen Netzanlagenbestand und die damit verbundenen Netzkosten zu untersuchen, etwa für vergleichende Analysen unterschiedlicher Versorgungsgebiete, kann die auf gebietsweiten Durchschnittswerten beruhende abstrahierte Beschreibung der Versorgungsaufgabe zu ungenau sein, um belastbare Ergebnisse zu gewinnen. Bei solchen Untersuchungen kann die Genauigkeit gesteigert werden, indem jedes betrachtete Versorgungsgebiet in Teilgebiete zerlegt und die MNA für jedes Teilgebiet separat angewendet wird. Es wird dann nur unterstellt, dass jedes Teilgebiet für sich genommen näherungsweise durch eine homogene Versorgungsaufgabe nachgebildet werden kann (siehe Abbildung 17-2). Diese Teil-Versorgungsaufgaben können sich dagegen von Teilgebiet zu Teilgebiet unterscheiden. Die für die Teilgebiete eines Versorgungsgebiets erhaltenen Ergebnisse (Anlagenbestand, Netzkosten) werden bei dieser Vorgehensweise aufsummiert, um Ergebnisse für das Gesamt-gebiet zu erhalten.

Abbildung 17-2: Nachbildung eines realen (inhomogenen) Versorgungsgebiets durch Zerlegung in näherungsweise als homogen angenommene Teilgebiete



Die Einteilung von Versorgungsgebieten in Teilgebiete sollte dabei so gewählt werden, dass die benötigten Eingangsgrössen für die MNA teilgebietsspezifisch entsprechend den gewählten Abgrenzungen zur Verfügung gestellt werden können. Sinnvoll kann z. B. die Einteilung nach Gemeinden oder anderen in statistischen Datenbeständen berücksichtigen Bezirken sein. Je nach Aufgabenstellung kann auch eine sehr feine Gebietseinteilung in kartografisch definierte Rasterflächen mit Kantenlängen von weniger als 1 km sinnvoll sein, wie sich jüngst in Untersuchungen zur Erfassung zersiedelter Strukturen und zur Abgrenzung erschlossener von nicht erschlossenen Gebieten gerade bei der Gasversorgung gezeigt hat. Grundsätzlich gilt, dass die Analyse umso genauer ist, je kleiner die Teilgebiete sind. Um zu vermeiden, dass die MNA entartete Netze entwirft, sollten die Teilgebiete allerdings immer deutlich grösser sein als die „elementaren" Flächenstücke je Anschlusspunkt (z. B. Grundstücksgrössen in der Endverteilungsebene). Diese aus der „Granularität" der Versorgungsaufgabe resultierende Grenze unterscheidet sich je nach der betrachteten Netzebene.

b) Eingangsgrössen zur Beschreibung des Last- und Erzeugungsmodells

Als Eingangsgrössen zur Beschreibung des homogenen Last- und Erzeugungsmodells für eine betrachtete Netzebene in einem (Teil) Versorgungsgebiet benötigt die MNA folgende Informationen:

- Zahl der Anschlusspunkte: Dies umfasst sowohl Anschlusspunkte für die Versorgung von Endkunden (Lasten und Erzeugungsanlagen) als auch (ausser in der Endverteilungsebene) für die Einspeisung in unterlagerte Netzebenen über Umspann- bzw. Gasdruckregelanlagen. Die Zahl der letztgenannten Anschlusspunkte ergibt sich bei einer Bottom-up-Optimierung über mehrere Netzebenen modellendogen aus der Dimensionierung der unter-lagerten Ebene. Die Zahl der Anschlusspunkte für Endkunden ist dagegen für jede Netzebene explizit anzugeben. Diese darf nicht verwechselt werden mit der meist deutlich höheren Zahl der Zählpunkte. Relevant für die MNA sind die Anschlusspunkte, an denen der Verantwortungsbereich des Netzbetreibers endet. Von einem solchen Anschlusspunkt

aus können jedoch mehrere Zählpunkte versorgt werden, z. B. in einem Mehrfamilienhaus.

Die MNA ermittelt die insgesamt zu berücksichtigende Zahl der Anschlusspunkte aus der Summe der Anschlusspunkte für Endkunden und für Einspeisungen in die unterlagerte Ebene und weist diesen Anschlusspunkten eine als gewichteter Mittelwert errechnete „Ersatzlast“ zu, um trotz eventuell unterschiedlicher Last- oder Einspeisehöhen der beiden Anschlusspunkt-Typen zu einem einheitlichen Last-/Erzeugungsmodell zu gelangen.

- (Einheitliche) Höchstlast und/oder Höchsteinspeisung je Anschlusspunkt: Für jede Netzebene ist eine durchschnittliche Höchstlast und Höchsteinspeisung je Anschlusspunkt anzugeben. Dabei können verschiedene Last- und Erzeugungstypen unterschieden werden (s. Last- / Einspeisecharakteristik). Diese Angabe ist nur für Anschlusspunkte zur Endkundenversorgung /-entsorgung erforderlich, da sich die Leistung an Einspeisungen in die unterlagerte Ebene aus der Dimensionierung der Umspann- bzw. Gasdruckregelanlage ergibt. Die Last je Anschlusspunkt kann in der Endverteilungsebene alternativ auch durch die Last pro Wohneinheit und die durchschnittliche Zahl der Wohneinheiten pro Anschlusspunkt definiert werden, was insbesondere bei überwiegend durch Wohnbebauung charakterisierten (Teil) Versorgungsgebieten naheliegend ist.

  Von dieser Lastangabe je Anschlusspunkt abzugrenzen ist die Höchstlast von Endkunden, die direkt aus einer Umspann- oder Gasdruckregelanlage versorgt werden, z. B. über kundeneigene Leitungen. Lasten dieser Art wirken sich nicht auf die Auslegung des Leitungs-netzes aus, können aber von der MNA bei der Auslegung der Umspann- bzw. Gasdruck-regelanlagen berücksichtigt werden.

- Zur Bestimmung der maximalen und minimalen Last, die an einem Netzanschluss vorliegt, werden die Last- und Einspeisecharakteristika benötigt.

  Die Last- und Einspeisecharakteristika werden als 24-Stunden Zeitreihe (typischer Tagesgang) angegeben, wobei die Werte für die einzelnen Stunden als Prozentwert anzugeben sind. Für die verschiedenen Lasttypen wird dabei je eine Zeitreihe für einen Starklast- und einen Schwachlastfall benötigt, für die unterschiedlichen Erzeugungstypen ist je eine Zeitreihe für maximale Einspeisung und für minimale Einspeisung anzugeben.

  Die Last- und Einspeisecharakteristika müssen für die Nieder- und Mittelspannung getrennt angegeben werden. In den beiden Spannungsebenen können bis zu 5 unterschiedliche Typen von Anlagen zur dezentralen Erzeugung berücksichtigt werden (z. B. Photovoltaik, KWK, Wind). Bei der Last ist die Unterscheidung in bis zu 3 verschiedene Lasttypen (z.B. Haushalt, Gewerbe) möglich.

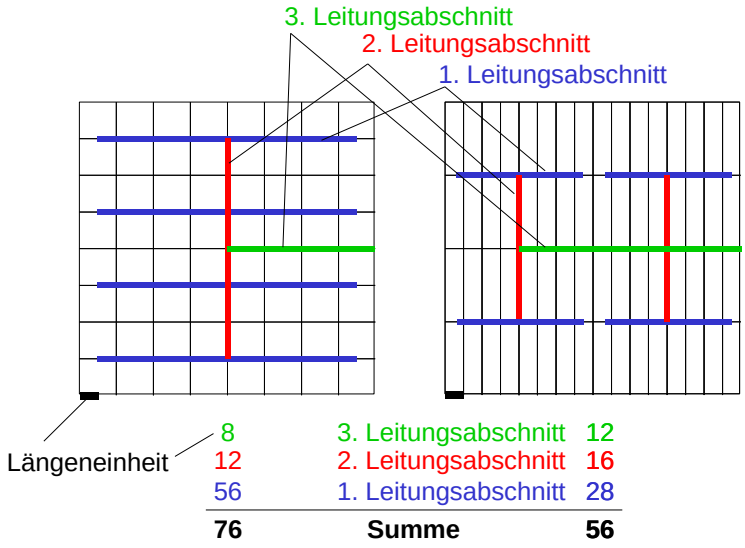
  Zu beachten ist, dass die einzelnen Tagesgänge und die angegebene Last bzw. Einspeise-leistung in der Versorgungsaufgabe korrespondieren. So sollten z. B. alle Tagesgange für Lasten auf dieselbe Last normiert werden, da in der Definition der Versorgungsaufgabe nur eine durchschnittliche Last angegeben wird.

- Versorgte Fläche des (Teil-) Versorgungsgebiets: Hierbei ist nur der Teil der Gesamtfläche des betrachteten Gebiets zu berücksichtigen, der vom Netz in einer betrachteten Netzebene auch tatsächlich abgedeckt wird. Auszugrenzen sind demnach

– Flächen, die nicht vom Netz überspannt werden (z. B. Seen, Wälder und sonstige grössere Freiflächen), wobei der Umfang der auszugrenzenden Flächenstücke mit steigender Netzebene abnimmt, da überlagerte Netze auch Freiflächen überbrücken müssen;
– Flächen, die zwar besiedelt, nicht jedoch vom Netz erschlossen sind; diese Abgrenzung ist vor allem für Gasversorgungsnetze relevant, wohingegen Stromversorgungsnetze praktisch einen Erschliessungsgrad von 100 % aufweisen.

Neben diesen grundlegenden Angaben wird eine homogene Versorgungsaufgabe durch die Form des „elementaren“ Flächenstücks charakterisiert, das jedem Anschlusspunkt zugeordnet wird. Die MNA unterstellt grundsätzlich auf jeder Netzebene quadratische Flächenstücke. Auf der Ebene der Endverteilung ist diese Annahme aber nicht realistisch, da Grundstücke tendenziell rechteckig zugeschnitten werden, wobei die kurze Seite der Strasse zugewandt ist. Um diesen Effekt analysieren zu können, bietet die MNA die Möglichkeit, auf der untersten Netzebene rechteckige Elementarflächen vorzusehen und das Seitenverhältnis explizit vorzugeben. Dass die Grundstücksgeometrie wesentlichen Einfluss auf die Leitungslänge eines Netzes (und ebenso die Strassenlänge und damit den Umfang anderer Netzinfrastrukturen) haben kann, verdeutlicht Abbildung 17-3 beispielhaft für ein stilisiertes Versorgungsgebiet mit 64 zu versorgenden Grundstücken. Bei der hier gewählten Netzstruktur eines verzweigten Strahlen-netzes mit drei Leitungsabschnitten ergibt sich bei einem Seitenverhältnis von 1:4 eine um rund ein Viertel geringere Leitungslänge als bei quadratischen Grundstücksflächen.

Abbildung 17-3: Verdeutlichung des Einflusses der Grundstücksgeometrie auf die Versorgungsleitungslänge in der Endverteilungsebene



17.1.3 Planungsvorgaben

Bei der Auslegung eines Netzes für eine gegebene Versorgungsaufgabe bestehen für den Netzplaner verschiedene Freiheitsgrade, vor allem hinsichtlich

- der Zahl der verwendeten Netzebenen und deren Nennspannungen bzw. Druckstufen,
- der verwendeten Betriebsmittel (v. a. Leitungstypen sowie Dimensionierung und technische Ausstattung von Umspann- bzw. Gasdruckregelanlagen),
- der Netzstruktur (z. B. Strahlen , Ring oder Maschenstruktur) und damit der Redundanz des Netzes, und
- der Festlegung der bei der Netzplanung zu berücksichtigenden technischen Nebenbedingungen (z. B. Spannungs- bzw. Druckgrenzen sowie Belastungsgrenzen für die Betriebsmittel in Abhängigkeit von deren technischen Eigenschaften).

Grundsätzlich ist die Netzauslegung als Optimierungsaufgabe aufzufassen, mit dem Ziel, diese Freiheitsgrade so zu nutzen, dass die Netzkosten insgesamt minimiert und gleichzeitig alle vom Netzbetreiber nicht beeinflussbaren wie auch die von ihm selbst bestimmten Nebenbedingungen eingehalten werden. Nicht beeinflussbare Nebenbedingungen können z. B. Vorgaben durch Gesetze, Normen, Regelwerke oder auch die Regulierungsbehörde sein, die sich auf Sicherheitsanforderungen, die Interoperabilität der Netze oder andere Ziele beziehen. Beeinflussbare Nebenbedingungen betreffen beispielsweise – insbesondere bei Stromnetzen – das angestrebte Niveau der Netzzuverlässigkeit.

In der Praxis wird die Netzplanung jedoch nicht in jedem Einzelfall als eine solche komplexe Optimierungsaufgabe gehandhabt, da der hiermit verbundene Aufwand nicht vertretbar wäre und vor allem in den meisten Fällen bereits weitgehende Einschränkungen der Freiheitsgrade durch die in der Vergangenheit bereits getroffenen planerischen Entscheidungen zu berücksichtigen sind. Daher ist es üblich, einen grossen Teil der genannten Freiheitsgrade auf Basis von Erfahrungen oder Grundsatzuntersuchungen weitgehend festzulegen. Hieraus ergeben sich Planungsgrundsätze, die im Einzelfall als feste Vorgaben behandelt werden. Dabei ist es durchaus üblich, dass die Planungsgrundsätze nach bestimmten Eigenschaften der Versorgungsaufgabe differenziert werden, dass also beispielsweise in innenstädtischem Gebiet eine andere Netzstruktur angestrebt wird als in ländlichem Gebiet.

An dieser Planungspraxis orientiert sich auch die MNA: Die oben genannten Freiheitsgrade werden nicht durch das Modell optimiert, sondern durch eine Reihe von Planungsvorgaben festgelegt. Diese werden allerdings nicht bei der Modellentwicklung vorgegeben, sondern können bei der Anwendung des Modells eingegeben werden. Somit kann der Einfluss jeder einzelnen Planungsvorgabe auf die Netzauslegung und kosten mittels Variantenanalyse gezielt untersucht werden.

Im Einzelnen bietet die MNA folgende Möglichkeiten, die Planungsvorgaben für die Netzauslegung zu beeinflussen:

- Zahl der Netzebenen: Die MNA kann bis zu drei Leitungs-Netzebenen mit weitgehend frei parametrierbaren Nennspannungen bzw. Druckstufen sowie die jeweils überlagerten Stationsebenen (Umspann- bzw. Gasdruckregelanlagen) berücksichtigen.

Diese Modell-Netzebenen können im Prinzip auf alle realen Netzebenen angewendet werden, mit einer Einschränkung: Für die überregionale Transportebene (Übertragungsebene bei Stromnetzen und Fernleitungsebene bei Gasnetzen) ist die MNA konzeptbedingt kaum geeignet, da die Aussagekraft der Ergebnisse wegen der in diesen Ebenen vergleichsweise geringen Zahl jeweils grossvolumiger Einzelanlagen angesichts der starken Abstraktion bei der Beschreibung der Versorgungsaufgabe sehr begrenzt ist.

- Betriebsmitteleigenschaften: Die MNA unterstellt, dass – der üblichen Praxis entsprechend – auf jeder Netzebene für gleiche Funktionen innerhalb eines homogen strukturierten (Teil) Versorgungsgebiets bei gleichzeitiger Errichtung („Grüne-Wiese-Ansatz“) einheitliche Betriebsmittel (v. a. Leitungs- und Stationstypen und -dimensionierungen) verwendet werden. Die eingesetzten Betriebsmittel und ihre technischen Eigenschaften werden dabei nicht auf Basis einer Optimierung ausgewählt, sondern vom Anwender des Modells im Sinne von Planungsvorgaben festgelegt.
- Netzstruktur: Die MNA bietet die Möglichkeit, für jede betrachtete Netzebene separat eine von drei standardisierten Netzstrukturen (Strahlen, Ring- und Maschennetz) auszuwählen. Wenngleich hiermit das Spektrum der in realen Netzen vorliegenden Strukturen, das insbesondere durch Kombinationen dieser Grundstrukturen geprägt ist, nicht umfassend differenziert abgebildet werden kann, ermöglicht dies eine grobe Abschätzung des Einflusses der gewählten Netzstruktur auf Anlagenbestand und Netzkosten.

  In der Praxis erfordert die Auswahl der optimalen Netzstruktur insbesondere eine Abwägung der Netzkosten und der aus Betriebs- und Zuverlässigkeitsgründen angestrebten Netzredundanz. Netzstrukturen mit höherer Redundanz bewirken tendenziell höhere Netzkosten durch zusätzliche Leitungsverbindungen, redundante Stationsauslegungen und zusätzlichen Bedarf an Schalt- bzw. Stellmöglichkeiten. Um die höhere Redundanz betrieblich auch nutzen zu können, sind zudem reduzierte Belastungsgrenzen für die Betriebsmittel zu berücksichtigen, was wiederum tendenziell zu höheren Kosten führt. Die MNA kann die genannten Kostenwirkungen nachbilden, nicht jedoch die sonstigen bei der Wahl der optimalen Netzstruktur zu berücksichtigenden Kriterien wie Zuverlässigkeitsniveau und betriebliche Prozesse.

  Für die Endverteilungsebene kann neben der Grundform der Netzstruktur vorgegeben werden, ob Versorgungsleitungen nur auf einer Strassenseite (oder in der Strassenmitte) oder aber auf beiden Strassenseiten vorgesehen werden und somit die Gebäude auf beiden Strassenseiten (bei „einseitiger Strassenbelegung“) oder nur die Gebäude auf jeweils einer Strassenseite (bei „zweiseitiger Strassenbelegung“) über eine Leitung versorgt werden.
- technische Nebenbedingungen: Die MNA berücksichtigt sowohl betriebsmittelbezogene Grenzen insbesondere für die maximale Belastung (nebst Vorgaben für einzuhaltende Margen zur Berücksichtigung von Unsicherheiten und zukünftigem Lastzuwachs) als auch systembezogene Grenzen wie Spannungs- bzw. Druckgrenzen an den Last-Anschlusspunkten.
- Last- und Erzeugungsdurchmischung: Die Tatsache, dass Höchstlasten und Höchsteinspeisungen zu unterschiedlichen Zeitpunkten auftreten und die „zeitgleiche“ Höchstleis-

tung eines Last-/Erzeugungs-Kollektivs somit geringer ist als die Summe der „zeitungleichen“ Einzellasten und Erzeugungsleistungen, wird bei der MNA – wie in der Planungspraxis üblich – durch vorzugebende Gleichzeitigkeitsfaktoren berücksichtigt, wobei unterschiedlich detaillierte Modellierungen der Last- und Erzeugungsdurchmischung möglich sind.

Näheres zu den stromspezifischen Ausprägungen dieser Planungsvorgaben ist im Abschnitt 17.1.6 ausgeführt.

17.1.4 Netzauslegung

Der Algorithmus zur Netzauslegung bei der MNA beruht, wie zuvor erläutert, auf der Annahme, dass ein mehrere Netzebenen umfassendes Netz von der untersten Ebene ausgehend Ebene für Ebene ausgelegt werden kann, ohne Rückwirkungen überlagerter auf unterlagerte Ebenen berücksichtigen zu müssen. Diese vereinfachende Annahme ist im Rahmen des generell stark abstrahierenden Modellierungsansatzes der MNA unter den Bedingungen zulässig,

- dass realistische Planungsvorgaben definiert werden, deren Bestimmung ja bereits einen erheblichen Teil der Komplexität der Optimierungsaufgabe „Netzauslegung“ vorwegnimmt, und
- dass es bei vorgegebenen, einheitlichen Betriebsmitteldimensionierungen immer als kostengünstiger unterstellt werden kann, die Belastbarkeit der Betriebsmittel auf einer unterlagerten Ebene so vollständig wie möglich (unter Berücksichtigung aller technischen Neben-bedingungen) auszunutzen als Teile der Kapazität unnötigerweise ungenutzt zu lassen und damit einen grösseren Teil der zu erbringenden Transportaufgabe einer überlagerten Ebene zu überlassen.

Die erstgenannte Bedingung muss bei der Anwendung der MNA berücksichtigt werden. Dabei ist zu beachten, dass je nach Eigenschaften der Versorgungsaufgabe unterschiedliche Kombinationen von Planungsgrundsätzen sinnvoll und praxisüblich sein können.

Die zweitgenannte Bedingung kann bei den üblichen Kostenverhältnissen von Betriebsmitteln in der Regel als erfüllt angesehen und somit bei der MNA zugrunde gelegt werden, die konzeptgemäss den „durchschnittlichen“ und nicht den unter Umständen hiervon abweichenden einzelnen Sonderfall betrachtet.

Es ergeben sich somit folgende Berechnungsschritte für die Netzauslegung:

- Zunächst wird für die unterste betrachtete Netzebene (z. B. die Endverteilungsebene) ermittelt, wie lang unter Berücksichtigung der technischen Nebenbedingungen ein Leitungszweig (bei Stromnetzen als „Abgang“ bezeichnet) von der in diese Ebene einspeisen-den Station (Umspann- bzw. Gasdruckregelanlage) bis zum letzten Anschlusspunkt maximal sein kann.
- Ausgehend hiervon wird bestimmt, wie viele solche Zweige von einer Einspeisestation aus versorgt werden können, wobei sowohl Nebenbedingungen für das Leitungsnetz als

auch die (vorgegebene) Kapazität der Umspann- bzw. Gasdruckregelanlage berücksichtigt wer-den.

- Daraus ergibt sich, wie viele Einspeisestationen in diese Netzebene im betrachteten (Teil-)Versorgungsgebiet benötigt werden. Damit ist die Netzauslegung für diese Ebene abgeschlossen. Aus den Ergebnissen werden unter Berücksichtigung der gewählten Netzstruktur aggregierte Grössen wie die Leitungslänge dieser Ebene im betrachteten Gebiet ermittelt.
- Die Zahl der benötigten Einspeisestationen aus der überlagerten Ebene fliesst – neben weiteren Eingangsgrössen – in die Auslegung der überlagerten Netzebene ein. Diese folgt dem gleichen Berechnungsschema, wobei eingangs die Zahl der insgesamt zu berücksichtigenden Last-Anschlusspunkte aus der Zahl der Anschlusspunkte für Endkunden und der Zahl der Stationen zur Einspeisung in die unterlagerte Ebene ermittelt und all diesen Anschlusspunkten ein „Ersatzanschluss“ zugewiesen wird (siehe Abschnitt 17.1.2).

Aus diesem Algorithmus ergeben sich – der homogenen Versorgungsaufgabe entsprechend – homogen strukturierte Modellnetze, die alle üblichen Planungsvorgaben berücksichtigen und in dem fiktiven Fall einer Versorgungsaufgabe, die tatsächlich diese Struktur aufweist, auch so realisiert werden könnten. Die bei der MNA stattfindende Abstraktion betrifft also in erster Linie die Versorgungsaufgabe, nicht die darauf aufbauende Netzgestaltung.

Bei der Netzauslegung werden die einzuhaltenden technischen Nebenbedingungen mittels Lastflussberechnung überprüft. Durch die Symmetrieeigenschaften der Modellnetze nimmt die Lastflussberechnung hier eine vereinfachte Form an. Es wird jedoch keine Näherungsform verwendet.

Bei der Ermittlung von Summenlasten und -erzeugungen der über einen Leitungszweig oder eine Station ver/entsorgten Anschlusspunkte können Angaben über das Ausmass der Las- und Erzeugungsdurchmischung berücksichtigt werden, d. h. über den Beitrag jeder Einzellast/-erzeugung zur Summen-Höchstlast.

Neben den durch Lastflussberechnung zu überprüfenden Nebenbedingungen können strukturelle Nebenbedingungen wie Vorgaben für die maximale Länge von Leitungen, die maximale Zahl von Anschlusspunkten pro Leitung oder – insbesondere bei Stromnetzen üblich – die maximale Zahl von „Abgängen“ pro Umspannstation berücksichtigt werden.

Der oben beschriebene Netzauslegungsalgorithmus berücksichtigt zunächst nur die Versorgungsleitungen, von denen die abschliessenden Leitungsstücke zur Versorgung von Gebäuden (Hausanschlussleitungen) abgezweigt werden, nicht jedoch die Hausanschlussleitungen selbst. Deren Länge wird abschliessend auf Basis der Zahl der zu berücksichtigenden Anschluss-punkte und der vom Anwender des Modells vorzugebenden durchschnittlichen Hausanschluss-Leitungslänge ermittelt. Eine modellendogene Ermittlung der durchschnittlichen Hausanschluss-Leitungslänge ist nicht möglich, da die MNA keine Informationen über die Lage der Anschlusspunkte innerhalb der Grundstücksflächen hat.

In der bisherigen Darstellung des Netzauslegungsalgorithmus wird unterstellt, dass als unterste Netzebene die Endverteilungsebene betrachtet wird. Für den Fall, dass hiervon abweichend die Analyse bei einer höheren Netzebene beginnen soll, bietet die MNA die Möglichkeit, die Zahl der dann zu berücksichtigenden Einspeisestationen in die nächste unterlagerte (und nicht mehr zu betrachtende) Netzebene explizit vorzugeben. Diese Vorgabe ersetzt dann den Zahlenwert, der ansonsten als Ergebnis der Auslegung der unterlagerten Ebene ermittelt würde.

Daneben kann es je nach Aufgabenstellung von Interesse sein, für die Auslegung einer Stationsebene (Umspannung oder Gasdruckregelanlagen) die Zahl der Stationen fest vorzugeben, so dass der Netzauslegungsalgorithmus nicht mehr die Zahl, sondern die Auslastung der einzelnen Stationen zu bestimmen hat. Auch diese Möglichkeit bietet die MNA.

17.1.5 Kostenermittlung

Der zuvor beschriebene Schritt der Netzauslegung liefert ein nach Anlagentypen (Netzebenen, Leitungstypen etc.) differenziertes Mengengerüst (v. a. Leitungslängen und Stationszahlen) des für die betrachtete Versorgungsaufgabe entworfenen kostenminimalen Netzes. Hierfür werden anschliessend die Kosten auf Basis standardisierter, ebenfalls nach Anlagentypen differenzierter Investitions- und Betriebskostenansätze ermittelt. Dabei kommt ein annuitätisches Kostenmodell zur Anwendung, das Investitionskosten unter Berücksichtigung von Nutzungsdauern und Kalkulationszinssätzen in gleichbleibende Jahreskosten umrechnet. Betriebskosten können als prozentualer, jährlich anfallender Zuschlag in Bezug auf die Investitionskosten oder auch als anlagentypspezifische absolute Kostenbeträge pro Jahr berücksichtigt werden. Bei der MNA für Stromnetze werden zusätzlich die Netzverlustkosten als eine Komponente der Betriebskosten ermittelt.

17.1.6 Stromnetzspezifische Planungsvorgaben

Beim Entwurf von Strom-Modellnetzen können folgende Planungsvorgaben berücksichtigt werden:

- Es können bis zu drei Netzebenen nachgebildet werden. Diese sind fest den Spannungsebenen Nieder , Mittel- und Hochspannung zugeordnet, wobei die Nennspannungen in der Nieder- und Hochspannungsebene mit 0,4 kV bzw. 110 kV festgelegt und in der Mittelspannungsebene wahlweise mit 10 kV oder 20 kV parametrierbar sind. Zur Speisung je-der dieser Netzebenen aus der jeweils überlagerten Spannungsebene wird je eine Umspannebene (Stationen mit Transformatoren) nachgebildet.
- Die wesentlichen planungsrelevanten technischen Eigenschaften der Betriebsmittel werden durch folgende Angaben berücksichtigt:
  - Stromtragfähigkeit, Reaktanz- und Widerstandsbeläge der Leitungen
  - Umspannkapazität, Leerlauf- und Kurzschlussverlustfaktoren der Transformatoren sowie Zahl der Transformatoren pro Umspannstation

- Als grundlegende Formen der Netzstruktur berücksichtigt die MNA für Stromnetze die in Abbildung 17-4 und Abbildung 17-5 skizzierten Strahlen, Ring und Maschennetzstrukturen. Es wird unterstellt, dass jeweils von einer in die betrachtete Netzebene einspeisenden Umspannstation ausgehend ein rechteckiger Ausschnitt des betrachteten Versorgungsgebiets versorgt wird. Die Abmessungen dieses Ausschnitts werden dabei nicht vorgegeben, sondern gehen als Ergebnis aus der Netzauslegung hervor. Die Versorgung findet über eine ebenfalls aus der Netzauslegung hervorgehende Zahl von Leitungsabgängen statt, die je nach Netzstruktur nicht miteinander verbunden werden (Strahlennetz) oder aber durch Ring- oder Maschenschlüsse miteinander verbunden werden. Dabei ist es für die hier im Vordergrund stehende Ermittlung der Anlagen-Mengengerüste unbedeutend, ob von einer im Normalbetrieb offenen (mit Trennstellen) oder geschlossenen Betriebsweise ausgegangen wird.

  Bei den Netzstrukturen Ring- und Maschennetz wird berücksichtigt, dass die hiermit verbundene strukturelle Netzredundanz nur dann zur Steigerung der Netzzuverlässigkeit beiträgt, wenn ausreichende Belastungsreserven der Betriebsmittel eingeplant werden, um im Störfall eine Weiter- oder Wiederversorgung über die verbleibenden Betriebsmittel ohne Verletzung technischer Grenzen (v. a. der Strombelastbarkeit der verbleibenden Betriebs-mittel) zu ermöglichen.

  Bei allen Strukturen wird berücksichtigt, dass im Bereich der hier horizontal dargestellten Leitungsabschnitte in der Regel mehrere Leitungen auf gleicher Trasse verlegt werden können, wodurch sich unterschiedliche Trassen- und Stromkreislängen ergeben.

Abbildung 17-4: Grundsätzliche Struktur von Strom-Modellnetzen (hier: Strahlennetz, dargestellt am Beispiel der Niederspannungsebene)

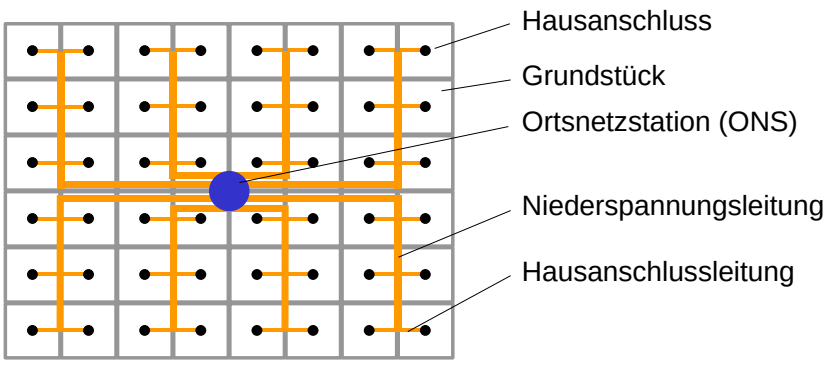
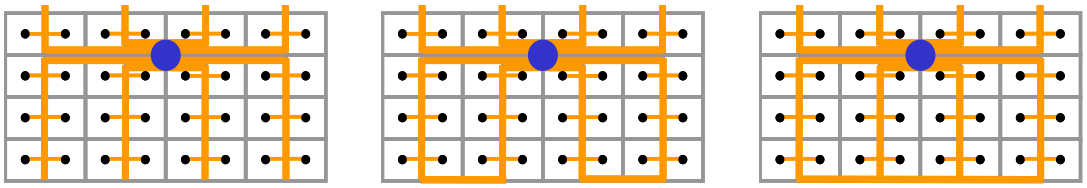


Abbildung 17-5: Optionale Grundformen der Netzstruktur für Strom-Modellnetze



a) Strahlennetz *b) Ringnetz* *c) Maschennetz*

Der Modellierungsansatz der MNA beruht auf der Annahme, dass das gesamte Netz in einem betrachteten (Teil) Versorgungsgebiet konsequent nach einer der drei berücksichtigten Grundformen strukturiert ist. Dies ist angesichts der als homogen angenommenen Versorgungsaufgabe und des „Grüne-Wiese-Ansatzes“ folgerichtig, da es keinen Grund gibt, innerhalb eines homogen strukturierten Gebiets unterschiedliche Strukturen zu realisieren, sofern nicht die historische Entwicklung des Netzes dagegen spricht.

Bei Vergleichen mit realen Netzen ist dagegen zu beachten, dass diese in der Regel keine durchgängig einheitliche Struktur aufweisen, sondern Mischformen dieser und anderer denkbarer Grundstrukturen. Beim Entwurf von Zielnetzen als Orientierung für die langfristige Netzentwicklung ist es jedoch durchaus praxisüblich, von einer weitgehend einheitlichen Struktur auszugehen, die unter Abwägung von Netzkosten, Zuverlässigkeitszielen und anderen Einflussfaktoren ausgewählt wird.

- Als technische Nebenbedingung wird – neben den für die Betriebsmittel vorzugebenden Belastbarkeitsgrenzen – für jede Netzebene der maximale Spannungsfall und die maximale Spannungsanhebung zwischen Einspeisepunkt aus der überlagerten Ebene und dem „hintersten“ Anschlusspunkt berücksichtigt.

17.2 Allgemeine Methodenbeschreibung zur Bestimmung der Reserveleistung und –energie

17.2.1 Ursachen für Bilanzungleichgewichte

Ein sicherer Systembetrieb elektrischer Netze erfordert ein stetes Gleichgewicht zwischen Netzeinspeisung und Netzlast. Die Betriebsplanung der ÜNB und alle damit verbundenen Prozesse wie z. B. die Fahrplananmeldung der Bilanzkreisverantwortlichen haben deshalb sicherzustellen, dass dieses Gleichgewicht in der Vorausschau nicht verletzt wird. Im Netzbetrieb kommt es jedoch aufgrund verschiedenster Ursachen immer wieder zu nicht prognostizierbaren und nicht vermeidbaren Störungen dieses Gleichgewichts, die durch vom Netzbetreiber vorzuhaltende Reserve ausgeglichen werden müssen (vgl. Roggenbau, 1999). Die Störungen des Bilanz-gleichgewichts können auf verschiedene Ursachen zurückgeführt werden:

- **Stochastisches Verhalten der Lasten:** Das Verhalten der Lasten ist ex ante offensichtlich nicht exakt bekannt oder gar steuerbar, sondern lässt sich nur stochastisch prognostizieren. Aus der Abweichung von Prognosewert und tatsächlicher Last resultieren Bilanzungleich-gewichte, deren Ausregelung die Vorhaltung von Reserve erfordert. Bei der Reservebemessung geht man davon aus, dass langsam ändernde, lastbedingte Bilanzungleichgewichte durch manuell aktivierbare Tertiärregelreserve ausgeglichen werden können, während schnelle Veränderungen den Einsatz von Sekundärregelreserve erfordern.
- **Ausfälle konventioneller Kraftwerkseinspeisung:** Die Verfügbarkeit von Kraftwerken ist wie bei allen technischen Anlagen beschränkt. Für den nicht vorhersehbaren Ausfall von Kraftwerksanlagen muss deshalb (ausschliesslich positive) Reserve vorgehalten werden. Dabei ist der ÜNB, in dessen Regelzone ein Kraftwerk angeschlossen ist, bis zu einer Stunde nach dessen Ausfall[106] für die Ausregelung eines durch den Kraftwerksausfall verursachten Bilanzungleichgewichts verantwortlich. Dies geschieht durch die Vorhaltung von PRR (Stoppen des Frequenzabfalls nach Kraftwerksausfall), SRL (Rückführung der Frequenz auf den Sollwert) und TRL (Ablösung der SRL, um diese wieder frei einsetzen zu können). Nach einer Stunde muss der Kraftwerksbetreiber die vom ÜNB vorgehaltene und eingesetzte Reserve durch eigene Reserve ablösen.
- **Dargebotsabhängige Einspeisung:** Die Erzeugung von elektrischer Energie aus dargebotsabhängigen Quellen (ohne Zwischenspeicherung) ist nicht steuer- und auch nicht exakt prognostizierbar. Der Prognosefehler kann damit zu Bilanzungleichgewichten führen, insbesondere wenn keine Massnahmen zum Ausgleich von Leistungsungleichgewichten dargebotsabhängiger Erzeugung im Rahmen der Bewirtschaftung entsprechender Bilanzkreise getroffen werden. Die Bedeutung dargebotsabhängiger Leistungsungleichgewichte nimmt mit steigender installierter Erzeugungsleistung erheb-

[106] exakt: vier Viertelstunden i. S. d. Fahrplananmeldung und Abrechnung, einschliesslich der Viertelstunde, während der der Ausfall auftritt

lich zu und kann im Extremfall sogar zum dominierenden Bemessungskriterium für einzelne Reservearten werden.

- **Fahrplansprünge:** Sprünge im Sollaustausch einer Regelzone, z. B. infolge von Stromhandelsaktivitäten und damit Veränderungen in der Einspeiseleistung von Kraftwerken, können aus technischen Gründen nicht instantan umgesetzt werden. Beim Auftreten eines Fahrplansprungs erfolgt deshalb eine rampenförmige Anpassung (Erhöhung oder Reduzierung) des vom Sekundärregler überwachten Sollaustauschs der Regelzone. Diese erstreckt sich über einen Zeitbereich von bis zu 10 Minuten. In diesem Zeitbereich erfolgt auch die physische Anpassung der Einspeiseleistung der Kraftwerke. Dabei kann es durch nicht vollständige Synchronizität der Anpassung des vom Sekundärregler einer Regelzone überwachten Sollaustauschs und der physikalischen Einspeisungsänderung zu Bilanzungleichgewichten und in der Folge zu Reservebedarf kommen. Im Rahmen dieser Studie wurde der durch Fahrplansprünge verursachte Reservebedarf vernachlässigt.

17.2.2 Analytisches Verfahren

Der durch Störungen des Bilanzgleichgewichts entstehende Bedarf an Sekundärregel und Tertiärregelreserve zur Aufrechterhaltung eines vorgegebenen Defizitniveaus wird über ein analytisches, auf dem Faltungsalgorithmus basierendes Verfahren bestimmt. Dieses Verfahren berücksichtigt die für den Reservebedarf relevanten Einflussfaktoren insbesondere die für diese Untersuchung besonders relevanten Prognoseunsicherheiten dargebotsabhängiger Erzeugungsanlagen.

Das angewandte Verfahren nach Graf/Haubrich [2, 3] bildet bereits seit langem die Grundlage für die Reservebemessung aller deutschen ÜNB und wird daher auch für die im Rahmen dieses Projekts durchgeführten Analysen eingesetzt. Es beruht auf dem Ansatz, das die individuell vorliegenden Wahrscheinlichkeitsdichteverteilungen auftretender Bilanzabweichungen durch die mathematische Methode der Faltung in eine gemeinsame Wahrscheinlichkeitsverteilung der Bilanzabweichung überführt werden können[107] (vgl. Abschnitt C im Anhang). Abweichungen, die mit einer nicht tolerierten Wahrscheinlichkeit auftreten, sind dann durch Kraftwerksreserve auszugleichen.

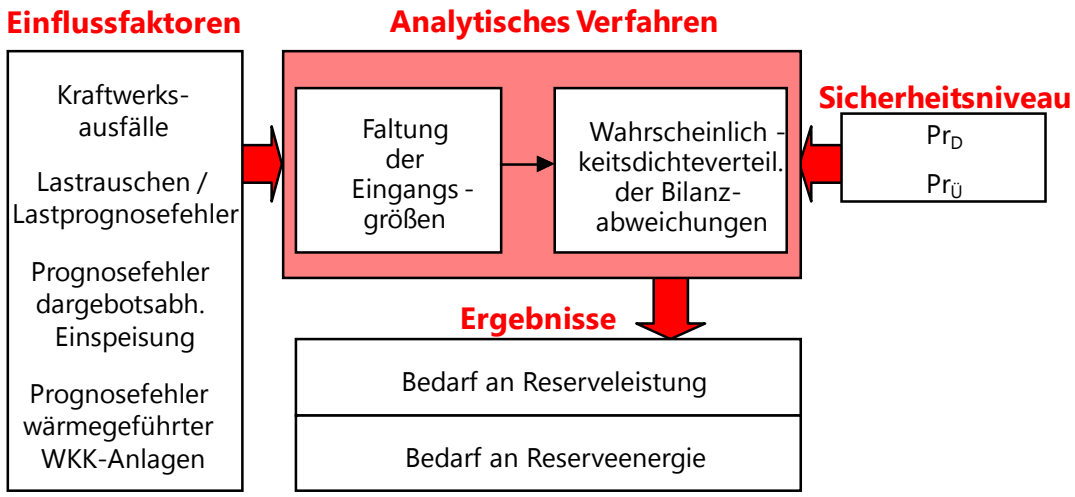
Für die Bemessung der Reserve haben sich als Bewertungskriterien die zulässige Defizit- bzw. Überschusswahrscheinlichkeit infolge unzureichender positiver bzw. negativer Reserve bewährt.[108] Dabei wird zunächst vom in Deutschland üblichen und bewährten Wert von $Pr_D = Pr_Ü = 0{,}1\%$ (≈ 10 h/a) je Regelzone ausgegangen. Das heisst, die Bilanzabweichungen in einer Regelzone dürfen im Mittel für jeweils rund 18 Stunden pro Jahr die vorgehaltene positive bzw. negative Regelleistung betragsmässig übersteigen. Anhand der Wahrscheinlichkeitsfunktion der Leistungsabweichungen vom Gleichgewichtszustand werden die Grenzwerte

[107] Mathematisch erfordert dies die (bei der Reservebemessung sehr weitgehend erfüllte) Unkorreliertheit der gefalteten Eingangsgrössen (bzw. wie bei der Kombination aus Lastrauschen und Aktivierungsverzögerung die Beschreibung über eine gemeinsame Verteilungsfunktion).

[108] Vgl. dazu Nas, T. F. (1996).

ermittelt, bei denen die Einhaltung von Pr_D und $Pr_Ü$ gerade noch gewährleistet ist. Diese Werte entsprechen dann der benötigten positiven bzw. negativen Reserve. Abbildung 17-6 gibt eine Übersicht über das eingesetzte analytische Verfahren.

Abbildung 17-6: Analytisches Verfahren zur Reservebemessung



17.2.3 Abgrenzung von Sekundär- und Tertiärregelreserve

Dabei beschreibt das Prinzipschema aus Abbildung 17-6 zunächst nur die Ermittlung einer Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung von Bilanzungleichgewichten. In der Realität ist aber zu berücksichtigen, dass nicht ausregelbare Leistungsdefizite bzw. Überschüsse aufgrund von zwei separaten Effekten auftreten können:

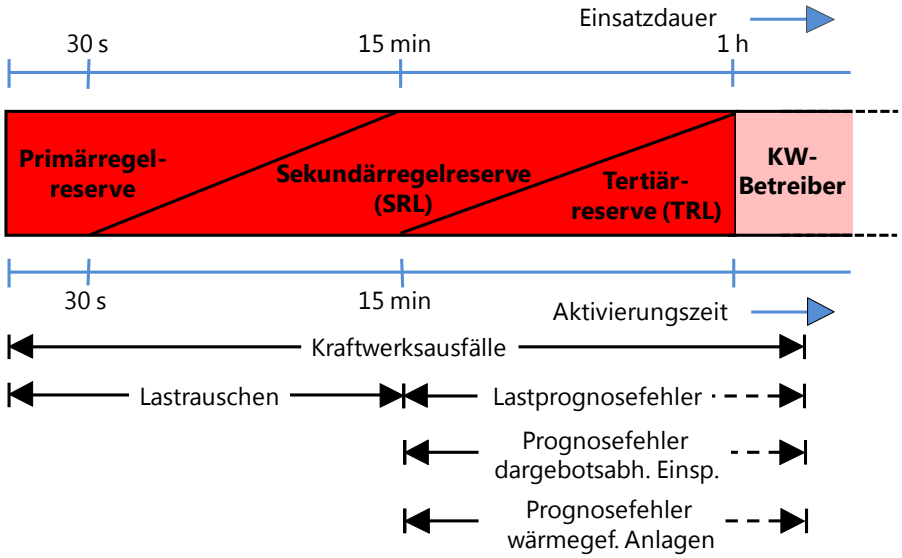
- Setzt man eine vollständige Substituierbarkeit von TRL durch SRL voraus[109], kann einerseits die in Summe in beiden Qualitäten vorgehaltene Gesamtregelreserveleistung (GRL, Summe aus SRL und TRL) zu gering sein, um eine auftretende Bilanzabweichung auszuregeln. In diesem Fall entsteht ein Leistungsdefizit infolge unzureichender Gesamtreserve.
- Ein Defizit kann auch dann auftreten, wenn zwar ausreichend Gesamtregelreserve vorhanden, diese jedoch z. B. nach einem Kraftwerksausfall nicht zeitgerecht verfügbar ist, weil die Sekundärregelreserve allein nicht ausreicht und die Tertiärregelreserve erst zeitverzögert vollständig aktivierbar ist (Leistungsdefizit infolge unzureichender Sekundärregelreserve).

Bei der Abgrenzung von SRL und TRL ist weiterhin zu berücksichtigen, dass der Gesamtreservebedarf zwar durch das Zusammenwirken aller relevanten Einflussgrössen (s. Abschnitt 17.2.1) bestimmt wird, dass jedoch nur ein Teil dieser Einflussgrössen auch einen Bedarf an

[109] Eine solche Substituierbarkeit wird in der Literatur auch als Vorwärtspoolung bezeichnet.

schneller Reserve, also SRL verursacht (siehe Abbildung 17-7). Dass alle Einflussgrössen, die auf einer Prognose beruhen (Lastprognosefehler und Prognosefehler dargebotsabhängiger Einspeisung) auch über den in Abbildung 17-7 angegebenen Zeitraum von einer Stunde hinaus wirksam sein können und Reservebedarf verursachen, wird durch die gestrichelten Pfeile verdeutlicht.

Abbildung 17-7: Einsatz der Reservearten in verschiedenen Zeitbereichen



SRL und GRL werden in einem mehrstufigen Prozess bestimmt. Dafür ist jedoch unabdingbar, das entsprechend Abschnitt 17.2.1 tolerierte Gesamtdefizitniveau vorab auf die beiden möglichen Defizitursachen aufzuteilen. Sich daraus ergebende Freiheitsgrade werden im weiteren Verlauf noch diskutiert. Die einzelnen Schritte bei der Reservebemessung sind wie folgt:

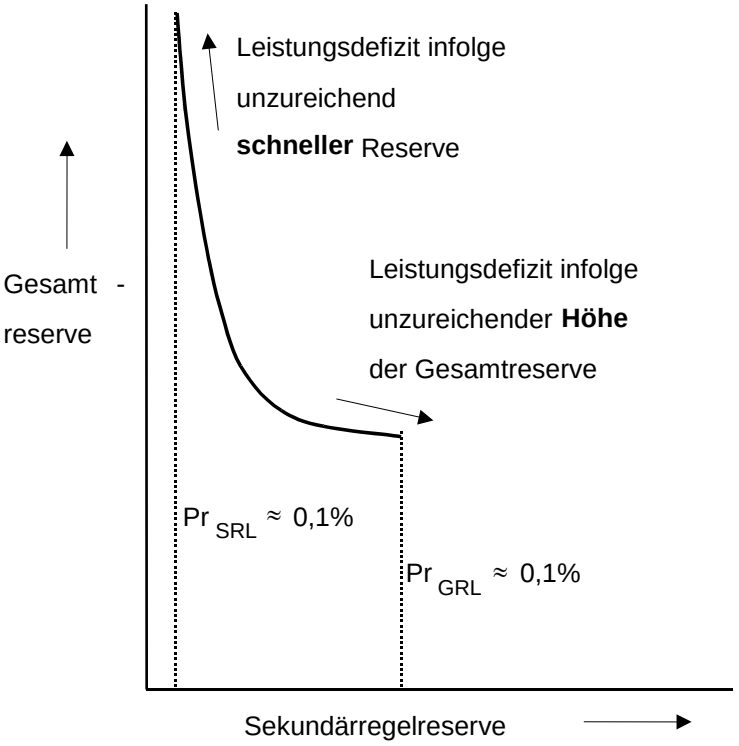
- Zunächst wird die für die GRL relevante Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung durch Faltung aller Einflussgrössen bestimmt. Dabei werden Kraftwerksausfälle mit einer Wirkungsdauer von 1h berücksichtigt. Betragen das akzeptierte Defizit bzw. der akzeptierte Überschuss aufgrund unzureichender GRL (Defizit / Überschusswahrscheinlichkeit PrD/Ü, GRL) jeweils x%[110], kann die vorzuhaltende GRL als x% bzw. 1-x% Quantil der Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung abgelesen werden (hier: 0,5%).
- Im zweiten Schritt wird durch Faltung der für SRL-Vorhaltung relevanten Einflussgrössen die Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung für den SRL-Bedarf bestimmt. Dabei wird die Wirkungsdauer von Kraftwerksausfällen zu 15 min angesetzt.

[110] Aus $Pr_{D/Ü,\ GRL}$ ergibt sich zusammen mit der insgesamt akzeptierten Defizit- bzw. Überschusswahrscheinlichkeit $Pr_{D/Ü}$ die akzeptierte Defizit- bzw. Überschusswahrscheinlichkeit aufgrund unzureichender $_{SRL}$ $Pr_{D/Ü,\ SRL}$:$Pr_{D/Ü,\ SRL}$ = $Pr_{D/Ü}$ – $Pr_{D/Ü,\ GRL}$. Dabei müssen alle Wahrscheinlichkeiten positive Werte haben.

- Diese Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung wird nun an beiden Seiten an den Stellen der zuvor bestimmten notwendigen GRL-Vorhaltung (an den x% bzw. 1-x% Quantilen der GRL-Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung) abgeschnitten, grössere im SRL-Bereich relevante Bilanzabweichungen werden somit nicht weiter betrachtet. Dieser Beschnitt der Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung reflektiert die oben getroffene vollständige und vom betrachteten Zeitbereich unabhängige Zuordnung von Bilanzabweichungen, die die Gesamtreservevorhaltung übersteigen, zur Defizitursache unzureichender GRL. Sie verhindert die doppelte Zählung entsprechender Defizitzeiten.
- Analog zur Vorgehensweise bei der Festlegung der vorzuhaltenden GRL kann nun die vorzuhaltende SRL aus der akzeptierten Defizit- bzw. Überschusswahrscheinlichkeit aufgrund unzureichender SRL $Pr_{D/Ü,\ SRL}$ und den entsprechenden Quantilen der beschnittenen Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung abgelesen werden.
- Die vorzuhaltende TRL ergibt sich dann als Differenz aus vorzuhaltender GRL und vorzuhaltender SRL.

Wie oben erwähnt, stellt die Aufteilung des insgesamt tolerierten Defizitniveaus auf beide Defizitursachen prinzipiell einen Freiheitsgrad dar. Die resultierenden Abhängigkeiten sind stark nichtlinear. Für ein vorgegebenes Defizitniveau erhält man den in Abbildung 17-8 skizzierten typischen Verlauf der notwendigen GRL in Abhängigkeit von der vorgehaltenen Sekundärregelreserve.

Abbildung 17-8: Typischer Verlauf der Gesamtreserve in Abhängigkeit von der vorgehaltenen Sekundärregelreserve



Jeder Punkt der Kurve führt zu einer identischen gesamten Defizitwahrscheinlichkeit und unterscheidet sich lediglich hinsichtlich der Ursache für nicht ausregelbare Defizite bzw. Überschüsse. Wird beispielsweise ausschliesslich SRL vorgehalten, so ergibt sich das Leistungsdefizit vollständig aufgrund der unzureichenden Höhe der GRL. Die vollständig in Form von SRL vorgehaltene GRL ist in diesem Fall minimal. Im Falle einer minimalen SRL können Abweichungen nicht ausreichend schnell ausgeglichen werden. Die Höhe der GRL ist hingegen weitgehend ausreichend (PrGRL□0%). Es ist zu berücksichtigen, dass der Extremfall einer minimalen SRL-Vorhaltung wegen anderer Anforderungen an die SRL-Vorhaltung (z. B. Wurzelkurven aus dem UCTE Operations Handbook (UCTE, 2004) im Regelfall nicht realisierbar sein dürfte.

Prinzipiell sind aber verschiedene Aufteilungen auf die beiden Reservequalitäten zulässig. Eine eindeutige Entscheidung erfordert deshalb weitere technische oder wirtschaftliche Entscheidungskriterien, z. B. die Minimierung der Kosten für die Reservevorhaltung oder die Maximierung der Flexibilität im Reserveeinsatz.

17.2.4 Verwendete Daten

Für die Bestimmung der Regelenergie- und -leistungsänderungen durch den Zubau dezentraler Einspeisungen haben wir auf Basis öffentlicher Quellen und Erfahrungswerte aus ande-

ren Projekten die vom Verfahren benötigten Eingangsdaten zusammengestellt. Im Wesentlichen sind für die hier angestrebte Untersuchung Bilanzabweichungen durch Lastprognosefehler, Lastschwankungen, Ausfälle von (Gross-)Kraftwerken und insbesondere Prognosefehler dargebotsabhängiger Erzeugung relevant, aus deren Wahrscheinlichkeitsverteilungen mittels die vorzuhaltenden Reserveleistungen bestimmt werden.

Im Folgenden erläutern wir die relevanten Einflussgrössen näher und leiten Modelle zu ihrer probabilistischen Beschreibung ab.

a) Kraftwerksausfälle

Störungsbedingte Ausfälle thermischer Kraftwerke haben massgeblichen Einfluss auf den Bedarf an Sekundär- und Tertiärregelreserve. Störungen können sowohl sofortige Totalabschaltungen als auch eine Leistungsbeschränkung (Teilausfall) erzwingen.

Aufgrund seines stochastischen Charakters lässt sich das Ausfallverhalten der Kraftwerke nur über statistische Kenngrössen beschreiben. Um eine valide Datenbasis zu erhalten, ist die Analyse einer ausreichend grossen statistischen Grundgesamtheit erforderlich. In dieser Untersuchung haben wir eine spezielle Auswertung der anerkannten, seit mehreren Jahrzehnten vom VGB PowerTech e.V., Essen (VGB) geführten Kraftwerksverfügbarkeitsstatistik genutzt. Der VGB hat, nach Erzeugungstechnologien getrennt, für Kraftwerke mit einer Einspeiseleistung > 100 MW die Verfügbarkeitsstatistik der Jahre 1988-2006 mit insgesamt 2058 erfassten Kraftwerksbetriebsjahren ausgewertet und die Zahl der durchschnittlichen jährlichen Ausfälle, separiert nach Voll- und Teilausfällen, und die ausgefallene Leistung bei Teilausfällen analysiert. Für die im Wesentlichen in der Schweiz bei Grosskraftwerken eingesetzten Technologien Hydro und GuD-Anlagen haben wir die in Tabelle 17-1 ausgewiesenen Kraftwerksleistungen und Ausfallhäufigkeiten verwendet.

Tabelle 17-1: Installierte Leistungen und Ausfallhäufigkeiten

	Installierte Leistung [MW]		**Totalausfall [1/a]**
	weiter wie bisher	neue Energiepolitik	
Hydro	12.200	12.200	3
GuD-Anlagen	4.950	0	0,5

Die angegebenen Ausfallhäufigkeiten berücksichtigen nur spontan auftretende, nicht disponible Ereignisse, die zu einer sofortigen Reduzierung der Erzeugungsleistung führen. Die unmittelbar nach einer solchen Leistungsreduzierung auftretenden Leistungsungleichgewichte müssen bis zur Ablösung durch eigene Reserve des Kraftwerksbetreibers durch den Einsatz von Sekundär- und Tertiärregelreserve ausgeglichen werden. Wegen der nicht gegebenen Prognostizierbarkeit von Kraftwerksausfällen kann Tertiärregelreserve erst nach ihrem Eintritt aktiviert werden. Auftretende Bilanzungleichgewichte müssen also bis zur deren

Verfügbarkeit (nach maximal 15 Minuten) ausschliesslich durch Sekundärregelreserve ausgeglichen werden.

b) Lastprognosefehler und Lastrauschen

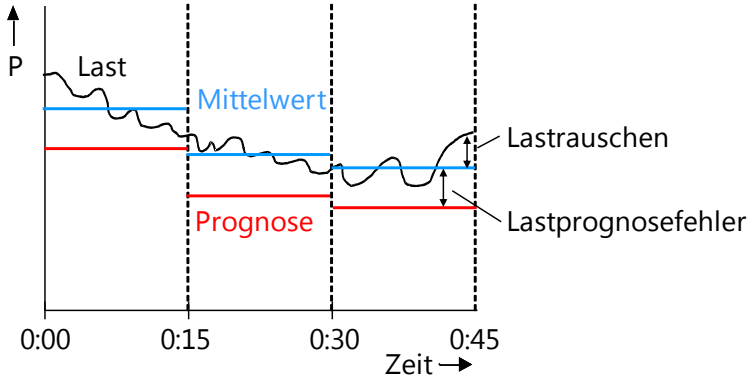
Ausser für Kraftwerksausfälle muss wegen der Prognoseunsicherheit der Lasthöhe auch hier-für Kraftwerksreserve vorgehalten werden. Bei einer probabilistischen Reservebemessung werden die Abweichungen der Last vom Prognosewert üblicherweise entsprechend dem jeweiligen Zeitbereich in

- Lastrauschen und
- Lastprognosefehler (s. Abbildung 17-9)

unterteilt (vgl. Handschin, 2007).

Hierbei bezeichnet man Abweichungen des ¼-Stunden-Mittelwerts der Last von dem in diesem Zeitraster vorliegenden Prognosewert als Lastprognosefehler, Abweichungen der momentanen Last vom ¼-stündlichen Mittelwert als Lastrauschen.

Abbildung 17-9: Kurzfristige Schwankungen und Prognosefehler der Last



Die empirische Bestimmung von Lastrauschen und Lastprognosefehler ist schwierig, da notwendige Eingangsdaten nicht vorliegen (Regelzonenlastprognose) bzw. Einflüsse nicht sauber voneinander separiert werden können. Daher haben wir bei der Modellierung für beide Einflussgrössen einerseits auf Literaturwerte und andererseits uns vorliegende empirische Erkenntnisse berücksichtigt.

Lastrauschen

Das Lastrauschen beschreibt die Volatilität der Momentanwerte der Netzlast. Aufgrund des nicht steuerbaren Verhaltens der Netznutzer unterliegen diese Momentanwerte kurzfristigen Schwankungen. Die übliche Vorgehensweise bei Reservebemessungen impliziert den Ausgleich längerfristig bestehender Abweichungen zwischen Lastprognose und ¼-Stunden-

Mittelwert der Last durch manuell aktivierbare Tertiärregelreserve. Im Lastrauschen erfasst wird deshalb als Residuum die Abweichung der Momentanwerte vom ¼-Stunden-Mittelwert. Da die Leistungsbilanzabweichungen durch Lastrauschen nicht prognostizierbar sind und sich sehr kurzfristig verändern, können sie ausschliesslich durch Sekundärregelreserve ausgeglichen werden.

Wissenschaftliche Untersuchungen in der Vergangenheit haben gezeigt, dass das Lastrauschen – entsprechend den Erwartungen – mit ausreichender Genauigkeit als mittelwertfreie normalverteilte Zufallsgrösse beschrieben werden kann. In dieser Untersuchung haben wir für die Standardabweichung einen Wert von 0,8 % der Regelzonenhöchstlast verwendet.

(Last-)Prognosefehler

Nur in äusserst seltenen Fällen werden regelzonenweite Lastprognosen erstellt. Die Erstellung von Lastprognosen ist vielmehr Teil des Bilanzkreismanagements der Bilanzkreisverantwortlichen. Diese sind jedoch nicht zur Offenlegung ihrer Lastprognosen verpflichtet. Da dement-sprechend keine exakten Werte ermittelt werden konnten, wurde der Lastprognosefehler als vorzeichenrichtige Überlagerung der Lastprognosefehler der Bilanzkreise mit einer mittel-wertfreien Normalverteilung beschrieben. Deren Standardabweichung haben wir mit 2,5% der Regelzonenhöchstlast angenommen. Zur Berücksichtigung des möglichen Einflusses von Smart Metering wurde dieser Wert um ± 1 % variiert.

c) Einspeisung dargebotsabhängiger Erzeugung

Die Integration dargebotsabhängiger Erzeugung in einen Fahrplan macht eine Prognose erforderlich, welche immer auch mit einem Prognosefehler behaftet ist. Für die Erstellung der Fahrplananmeldungen grundsätzlich relevant ist die Prognose am Vortag der tatsächlichen Energielieferung ((D-1)-Prognose). Damit müssen Abweichungen zwischen (D-1)-Prognose und Ist-Einspeisung durch eine vom ÜNB zu stellende Reserve ausgeglichen werden. Für diese Untersuchung sind wir davon ausgegangen, dass der gesamte (D-1)-Prognosefehler mit den Reservequalitäten Sekundär- und Tertiärregelreserve ausgeglichen wird. Dies würde wegen möglicher Ausgleichseffekte mit den anderen Einflussgrössen auf den Reservebedarf zu einem insgesamt (Summe über alle Reservequalitäten) minimalen Reserveeinsatz führen. Gleichzeitig würde jedoch der Bedarf an Sekundär- und Tertiärregelreserve stark vom Prognosefehler dargebotsabhängiger Erzeugung determiniert, so dass hier von einer Maximalabschätzung der Reservebedarfsänderung ausgegangen werden kann.

Derzeit existieren statistisch belegbare Grössen für Prognosefehler nicht flächendeckend und für alle Erzeugungstechnologien in gleichem Mass, daher haben wir auf Basis von Literaturangaben und Erfahrungen aus vergleichbaren Projekten Annahmen für plausible Grössenordnungen von Prognosefehlern dargebotsabhängiger Erzeugungen getroffen. Die verwendeten Prognosefehler je Erzeugungstechnologie sind in nachfolgender Tabelle 17-2 aufgelistet. Als Verteilungsfunktion wurde hier einheitlich eine Standardnormalverteilung angenommen.

Tabelle 17-2: Leistungen der dargebotsabhängigen Einspeisungen und angenommene Standardabweichung

Erzeugungstechnologie	Installierte Leistungen		Standardabweichung
	„Weiter wie bisher“	„Neue Energie-politik“	
Wind	830 MW	830 MW	8 %
PV	3.450 MW	3.450 MW	8 %
Laufwasser	4.140 MW	4.140 MW	3 %
WKK-Anlagen (wärmegef.)	2.290 MW	1.430 MW	5 %

17.3 Grundlagen der Faltung

Die einzelnen Einflussgrössen der Reservebemessung werden durch die jeweilige Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der durch sie verursachten Abweichungen vom Bilanzgleichgewicht beschrieben. Werden nun mehrere Einflussgrössen betrachtet, ist es notwendig, die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Summe aller Einflussgrössen zu bestimmen.

Im Rahmen des Verfahrens nach Graf/Haubrich wird dazu die Methode der Faltung angewandt, um aus den Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen *f* und *g* der stochastisch unabhängigen (unkorrelierten) Einflussgrössen *F* und *G* die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Summe *F*+*G* zu bestimmen. Das resultierende Faltungsprodukt *h* wird mit

$$h = f * g \,. \qquad \text{(C.1)}$$

bezeichnet. Werden mehr als zwei Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen miteinander gefaltet, werden nach dem Falten der ersten beiden Einflussgrössen *F* und *G* alle weiteren Einflussgrössen (hier beispielhaft *X* mit der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion *x*) rekursiv mit dem bereits ermittelten Faltungsprodukt $f * g$ gefaltet. Es folgt:

$$x * (f * g) = x * h \,. \qquad \text{(C.2)}$$

Aufgrund der Eigenschaft der Kommutativität der Faltungsoperation ist das Gesamtfaltungsprodukt von der Reihenfolge der Faltung der einzelnen Einflussgrössen unabhängig.

Die Datenauswertung zur Bestimmung der Bilanzabweichungen aufgrund der einzelnen Einflussgrössen ermöglicht häufig keine geschlossene Formulierung der resultierenden Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion. Stattdessen wird die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion diskret mittels der Wahrscheinlichkeit für das Auftreten einer Bilanzabweichung innerhalb eines bestimmten, typischerweise sehr schmalen Leistungsbandes (Bandbreite hier: 1 MW) angegeben. Das Vorliegen der Einflussgrössen in Form von diskreten Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen *x*(*n*) erlaubt die Berechnung der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Summe aller zu berücksichtigenden Einflussgrössen mittels der diskreten Faltung (vgl. Ohm, Lüke, 2005).

$$h(n) = f(n) * g(n) = (f * g)(n) = \sum_{m=-\infty}^{+\infty} f(m) \bullet g(n-m). \qquad \text{(C.3)}$$

Anschaulich kann die diskrete Faltung als Gewichtung der Folge *f*(*m*) mit der um *n* verschobenen Folge *g*(*n*-*m*) verstanden werden. [111]

[111] Die diskrete Faltung verschiedener, wählbarer Eingangssignale kann veranschaulicht werden mittels Java-Applet zur Visualisierung der diskreten Faltung, http://www.fernuni-hagen.de/LGES/playground/dsvsim/Faltung.html; (02.10.2008).

17.4 Quellenverzeichnis

Dany, G. (2000)
Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 71. Klinkenberg Verlag, Aachen.

Handschin, E. (2007)
Abschätzung der EEG-Bedingten Kosten aus Sicht eines Übertragungsnetzbetreibers. ew, Jg. 106 (2007), Heft 5.

Java-Applet zur Visualisierung der diskreten Faltung (2008)
http://www.fernuni-hagen.de/LGES/playground/dsvsim/Faltung.html

Ohm, J-R. und Lüke H-D. (2005)
Signalübertragung. 9. Auflage, S. 82 ff.

Roggenbau, M. (1999)
Kooperation der Übertragungsnetzbetreiber zur Minutenreservehaltung in elektrischen Verbundsystemen. Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 57. Klinkenberg Verlag, Aachen.

UCTE (2004)
Operational handbook, Policy 1: Load-Frequency Control. Final policy 2.2 E.

18 Anhang F: Auswirkungen auf die Stromerzeugungsseite.

Folgenabschätzung einer Einführung von „Smart Metering“ in der Schweiz - Bewertung erzeugungsseitiger Wirkungen

Universität Duisburg Essen; Lehrstuhl für Energiewirtschaft.

Autoren:
Stephan Spiecker
Tobias Frohmajer
Christoph Weber

18.1 Einleitung

Ziel der vorliegenden Analyse ist die Bewertung der Auswirkungen des Einsatzes von Smart Meter in der Schweiz auf die Erzeugungsseite. Für die Bewertung sind zum einen die jeweiligen Preise zu ermitteln, zum anderen ist jedoch auch zu prüfen, wie sich der Wert der Nachfrageflexibilität bei zukünftigem zunehmendem Einfluss von insbesondere Wind- und Solarstrom ändert und welche Rückwirkungen auf Produzenten und andere Anbieter von Flexibilität zu erwarten sind.

Mit Hilfe des verfügbaren Modellinstrumentariums, insbesondere der europäischen Strommarktmodelle E2M2s und JMM, werden Simulationsrechnungen zu den zukünftigen Preisentwicklungen durchgeführt. Diese bilden insbesondere Preisänderungen unter besonderer Berücksichtigung vermehrter Einspeisung Erneuerbarer Energien ab. Damit können die durch die Lastverschiebung und durch den aus dem Einsatz von Smart Metern resultierende Lastrückgang ermöglichten Kosteneinsparungen bei Endkunden auf der Basis simulierter stündlicher Preise abgeschätzt werden. Dies ist insbesondere insofern vorteilhaft, als bei verstärktem Ausbau der erneuerbaren Energien bislang gültige Preismuster, z. B. Peak/Off-Peak-Spreads, ihre Gültigkeit verlieren. Zusätzlich werden aber auch die mit einer Einführung von Smart Metering einhergehenden Auswirkungen auf Stromproduzenten und andere Akteure im Energiemarkt abgebildet. Den Kosteneinsparungen der Endkunden durch die Lastverschiebung und Nachfragereduktion stehen Mindererlöse bei den Stromproduzenten gegenüber und es treten auch entsprechende Rückwirkungen auf die Preisstruktur auf. Diese Effekte werden quantifiziert, ausserdem wird mit Hilfe des europäischen Energiemarktmodells untersucht, inwiefern die Stromerzeuger die freiwerdenden Erzeugungsmengen und Flexibilitätspotenziale insbesondere im europäischen Ausland absetzen können.

Schwerpunktmässig sollen folgende Aspekte aufgegriffen werden:

- Veränderung des Kraftwerkseinsatzes durch den Einsatz von Smart-Meter
- Veränderung der grenzüberschreitenden Stromflüsse
- Volkswirtschaftliche Kosteneinsparungen
- Auswirkungen auf Stromproduzenten und Konsumenten

Bevor die entsprechenden Ergebnisse dargestellt werden, sollen zunächst die verwendeten Methoden und Annahmen in den Abschnitten 2 und 3 dieses Berichtes dargestellt werden.

18.2 Methodik

18.2.1 Modellrahmen

Um die Auswirkungen des Einsatzes von Smart Metern in der Schweiz zu bestimmen, werden sowohl ein Investitionsmodell als auch ein operatives Modell zur Abbildung des europäischen Strommarktes herangezogen (Abbildung 18-1). Die Modelle wurden im Rahmen der EU-geförderten Projekte WILMAR und SUPWIND entwickelt bzw. weiterentwickelt und in verschiedenen Projekten, insbesondere in der European Wind Integration Study (EWIS) und in der sogenannten „All Island Grid Study“ für Irland aber auch in diversen Industrieprojekten eingesetzt.

Zunächst wird die längerfristige Entwicklung des europäischen und insbesondere deutschen Strommarkts unter den vorgegebenen Szenariorahmenbedingungen mit Hilfe des europäischen Strommarktmodells E2M2s untersucht. Dieses ermöglicht die Beschreibung von Kraftwerksinvestitionen, Kraftwerksbetrieb und internationalen Austauschmengen unter Berücksichtigung der Schwankungen bei Wind- und anderen erneuerbaren Energien. Das Modell wird insbesondere für eine Analyse der Entwicklung des Kraftwerksparks in Europa herangezogen.

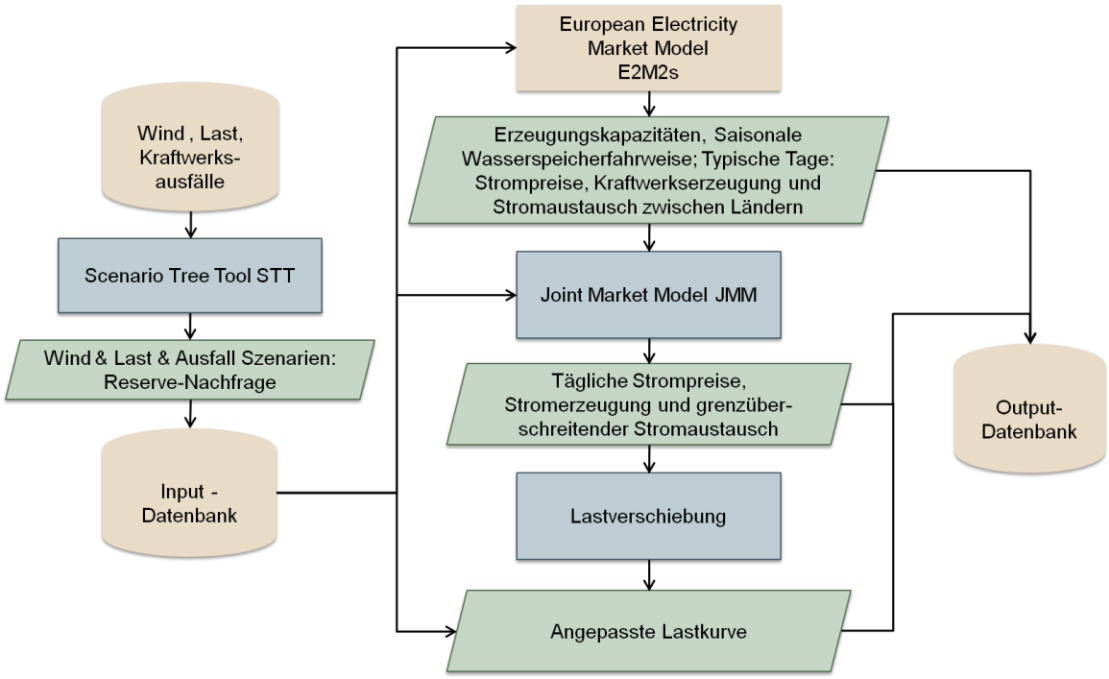
Aufbauend auf dem im ersten Schritt ermittelten Kraftwerkspark werden mit einem detaillierten europäischen Markt- und Systemmodell der zukünftige Betrieb von Kraftwerken und Speichern, die Auslastung von Netzkuppelstellen sowie die nutzbaren Wind- und Solarstrommengen betrachtet. Für die Bestimmung dieser Effekte wird das sogenannte Joint-Market-Model (JMM) verwendet. Hierbei handelt es sich um einen dynamischen, linearen Modellansatz zur Bestimmung des optimalen Kraftwerkseinsatzes. Dieser berücksichtigt die üblichen Planungs- und Markträumungszyklen im Strommarkt sowie das Eintreffen von neuen Informationen insbesondere in Form von neuen Prognosen für Wind- und Solareinspeisung. So werden sowohl Day-Ahead-Planung und –Handel als auch untertägige Anpassungen berücksichtigt. Die Analysen werden sowohl für das Referenzsystem als auch für das System mit dem Einsatz von Smart Meter in der Schweiz für das Jahr 2035 durchgeführt.

Die im vorherigen Schritt ermittelten Grosshandelspreise sowie die Residuallast werden unter Berücksichtigung der Verschiebepotentiale verwendet, um zunächst die Auswirkungen von Smart Meter auf das Nachfrageverhalten der Konsumenten darzustellen. Auch dieses Modell

verfolgt einen kostenminimierenden Ansatz, wobei insbesondere auf die Absenkung der maximalen Last und die Reduzierung von Lastgradienten abgestellt wird. Aufbauend auf dieser angepassten Nachfragekurve wird dann erneut das JMM eingesetzt. Durch einen Vergleich der JMM Ergebnisse ohne und inklusive dem Einsatz von Smart Meter können dann die Auswirkungen auf das System und seine Akteure ermittelt werden. Bei dem Einsatz von Smart Metern wird nochmals zwischen dem Fall unterschieden, dass es nur zur Lastverschiebung kommt und dass neben der Lastverschiebung die Implementierung von Smart Metern auch mit einem Nachfragerückgang einhergeht.

Nachfolgend findet sich eine kurze Beschreibung der Europa-Modelle.[112] Daran anschliessend wird der optimale Einsatz der Verschiebepotentiale erläutert.

Abbildung 18-1: Modellrahmen



18.2.2 European Electricity Market Model (E2M2s)

Das stochastische Marktmodell E2M2s ist ein strategisches Planungstool zur Analyse von langfristigen Entwicklungen auf dem europäischen Strommarkt. Es berücksichtigt insbesondere auch die zunehmende Bedeutung fluktuierender Erneuerbarer wie Wind. Aber auch die Begrenzungen des grenzüberschreitenden Stromaustauschs sowie die Spezifika des Be-

[112] Für eine detailliertere Beschreibung wird verwiesen auf Swider, D., Weber, C. (2007); Spiecker, S., Weber, C.(2001) und Tuohy, A., Meibom, P., Denny, E., O'Malley, M. (2009).

triebs von thermischen Kraftwerken und Wasserkraftwerken werden abgebildet. Um der langfristigen Zeitperspektive gerecht zu werden, sind Investitionen als modellendogene Entscheidungen abgebildet, aber auch exogen vorgegebener Zubau kann berücksichtigt werden. Die ermittelten Ergebnisse ermöglichen eine Bewertung unterschiedlicher Szenarien zu Brennstoffpreisen, Umweltpolitik (Ausbau Erneuerbare, CO_2-Preise, KWK-Förderung,…) und Kernenergiepolitik in den unterschiedlichen betrachteten Regionen.

Dem Fundamentalmodell liegt ein kostenminimierender Ansatz zugrunde, der die Kosten des Betriebs des bestehenden Kraftwerksparks und der Investitionen in neue Kraftwerke optimiert. Dabei muss sowohl die Stromnachfrage in den einzelnen Regionen als auch die Wärmenachfrage in untergeordneten Wärmeregionen gedeckt werden. Aspekte wie Anfahrkosten, Teillastwirkungsgrade thermischer Kraftwerke, der Einsatz von Speichern sowie die Nutzung von Übertragungskapazitäten haben Einfluss auf die Preisbildung auf Grosshandelsmärkten und werden daher im Modell berücksichtigt. Die stochastische Fluktuation der Erneuerbaren wird mittels rekombinierender Bäume berücksichtigt. Dabei wird die Fluktuation von Solar- und Windproduktion explizit berücksichtigt. Um verschiedene saisonale Einflüsse auf die Elektrizitätsnachfrage zu erfassen, wird jeweils ein Jahr abgebildet. Das Jahr wird in acht typische Tage aufgeteilt, um die Rechenzeit zu begrenzen. Hierbei werden für jeweils drei Monate ein Wochentag und ein Wochenendtag ausgewählt. Diese typischen Tage werden wiederum in sieben Typ-Stunden unterteilt, um temporäre Fluktuationen hinsichtlich Nachfrage und Erneuerbaren zu berücksichtigen. Insgesamt gibt es somit acht Typtage mit jeweils sieben Typstunden und jeweils unterschiedlichen Ausprägungen für die Einspeisung Erneuerbarer Energien.

Aufgrund der Modellformulierung wird eine Optimierung nur für das jeweilige Simulationsjahr vorgenommen, eine intertemporale Optimierung über die gesamte Laufzeit von Kraftwerken findet nicht statt, da auch in der Realität die zukünftigen Preise und Rahmenbedingungen nicht bekannt sind. Jedoch werden die mit Investitionen verbundenen Kapitalkosten in den nachfolgenden Simulationsjahren berücksichtigt.

Die folgenden Ergebnisse können mit dem Modell ermittelt werden:

- Stromproduktion nach Erzeugungsklassen
- Brennstoffverbrauch
- Brennstoffkosten, Anfahrkosten und sonstige Betriebskosten sowie Instandhaltungskosten
- Volllaststunden
- CO_2-Emissionen
- Stromaustausch zwischen Regionen
- Marktpreise in den einzelnen Regionen basierend auf den Schattenpreisen der Nachfrage
- Engpassrenten auf Übertragungskapazitäten zwischen einzelnen Ländern
- Systemkosten und Unterschiede zwischen Systemkosten in einzelnen Szenarien

18.2.3 Joint Marktet Model (JMM)

Bei der detaillierten Ermittlung der Fahrweise von Pumpspeicherkraftwerken und anderen Kraftwerken stösst eine Betrachtung auf der Basis von Typstunden an Grenzen. Daher wird zur Bestimmung der operativen Effekte das sogenannte Joint Market Model (JMM) eingesetzt. Auch diesem Modell liegt ein kostenminimierender Ansatz zugrunde. Wesentliche Elemente des Modells sind:

- Abbildung des Kraftwerkseinsatzes und der Lastflüsse in den 8760 Stunden eines Jahres zur Deckung von Strom- und Wärmenachfrage
- Modellierung als Sequenz von Markträumungs- bzw. Planungsproblemen mit einem Zeithorizont von bis zu 36 Stunden
- dabei Unterscheidung von zwei Arten von Entscheidungssituationen:
- Day-ahead Markt entsprechend dem Handel an der EEX und ausserbörslich
- untertägiger Kraftwerkseinsatz unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen (und ggf. untertägigem Handel)
- Umsetzung dieser Logik als ein „rollierendes Planungsproblem“, d. h. alle zwölf Stunden wird der optimale Kraftwerks-(Re-)dispatch auf der Basis der dann verfügbaren Informationen neu ermittelt. Dies erfolgt um 12 Uhr mittags für den Folgetag auf der Basis der Marktregeln, d. h. ohne Berücksichtigung von Netzrestriktionen. Zu allen anderen Entscheidungszeitpunkten (und auch 12 Uhr mittags für den heutigen Tag) erfolgt ein optimaler (Re-)Dispatch unter Berücksichtigung der Netzrestriktionen. Auch hierbei ist der Planungshorizont jeweils das Ende des folgenden Tages (Redispatch nach 12 Uhr mittags) bzw. das Ende des jeweiligen Tages (Redispatch vor 12 Uhr mittags). Somit werden intertemporale Restriktionen beim Kraftwerkseinsatz wie Mindestbetriebszeiten oder Anfahrkosten durchweg berücksichtigt.
- In dieser Logik können Änderungen der Windprognosen oder der Lastprognosen (oder auch ungeplante Kraftwerksausfälle) als neue Informationen bei jeder neuen Planungsrunde berücksichtigt werden.
- Die folgenden Ergebnisse können mit dem Modell ermittelt werden:
  - Kraftwerkseinsatz und Redispatch nach Brennstoff bzw. Kraftwerkstyp
  - Lastflüsse innerhalb Deutschlands und über die Grenzen
  - Auslastung der Übertragungskapazitäten
  - Strompreise
  - CO_2-Emissionen
  - Systemkosten und Unterschiede zwischen Systemkosten in einzelnen Szenarien

18.2.4 Lastverschiebung

Basierend auf den Ergebnissen des operativen Modells wird mit Hilfe eines weiteren Optimierungsalgorithmus die Lastverschiebung ermittelt. Neben der Residuallast und den Preisen fliessen auch die ermittelten Verschiebepotentiale in die Optimierung mit ein. Die Residual-

last ermittelt sich aus der Nachfrage abzüglich der Stromeinspeisung von KWK-Anlagen, Wind und Solaranlagen. Zudem wird die Reduktion der Last um 3,5 % proportional zum Lastprofil berücksichtigt.

Ziel der Lastverschiebung ist eine Reduktion der Gesamtkosten K. Gleichzeitig soll die maximale Last D^{max} möglichst gering gehalten werden. Gleiches gilt für die Lastgradienten (G_t^+ bzw. G_t^-), die die Veränderung der Last zwischen zwei Zeitpunkten t beschreiben. Zu diesem Zweck werden die Gradienten und die maximale Last mit einer Pönale versehen (c^{max} bzw. c^g). Die Kosten der Nachfrage ergeben sich aus der Multiplikation von Grosshandelspreis p_t und der angepassten Nachfrage D_t^{new}. Die Minimierung erfolgt über das gesamte Jahr mit viertelstündlicher Auflösung.

$$\min K = \sum_t p_t \cdot D_t^{new} + c^{max} \cdot D^{max} + c^g \cdot (G_t^+ + G_t^-)$$

Die angepasste Last wird ermittelt, indem die ursprüngliche Last um Lastreduktionen $L_{k,t}^-$ und Lasterhöhungen $L_{k,t,h(t)}^+$ im Kontext der Lastverschiebung verändert wird. In Abhängigkeit der möglichen Verschiebedauer werden hierzu unterschiedliche Klassen k definiert.

$$D_t^{new} = d_t - \sum_k L_{k,t}^- + \sum_{k,h(t)} L_{k,t,h(t)}^+$$

Insgesamt darf die Lastreduktion die vorhandenen Verschiebepotentiale $z_{w,y,v,k}$ nicht überschreiten. Die Potentiale unterscheiden sich neben der Dauer der maximalen Verschiebung nach der Höhe der Verschiebung innerhalb eines Zeitraums. Hier ergeben sich Unterschiede nach der Jahreszeit y, dem Wochentag w (Werktag/Wochenende) sowie der Tageszeit v (Tag/Nacht). Daher müssen die einzelnen Zeitschritte t der jeweiligen Periode zugeordnet werden.

$$\sum_{t \in d,z} L_{k,t}^- \leq \sum_{\substack{w \in d \\ y \in d}} z_{w,y,v,k}$$

Insgesamt müssen sich die im Rahmen der Lastverschiebung vorgenommenen Anpassungen gegeneinander aufheben. Um unnötiges Verschieben zu vermeiden und ggf. durch Verschiebung auftretende Mehrbedarfe abzubilden, wird zusätzlich ein Effizienzfaktor eff eingeführt. Die Länge der Verschiebevorgänge wird durch die Funktion h(t) abgebildet. Hier wird festgelegt, welchen Lasterhöhungen in Periode h(t) welche Lastminderungen in Periode t gegenüberstehen.

$$L_{k,t}^- = eff * \sum_{h(t)} L_{k,t,h(t)}^+$$

Variablen

D^{max}	maximale Jahreslast
D^{new}	Last nach Lastverschiebung

G^+	positiver Lastgradient
G^-	negativer Lastgradient
L^+	Lasterhöhung
L^-	Lastreduktion
K	Gesamtkosten

Parameter

c^g	Pönale für Lastgradienten
c^{max}	Pönale für maximale Last
d	ursprüngliche Last
eff	Effizienzverlust
p	Grosshandelspreis
z	Verschiebepotential

Indizes

h(t)	Zeitpunkt der Lasterhöhung in Abhängigkeit des Zeitpunkts der Lastreduktion
k	Potentialklasse
t	Zeitschritt
v	Tageszeit
w	Wochentag
y	Jahreszeit

18.3 Szenarien

Die Entwicklung der zukünftigen Strompreise und des Kraftwerksparks ist abhängig von vielfältigen Faktoren, die nur begrenzt prognostizierbar sind. Daher müssen im Rahmen der vorliegenden Studie Annahmen zu den politischen und ökonomischen Rahmenbedingungen getroffen werden. Ausgehend von einem Referenzszenario (bildet das Schweizer Szenario „Weiter wie bisher“ ab), welches die Entwicklung aus heutiger Sicht fortführt, wird ein weiteres Szenario mit einer möglichen zukünftigen Entwicklungen betrachtet, welche eine verstärkte Einspeisung EE vorsieht („Neue Energiepolitik“).

18.3.1 Szenario Referenz / „Weiter wie bisher“

Dieses Szenario geht vom Fortbestand bestehender Zielkonflikte in Europa aus. Sowohl die Konflikte zwischen Umweltschützern und der Wirtschaft werden fortgesetzt, als auch das Ringen um die Ausgestaltung des Strommarktes und der Energiepolitik. In der Klimapolitik zeichnet sich dementsprechend weiterhin keine klare Richtung ab, dies geht einher mit der Förderung von erneuerbaren Energien in ihren unterschiedlichsten Facetten. In Fragen der

Kernenergienutzung verfolgt jedes EU-Mitgliedsland nach wie vor seine eigene Politik. Die Frage der Versorgungssicherheit wird nur punktuell thematisiert.

Charakterisiert wird das Szenario insbesondere durch folgende Aspekte: die Nachfrage nach Strom steigt europaweit weiterhin an, der Anteil an erneuerbaren Energien wächst und für die Brennstoffe wird ein mittlerer Preisanstieg angenommen. Bezüglich der Kernenergie wird in der Schweiz der aktuelle Ausstiegsplan umgesetzt.

18.3.2 Szenario Ausbau Erneuerbare / „Neue Energiepolitik“

Im Fokus des gewählten Szenarios stehen erneuerbare Energien und Verbesserungen der Energieeffizienz. Diese werden eingesetzt, um die Treibhausgasemissionen der Stromerzeugung im Hinblick auf den weltweiten Klimaschutz stark zu reduzieren. Dabei wird davon ausgegangen, dass die explizite Förderung des Ausbaus regenerativer Energien fortgeführt wird. Teilweise wird grüner Strom auch aus anderen Ländern importiert, grösstenteils Solarstrom aus Nordafrika. Es wird zudem davon ausgegangen, dass durch verringerte Umwandlungsverluste bei der Energieumwandlung und -anwendung Effizienzgewinne erzielt werden, allerdings zugleich durch Elektromobilität und andere neue Stromanwendungen auch nachfrageerhöhende Faktoren wirksam werden. Zudem wird von einer Umsetzung des Ausstiegs aus der Kernenergie ausgegangen, soweit er in den EU-Mitgliedsstaaten festgelegt worden ist. Auf Technologien zur CO2-Abtrennung und –Speicherung wird ebenfalls verzichtet. Dies bedeutet, dass auf Übergangstechnologien verzichtet wird und der Kraftwerkspark der Zukunft sich vom derzeitigen Kraftwerkspark stark unterscheidet.

Für die Eingangsparameter in diesem Szenario wird angenommen, dass die Nachfrage konstant bleibt und die Brennstoffpreise leicht ansteigen. Durch den gewollten massiven Ausbau der Erneuerbaren Energien werden entsprechende Subventionen bis zum Jahr 2030 beibehalten. Der Ausbau orientiert sich hierbei an den Ausbauzielen der einzelnen Staaten.

Im folgenden Abschnitt werden die numerischen Annahmen, die für die einzelnen Modellparameter in den Szenarien zugrunde gelegt werden, näher erläutert.

18.3.3 Annahmen

a) Nachfrage

Die Stromnachfrage wird in Anlehnung an die Definitionen der ENTSO-E als allgemeine Nachfrage inklusive Transportverlusten definiert. Kurzfristig wird die Nachfrage als preisunelastisch angenommen. Grundlage für die Abschätzung der zukünftigen Entwicklung in den europäischen Ländern sind verschiedene energiewirtschaftliche Studien. Zusätzlich wurden eigene Abschätzungen vorgenommen.

Da Strom immer noch eine „Modernisierungsenergie“ ist, ist einerseits weiterhin mit einem Wachstum der Nachfrage zu rechnen. Allerdings gibt es bedeutende Abweichungen zwischen den einzelnen Ländern. Auf der anderen Seite gibt es verstärkte Effizienzanstrengun-

gen, die zu begrenzten Einsparungen führen. In der Folge ist dadurch in einzelnen Ländern auch ein Rückgang der Nachfrage möglich. Auf der anderen Seite kann aber die Stromnachfrage durch den Übergang von Gas- und Ölheizungen auf Wärmepumpen oder Passivhäuser mit elektrischer Direktheizung sogar ansteigen. Für die Schweiz wird im Szenario „Weiter wie bisher“ ein Anstieg der Last von 65,4 TWh in 2010 auf 71,9 TWh in 2035 angenommen, die Entwicklung im Szenario „Neue Energiepolitik“ sieht umgekehrt eine Reduktion auf 62,9 TWh vor. In Gesamteuropa steigt die Last im Szenario „Weiter wie bisher“ bis zum Jahr 2035 auf 4.621 TWh an, im Szenario „Neue Energiepolitik beträgt sie 3.941 TWh. Es wird angenommen, dass die Nachfrage in der Schweiz durch den Einsatz von Smart Metern zusätzlich um 3,5 % fällt.

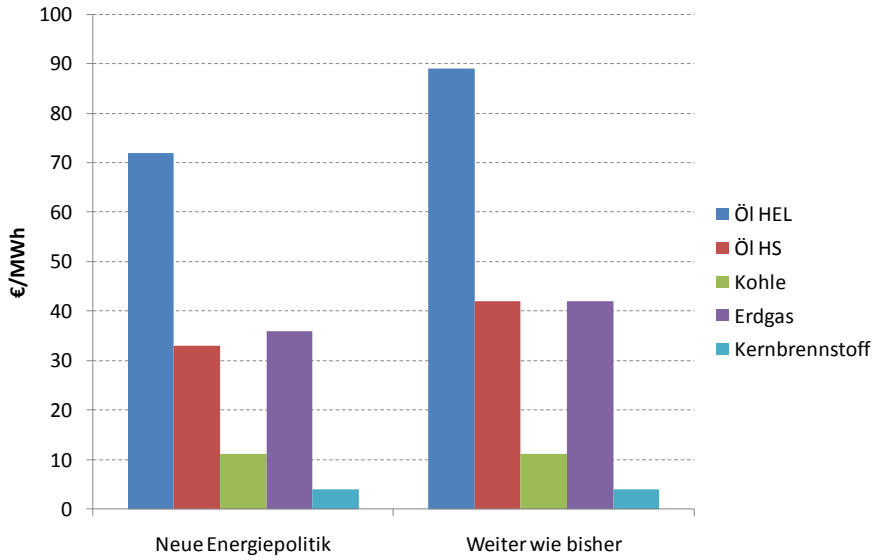
b) Brennstoffpreise

Die Brennstoffpreise werden jeweils als Summe aus einem allgemeinem Brennstoffpreis und einer regionenspezifischen Transportkostenkomponente dargestellt. Ausgehend von den historischen Brennstoffkosten für das Jahr 2010 ist ein mögliches Szenario in Absprache mit dem Auftraggeber und basierend auf den Daten von prognos AG entwickelt worden (Abbildung 18-2).

Bei Kohle hängt der Transportkostensatz stark vom Zugang zum Meer ab. In der Folge haben Länder mit direktem Seezugang geringere Transportkostensätze als Länder ohne direkten Zugang. Aber auch zwischen Ländern mit Seezugang gibt es nochmals eine leichte Unterscheidung in Abhängigkeit der Transportentfernung. Ähnlich wie bei der Kohle erfolgt die Bestimmung der Transportkostenzuschläge für Öl.

Auch bei Erdgas hängen die Transportkosten von der Anbindung ab. Hier kommt allerdings der Anbindung über Pipelines eine höhere Bedeutung als dem Seetransport zu. Besonderheiten gibt es bei den Niederlanden mit grossen eigenen Vorkommen, die den Gaspreis in dieser Region drücken. Über die Zeit wird hier jedoch ein Angleich der Kosten an das deutsche Niveau angenommen. Ebenfalls sind bei der Schweiz Abweichungen zu berücksichtigen, hier wird entsprechend der aktuellen Marktgegebenheiten von einem Aufschlag von rund 8 €/MWh ausgegangen.

Abbildung 18-2: Annahmen Brennstoffpreise in Europa



c) Ausbau Erneuerbarer Energien

Grundlage für den Ausbau der Erneuerbaren Energien sind diverse energiewirtschaftliche Studien (z.B. Studien von ENTSOE und für Deutschland BMU), kommunizierte politische Ziele (z.B. NREAPs) sowie eigene Abschätzungen. Darüber hinaus sind insbesondere beim Ausbau EE in der Schweiz Absprachen mit den Projektpartnern berücksichtigt worden, welche sich an den Varianten 2 C&E für das Szenario „Weiter wie bisher“ bzw.2 D&E für das Szenario “Neue Energiepolitik“ orientieren.

Beim Ausbau der Windkapazitäten wird zwischen Onshore- und Offshore-Anlagen unterschieden. Damit kann die unterschiedliche Auslastung beider Anlagentypen berücksichtigt werden. Die Produktion hängt hierbei von den unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten ab. Aufgrund des stochastischen Ansatzes können unterschiedliche Eintrittswahrscheinlichkeiten für die verschiedenen Windgeschwindigkeiten in einem Zeitsegment berücksichtigt werden

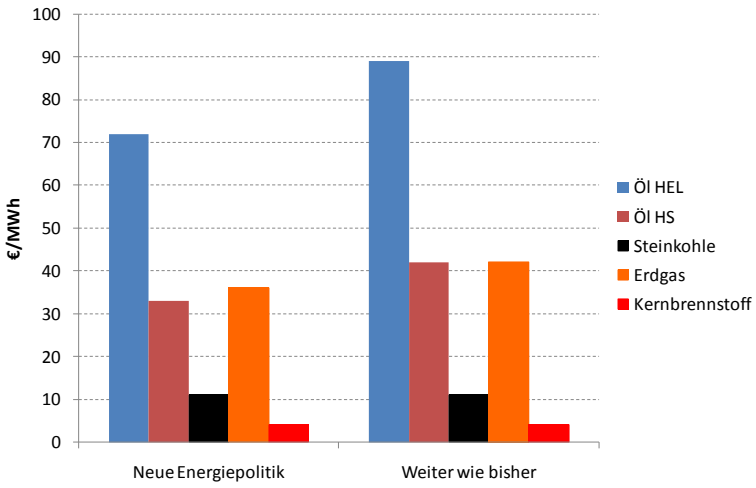
Für die Solaranlagen sind neben den Kapazitäten auch regionen-, tageszeit- und jahreszeitspezifische Produktionsfaktoren hinterlegt, die um die regionenspezifischen Vollbenutzungsstunden ergänzt werden. Die Kapazitäten zur Verstromung von fester Biomasse und Biogasen finden ebenfalls Eingang in die Szenarioannahmen.

Neben den absoluten Kapazitäten und Mengen wird darauf geachtet, die Ziele der einzelnen Staaten hinsichtlich des Anteils der EE an der Stromproduktion abzubilden.

Tabelle 18-1: Installierte Leistung und Produktion EE sowie KWK in der Schweiz 2035

	Vollbetriebs-stunden [h/a]	„Weiter wie bisher“		„Neue Energiepolitik“	
		Produktion [GWh/a]	inst. Leistung [MW]	Produktion [GWh/a]	inst. Leistung [MW]
Photovoltaik	850	2929	3446	2929	3446
Windenergie	1800	1492	829	1492	829
Wärmekraftkopplung	4000	5730	1433	9160	2290

Abbildung 18-3: Installierte Leistung EE in Europa



d) Netzausbau

Die Auswirkungen der Einführung von Smart Metern in der Schweiz werden im europäischen Kontext analysiert. Dieser umfasst neben der Schweiz die Länder der EU-27 abzüglich Zyperns, Maltas und des Baltikums. Hinzu kommen noch Norwegen. Jedes Land wird dabei im Modell durch einen Knoten repräsentiert. Ausnahmen bilden hier Dänemark und Deutschland. Entsprechend der Netzstruktur wird Dänemark in eine östliche und eine westliche Region aufgeteilt und Deutschland wird in 7 Regionen aufgeteilt, welche sich an den vier deutschen Regelzonen und möglichen Netzengpässen orientieren. Diese Aufteilung ist notwendig um der Abbildung des Austauschs zwischen Deutschland und der Schweiz gerecht zu werden. Ohne diese Aufteilung würde der Austausch an der Grenze aufgrund der vermehrten Einspeisung EE falsch abgebildet werden.

Die Transportmöglichkeiten zwischen einzelnen Regionen werden durch sogenannte NTC-Werte begrenzt, wie sie auch von ENTSO-E veröffentlicht werden. Ausgehend von aktuell veröffentlichten Werten der Netzbetreiber sind Annahmen über den weiteren Ausbau getroffen worden. Diese orientieren sich an sowohl bereits beschlossene Massnahmen als auch in der Planungsphase befindliche Projekte.

18.4 Ergebnisse der Analysen

Nachfolgend wird zunächst der unter den beschriebenen Rahmenbedingungen zu erwartende Kraftwerkspark für das Jahr 2035 in den beiden Szenarien dargestellt. Danach wird auf die Betriebsweise der Erzeugungsanlagen eingegangen. Zum einen wird dargestellt, in wie weit durch den Einsatz von Smart Meter die Konsumentenrente verändert wird. Zum anderen lässt sich die Veränderung der Produzentenrente bestimmen. Zuletzt werden die veränderten internationalen Stromflüsse genauer betrachtet. Durch den Vergleich der Vollkosten des Systems mit und ohne den Einsatz von Smart Meter können zudem die volkswirtschaftlichen Kosteneinsparungen bestimmt werden.

18.4.1 Entwicklung des Kraftwerksparks

Um die steigende Nachfrage in den betrachteten Ländern zu decken, müssen neue Kraftwerke gebaut werden. Hinzu kommt der Ersatz für ausser Betrieb genommene Kraftwerke.

Bei der Entwicklung der Kapazitäten im Kraftwerkspark ist zwischen dem modellendogen ermittelten und dem exogen vorgegebenen Zubau zu unterscheiden. Im gewählten Szenario erfolgt eine exogene Vorgabe des Ausbaus bei den Erneuerbaren Energien (Wind on- und offshore, Geothermie, Photovoltaik, Biomasse).

Beim Zubau konventioneller Kraftwerke werden bereits bekannte Kraftwerksprojekte berücksichtigt. Des Weiteren gelten Zubaurestriktionen für Braunkohlekraftwerke, welche auf Abbaugebiete angewiesen sind, sowie der Kernenergieausstieg für Kernkraftwerke in der Schweiz, Deutschland und Belgien. Der modellendogene Zubau erfolgt unter Kostengesichtspunkten, so dass eine kostenminimale Deckung der Strom- und Wärmenachfrage bei den jeweils aktuellen Preisen erreicht wird. In den Modellergebnissen spiegelt sich die Überlagerung dieser verschiedenen Effekte wider.

Aufgrund der Modellstruktur erfolgt der Zubau der Kapazitäten entsprechend der wirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit im Investitionsjahr. Ein späterer Rückgang der Auslastung oder sogar Verluste bei den Investoren sind in dieser Logik nicht auszuschliessen, bei den hier betrachteten, sich kontinuierlich entwickelnden Rahmenbedingungen aber nicht zu erwarten.

Betrachtet man die Schweiz, findet in beiden Szenarien ein Ausbau der Kapazitäten statt. So ist vor allem ein Anstieg der Kapazitäten von Erdgas gefeuerten Anlagen sowie der Ausbau erneuerbarer Energieträger zu beobachten (Abbildung 18-4). Unter Berücksichtigung der Nachfrageentwicklung im Szenario „Neue Energiepolitik“ mag dies zunächst überraschen. Aber aufgrund des vorgegebenen Kernenergieausstiegs reduziert sich die installierte Leistung an Kernenergie bis 2035 auf 2,1 GW. Kernenergie hat traditionell eine sehr hohe Anzahl Volllaststunden. Dem gegenüber stehen EE mit umweltbedingt geringen Volllaststunden. Die installierten Gasturbinen werden zur Deckung der Spitzenlast und insbesondere als Kapazitätsreserve eingesetzt. Durch die szenariobedingt höhere Nachfrage im Szenario „Weiter wie bisher“ fallen auch die Investitionen in Gasturbinen höher aus als im Szenario „Neue Energiepolitik“. Ölgefeuerte Anlagen werden vollständig aus dem Kraftwerkspark gedrängt, während Pumpspeicher und Jahresspeicher in beiden Szenarien einen leichten Ausbau erfahren.

Abbildung 18-4: Kraftwerkskapazitäten in der Schweiz

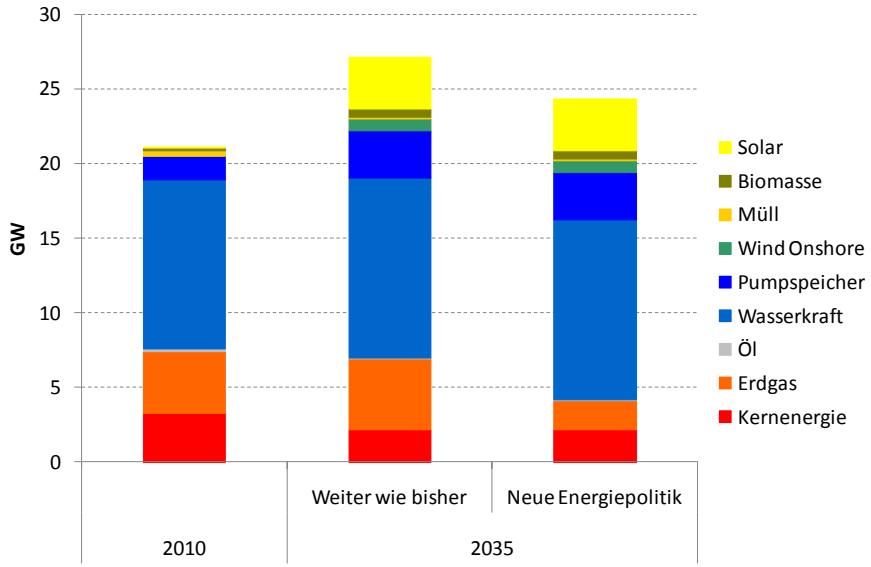
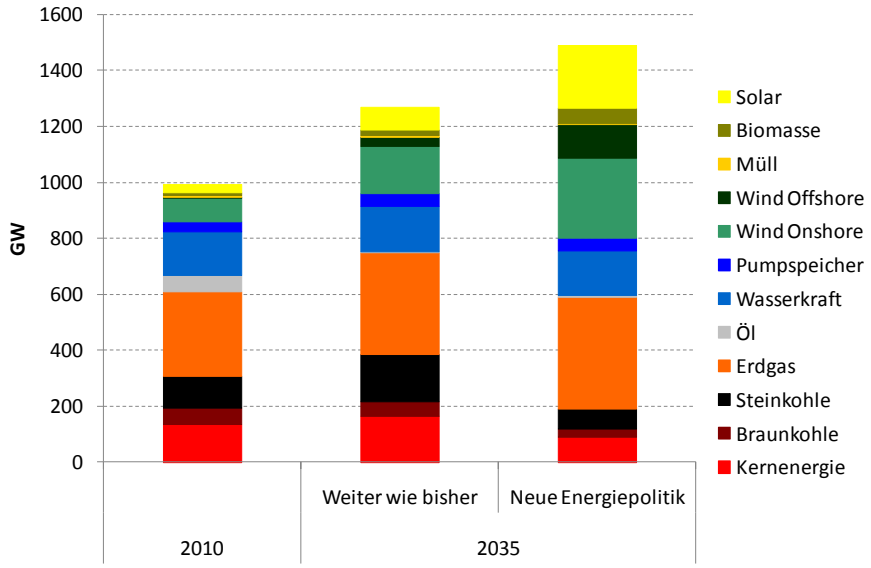


Abbildung 18-5: Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten in Europa



Die Entwicklung des Technologiemix in der Schweiz lässt sich aufgrund der unterschiedlichen Ausgangssituation und der sich unterscheidenden Rahmenbedingungen nicht auf Gesamteuropa übertragen (Abbildung 18-5). Die Höhe der Gesamtkapazitäten wird auch hier durch die Nachfrageentwicklung getrieben. Szenariobedingt fallen die Investitionen in EE in beiden Szenarien unterschiedlich stark aus. Im Szenario „Neue Energiepolitik“ ist die Gesamtkapazität aufgrund der geringen Verfügbarkeit EE trotz geringerer Nachfrage grösser als im Szenario „Weiter wie bisher“. Allerdings ist die Kapazität an EE in diesem Szenario absolut und relativ betrachtet höher. So sinken im Szenario „Neue Energiepolitik“ die Kapazitäten

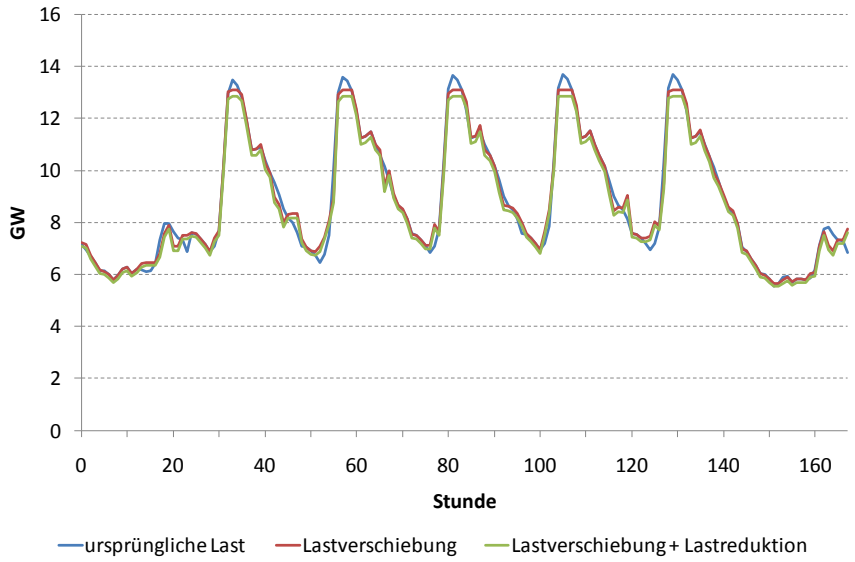
der Kernkraftwerke. Hauptverantwortlich hierfür sind Ausstiegspläne in Deutschland, Belgien und der Schweiz, die durch Investitionen von anderen Ländern nicht kompensiert werden. Im Gegensatz dazu ist aufgrund ausreichender Investitionen im Szenario „Weiter wie bisher“ sogar ein leichter Anstieg zu beobachten Dies begründet sich in der höheren Nachfrage und der geringeren Einspeisung fluktuierender Energien, was zu hohen Volllaststunden und wenigen Gradienten führt. Da Gegenteiliges im Szenario „Neue Energiepolitik“ zu beobachten ist, gehen hier auch zusätzlich die Kapazitäten von Braun- und Steinkohlekraftwerken zurück. Hinzu kommt, dass durch ambitionierte CO2-Einsparziele die CO2-Preise steigen und damit der Einsatz dieser Kraftwerke teurer wird. Einzig die Kapazitäten für Gaskraftwerke steigen an, da sie insbesondere auch als Back-up Kapazitäten für fluktuierende EE benötigt werden. Beim Ausbau EE fällt auf, dass der Ausbau von Solaranlagen in der Schweiz weit schwächer ausfällt als im übrigen Europa. Gleiches ist bei der Windkraft zu beobachten.

18.4.2 Veränderungen der Last

Durch den Einsatz von Smart Meter in der Schweiz wird zum einen die Last verschoben, zum anderen reduziert sich die Last um 1,8 % im Szenario „Weiter wie bisher“ und 1,7 % im Szenario „Neue Energiepolitik“. Dies bedeutet für das Szenario „Weiter wie bisher“, dass die Last von 71,9 TWh auf 70,6 TWh fällt, im Szenario „Neue Energiepolitik“ fällt die Last von 59,6 TWh auf 58,6 TWh. Als Basis für die Verschiebepotentiale werden die Abschätzungen der Projektpartner herangezogen. Da es sich hierbei um eine Maximalabschätzung handelt, wird auf die Potentiale des Szenarios „Flächendeckende Einführung+“ zurückgegriffen. Diese Verschiebepotentiale werden genutzt um die Residuallast optimal zu verschieben, wobei die Residuallast als Last abzüglich Einspeisung fluktuierender Erneuerbarer Energien und dezentraler Erzeugung dargestellt ist. Insgesamt kommt es dadurch übers Jahr gesehen zu Verschiebungen von rund 0,8 TWh in den beiden betrachteten Szenarien. Im Szenario „Weiter wie bisher“ kann so die Spitzenresiduallast von 13.774 MW durch Verschiebung der Last auf 13.102 MW gesenkt werden, durch eine zusätzliche Berücksichtigung der Lasteinsparungen ergibt sich eine Maximallast von 12.841 MW. Im Szenario „Neue Energiepolitik“ findet durch die Verschiebung der Last eine Absenkung von 8.752 MW auf 7.979 MW statt. Durch Einsparungen bei der Last sinkt die Spitzenresiduallast auf 7.811 MW. Die Abweichungen in der Höhe zwischen den beiden Szenarien sind den Unterschieden im Lastprofil und den Unterschieden in der Gesamtnachfrage geschuldet. Hinzu kommt der unterschiedlich starke Ausbau dezentraler Erzeugung.

In Abbildung 18-6 ist am Beispiel einer Woche des Szenarios „Weiter wie bisher“ die Auswirkung der Lastverschiebung dargestellt. Deutlich erkennbar sind die Kappung der Lastspitzen auf der einen Seite und das Füllen von Lasttälern auf der anderen Seite, was zu einer Verstetigung der Last führt. In den folgenden Kapiteln werden die Auswirkungen dieser Verschiebung auf unterschiedliche Aspekte des Systems dargestellt.

Abbildung 18-6: Beispielhafte Darstellung der Lastverschienung in einer Woche



18.4.3 Kraftwerkseinsatz

Als Basis für den Kraftwerkseinsatz werden die zuvor ermittelten Kraftwerkskapazitäten verwendet. Die Nettoproduktion in der Schweiz liegt im Szenario „Weiter wie bisher“ bei 63,0 TWh und im Szenario „Neue Energiepolitik“ bei 67,2 TWh (Abbildung 18-7). Der Anteil Erneuerbarer und KWK an der Produktion nimmt kontinuierlich zu und erreicht nicht zuletzt aufgrund des Kernenergieausstiegs bis 2035 einen Anteil von 72,5 % im Szenario „Weiter wie bisher“ und 74,0 % im Szenario „Neue Energiepolitik“ bezogen auf die Produktion. Bezogen auf die Nachfrage beträgt der Anteil im Szenario „Neue Energiepolitik“ sogar 83,5 %, während er im Vergleichsszenario aufgrund von Importen nur 63,6 % beträgt. Der Photovoltaik kommt trotz grösserer installierter Kapazität eine geringe Bedeutung zu. Dies ist damit zu begründen, dass die meteorologischen bedingten Verfügbarkeiten in der Schweiz nur rund 850 Vollbenutzungsstunden zulassen. Die Unterschiede im KWK-Einsatz sind mit den sich unterscheidenden politischen Ausbauzielen zu erklären.

Abbildung 18-7: Produktion in der Schweiz ohne Einsatz Smart Meter

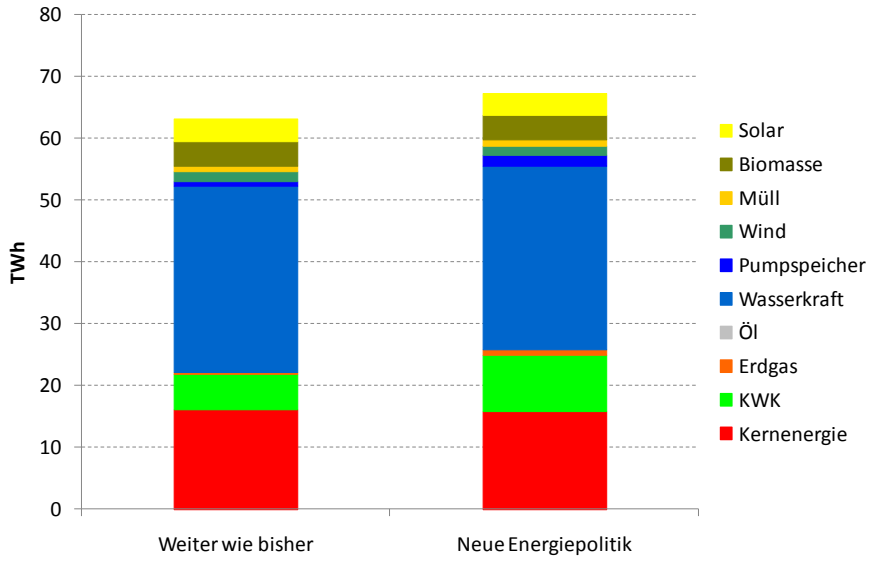
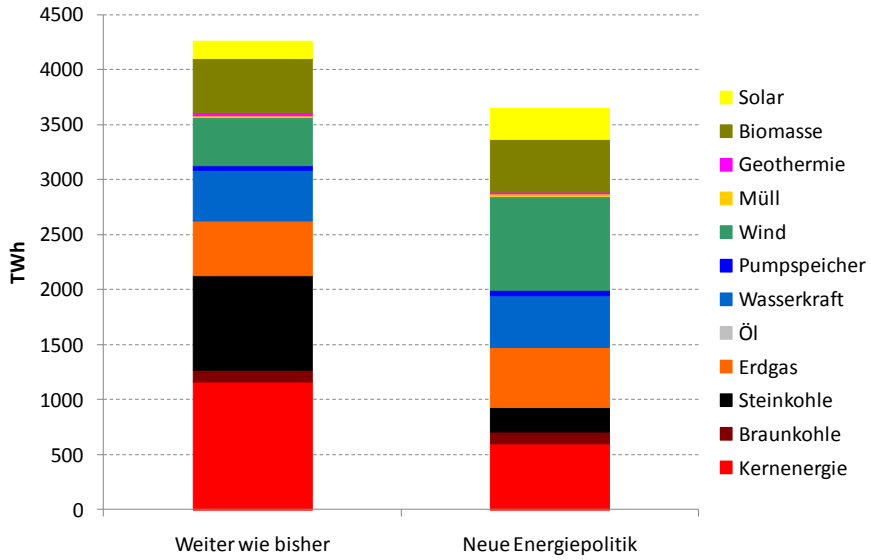


Abbildung 18-8: Produktion in Europa ohne Einsatz Smart Meter



Deutlich andere Entwicklungen sind für das gesamte System zu beobachten (Abbildung 18-8). Im Vergleich zur Schweiz ist hier der Anteil erneuerbarer Energien insbesondere im Szenario „Weiter wie bisher“ nicht ganz so stark ausgeprägt. Aufgrund der geographischen und hydrologischen Gegebenheiten nimmt die Wasserkraft in anderen Ländern einen kleineren Anteil ein. Auch der in der Schweiz geplante Kernenergieausstieg findet sich nur in Belgien und Deutschland wieder. Abhängig von der Nachfrage und der daraus resultierenden Volllaststunden sowie dem vorgegebenen Ausbau Erneuerbarer Energien entwickelt sich die konventionelle thermische Produktion. Unter diesen Rahmenbedingungen fällt sie im „Weiter wie bisher“ Szenario deutlich stärker aus.

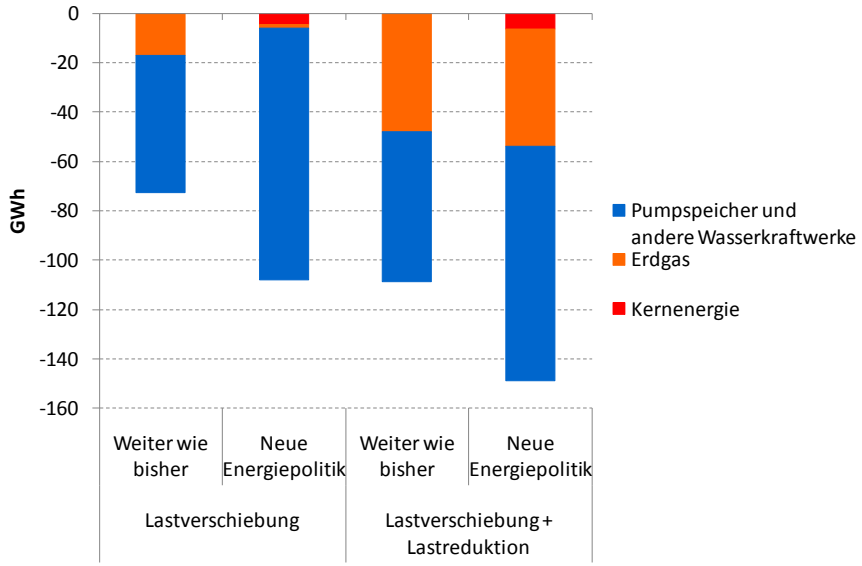
Zusammen mit Wasserkraft kann die Biomasse als Ausgleich für die fluktuierenden Erneuerbaren Wind und Sonne eingesetzt werden. Aufgrund des zunehmenden Anteils der fluktuierenden Energien ist im Zeitverlauf ein höherer Regelaufwand zu verzeichnen, der bei der Biomasse zu einem Rückgang der Vollbenutzungsstunden führt. Ähnliches ist in noch weit stärkerem Masse bei Gas- und Kohlekraftwerken zu beobachten. Den installierten 363 GW an Gaskraftwerken im Szenario „Weiter wie bisher“ steht lediglich eine Produktion von 495 TWh gegenüber. Vornehmlich werden diese Kapazitäten als Backup-Kraftwerke vorgehalten. Im Szenario „Neue Energiepolitik“ sind mit 1365 Stunden eine ähnliche Volllaststundenzahl zu beobachten, die Kapazitäten sind mit insgesamt 399 GW etwas höher. Die Vollbenutzungsstunden bei Steinkohlekraftwerken verändern sich im Vergleich jedoch stark. Diese gehen im Szenario „Weiter wie bisher“ nur leicht auf 5040 Stunden zurück, während sie im Szenario „Neue Energiepolitik“ deutlich auf 3160 Stunden fallen.

18.4.4 Auswirkungen von Smart Metern auf den Kraftwerkseinsatz

Durch den Einsatz von Smart Meter in der Schweiz kommt es zu Veränderungen in der Produktion (Abbildung 18-9). Für die Schweiz fallen diese Veränderungen bezogen auf die Gesamtproduktion für das Szenario „Weiter wie bisher“ gering aus, da sich vor allem der AH-Saldo statt der heimischen Produktion verändert (vgl. Abschnitt 18.4.6). Durch die Kappung von Spitzen in der Residuallast kann teilweise auf kostenintensive Spitzenlastkraftwerke verzichtet werden. Dazu gehören in der Schweiz auch Gaskraftwerke. Kommt es neben der Lastverschiebung auch noch zur Lastreduktion, wird dieser Effekt verstärkt. Da es sich bei den eingesparten Mengen im Wesentlichen um Strom aus Pumpspeichern handelt, steht insgesamt mehr Strom in der Schweiz zur Verfügung. Bei konstanter Jahreslast bedeutet dies einen Anstieg des Aussenhandelssaldo. Die Einsparungen bei der Befüllung der Pumpspeicher sind in dem Fall grösser als der Rückgang der Produktion aus konventionellen Kraftwerken.

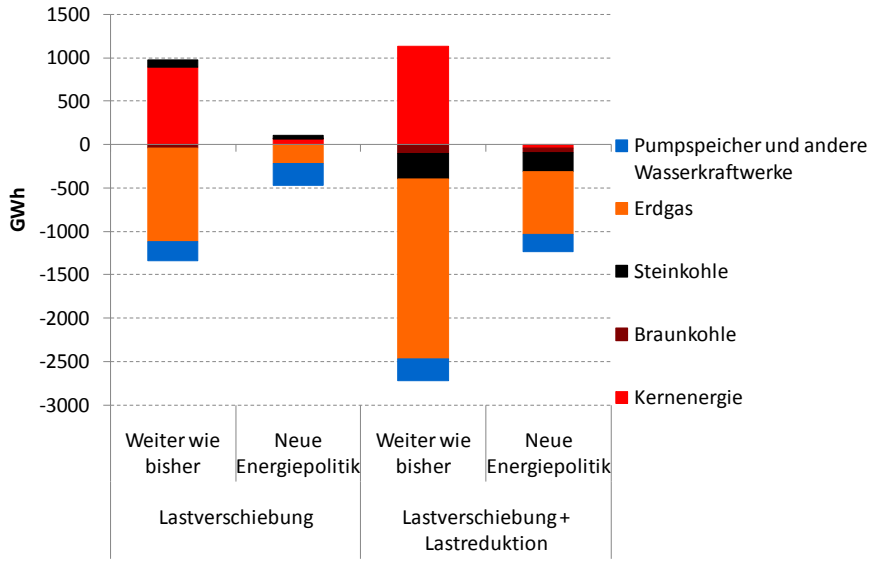
Deutlicher fallen die Veränderungen im Szenario „Neue Energiepolitik“ aus. Da hier bereits ohne dem Einsatz von Smart Metern von einem flacheren Lastprofil ausgegangen wird, kommt es durch den Nachfragerückgang zu einer leichten Reduktion bei der Produktion in Kernkraftwerken. Dass diese Mengen nicht im Ausland abgesetzt werden können, erklärt sich mit den begrenzten Kuppelkapazitäten und dem zeitweise grossen Angebot erneuerbarer Energien der Nachbarländer. Hinzu kommen Restriktionen zur Systemstabilität, welche den Austausch beschränken.

Abbildung 18-9: Veränderung der Produktion in der Schweiz durch den Einsatz von Smart Meter



Die Verschiebungen in Europa insgesamt sind in Abbildung 18-10 dargestellt. Im Szenario „Weiter wie bisher“ kommt es zu Verdrängungen im gesamten fossilen Kraftwerkspark – insbesondere bei Gas und Kohle. Betrachtet man nur die Lastverschiebung ist hiervon insbesondere die Mittel- und Spitzenlasttechnologie Gas betroffen, da die Nachfragereduktionen in der Schweiz und damit die sinkenden Importe in die Schweiz in diesen Segmenten besonders ausgeprägt sind. Dies liegt an der Fortführung des heute zu beobachtenden Lastprofils. Gleichzeitig erklärt dies auch die Unterschiede zum Szenario „Neue Energiepolitik“, wo aufgrund des gleichmässigeren Lastprofils der Schweiz auch die Nachfragerückgänge gleichmässiger verteilt sind. Daher ist hier auch kein vermehrter Einsatz von Grundlasttechnologien wie Kernenergie zu beobachten, die durch eine flachere Lastkurve besser ausgelastet werden könnte. Zwar kommt es neben dem Einsatz von Smart Metern auch zu Lastverschiebungen durch Speicherwasserkraftwerke, diese Vergleichmässigung der Last reicht jedoch nicht aus, um die durch den Nachfragerückgang induzierte Zurückdrängung der Grundlast vollständig zu kompensieren. Wie schon in der Schweiz beobachtet, geht in ganz Europa der Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken zurück, da mit dem Einsatz von Smart Metern eine Vergleichmässigung der Last einhergeht, was den Einsatz teurer Spitzenlasttechnologien unnötig macht.

Abbildung 18-10: Veränderung der Produktion in Europa durch den Einsatz von Smart Meter



18.4.5 Auswirkungen auf CO2-Emissionen

Im Rahmen der Kapazitätsermittlung im Investitionsmodell wird der CO2-Preis endogen ermittelt. Hierzu werden Emissionsobergrenzen in Übereinstimmung mit den politischen Zielen festgelegt (u.a. Richtlinie 2009/28/EC), welche nicht überschritten werden dürfen. Aus den Grenzvermeidungskosten können dann die CO2-Preise abgeleitet werden. Dabei ergibt sich für das Szenario „Weiter wie bisher“ ein CO2-Preis von 87,09 €/t und für das Szenario „Neue Energiepolitik“ ein CO2-Preis von 71,76 €/t. Diese Preise finden im zweiten Schritt Eingang in die Optimierung des Kraftwerkbetriebs. Mit der Veränderung des Kraftwerkseinsatzes und der zusätzlichen Integration EE kann es in der Folge zu einer Veränderung der CO2-Emissionen kommen. Im europäischen Emissionshandelssystem ist dies zunächst nicht vorstellbar, da der Handelsmechanismus die Einhaltung der Emissionsobergrenze sicherstellt. Da aber über den CDM-Mechanismus und zukünftig ggf. weitere Mechanismen der EU-Zertifikatehandel auch einen Austausch mit dem Ausland vorsieht, ist die Emissionsgrenze auch in der Realität nicht starr.

Im Modell ist ein Rückgang der CO2-Emissionen durch Verschiebung der Last um 0,40 Mio. t für das Szenario „Weiter wie bisher“ und ein Rückgang um 0,07 Mio. t im Szenario „Neue Energiepolitik“ für Europa zu beobachten. Mit der fast unveränderten Produktion in der Schweiz bleiben auch die CO2-Emissionen fast unverändert. Berücksichtigt man zudem noch den Lastrückgang ergibt sich ein Rückgang der CO2-Emissionen 1,14 Mio. t für das Szenario „Weiter wie bisher“ und ein Rückgang um 0,51 Mio. t für das Szenario „Neue Energiepolitik“ in Gesamteuropa. 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, daher gibt es hier auch geringere CO2-Einsparungen. Durch die zusätzliche Integration von EE können Emissionen gesenkt werden, was insbesondere einen Teil des Rückgangs

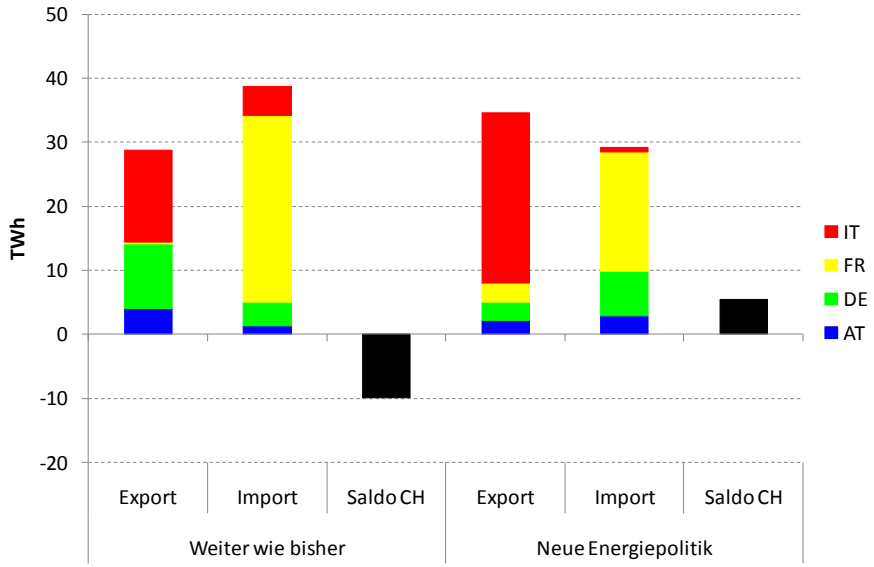
der Emissionen im Szenario „Neue Energiepolitik“ erklärt. Haupteinflussfaktor auf die Emissionen bleibt jedoch die Verdrängung konventioneller Produktion.

18.4.6 Aussenhandelssaldo

Entscheidend für den Schweizer AH-Saldo ist das Verhältnis der Nachfrage zur möglichen Produktion aus Erneuerbaren Energien und den Schweizer Kernkraftwerken. Gaskraftwerke stellen die einzig verbleibende Möglichkeit zur zusätzlichen Deckung der Nachfrage dar, da die weitere Nutzung der Kernkraft und der Ausbau der Erneuerbare Energien als politisch determiniert angesehen werden. Aufgrund der Höhe der Gaspreise in der Schweiz im Vergleich zum Rest Europas ist die Produktion hier ökonomisch nur bedingt sinnvoll, da Importe zumeist günstiger sind. Verstärkt wird dieser Effekt, wenn Schweizer Gaskraftwerke mit günstigeren Technologien wie französischen Kernkraftwerken konkurrieren. Ausnahmen bilden Zeiten mit ausgelasteten Kuppelstellen, sonstige Importrestriktionen oder sehr hohe Preisniveaus im Ausland.

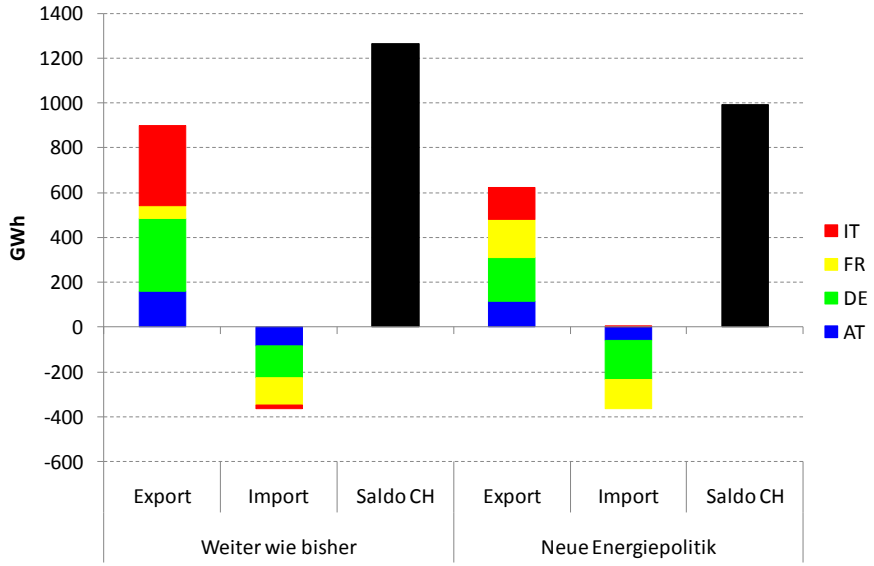
In der Folge ergibt sich für das Szenario „Weiter wie bisher“ ein Aussenhandelssaldo von -9,9 TWh und für das Szenario „Neue Energiepolitik“ ein Aussenhandelssaldo von 5,4 TWh (Abbildung 18-11). In beiden Szenarien sind umfangreiche Importe aus Frankreich zu beobachten. Grund hierfür sind die geringen Stromgestehungskosten französischer Kernkraftwerke, wie sie auch heute zu beobachten sind. Ein Grossteil dieser Importe wird insbesondere im Szenario „Neue Energiepolitik“ nach Italien weiter exportiert. Importe aus Italien sind in diesem Szenario auf die Produktion Erneuerbarer Energien zurück zu führen, die von der Schweiz aufgenommen wird. Dies stellt sich im Szenario „Weiter wie bisher“ anders da. Hier wird teilweise auch auf konventionelle italienische Kraftwerke zurückgegriffen, um die Last in der Schweiz zu decken. Auch wenn sich diese preislich kaum unterscheiden, kann so eine höhere Auslastung der Kraftwerke erreicht werden. Gleiches gilt auch für den Austausch mit Deutschland. Hinzu kommt in diesem Falle, dass Deutschland die Flexibilität des Schweizer Kraftwerkparks nutzt, um zum einen erneuerbare Energien zu integrieren und zum anderen den Einsatz konventioneller Energien besser gestalten zu können.

Abbildung 18-11: Aussenhandelssaldo und Austauschbeziehungen Schweiz ohne Smart Meter



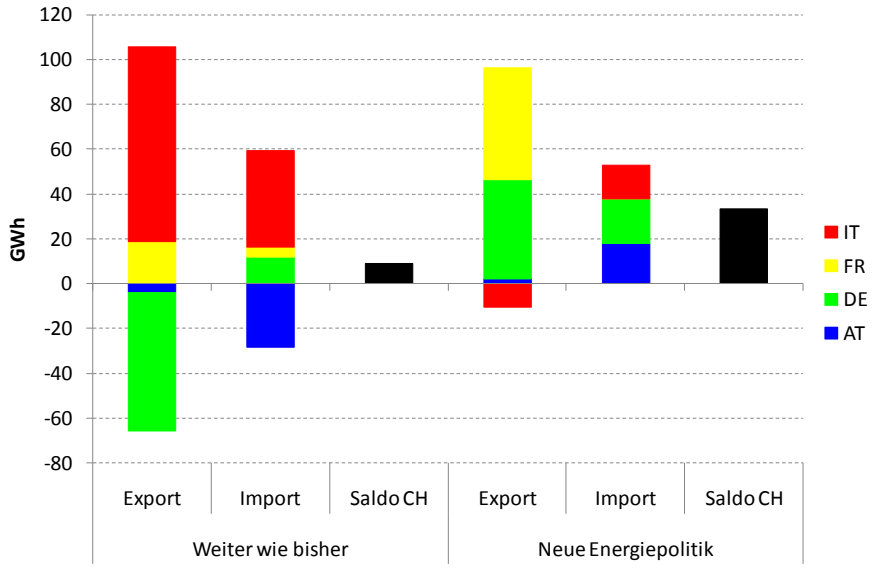
Mit dem Einsatz von Smart Metern in der Schweiz kommt es auch zu Veränderungen der Austauschbeziehungen. Für das Szenario „Weiter wie bisher“ verringert sich das AH-Defizit um 1,26 TWh. Insbesondere der Export Richtung Deutschland aber auch Richtung Italien und Österreich wird gesteigert. Grund hierfür sind frei werdende Kapazitäten mit geringeren Gestehungskosten, die nicht mehr zur Deckung der eigenen Nachfrage benötigt werden. Im Szenario „Neue Energiepolitik“ ist der Anstieg des AH-Saldos mit 0,9 TWh nicht ganz so stark ausgeprägt. Grund hierfür ist der absolut gesehen nicht ganz so grosse Rückgang der Nachfrage. Es sinken die Importe aus Frankreich und Deutschland, während Exporte in alle Nachbarländer steigen. Auch hier kann aufgrund günstiger Gestehungskosten insbesondere konventionelle Produktion im Ausland mit den freiwerdenden Kapazitäten verdrängt werden.

Abbildung 18-12: Veränderung des Aussenhandelssaldo und der Austauschmengen durch (Lastverschiebung + Lastreduktion)



Betrachtet man nur die Effekte, die sich aus der Lastverschiebung ergeben, fällt auf, dass der Anstieg des AH-Saldo mit 33,1 GWh im Szenario ”Neue Enegiepolitik” höher ausfällt als im Szenario ”Weiter wie bisher” mit 9,7 GWh. Grund hierfür sind die grösseren Einsparungen bei den Pumpspeicherkraftwerken im Szenario ”Neue Energiepolitik”, was in grösseren Strommengen resultiert, welche für den Export zur Verfügung stehen.

Abbildung 18-13: Veränderung des Aussenhandelssaldo und der Austauschmengen durch Smart Meter (Lastverschiebung)



18.4.7 Bewertung des Einsatzes von Smart Meter in der Schweiz

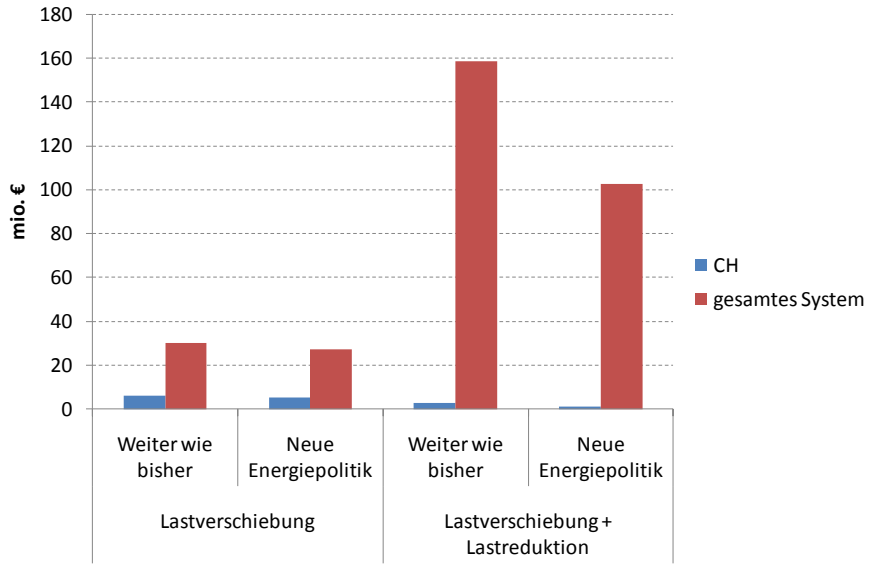
Zur Bewertung der Auswirkungen des Einsatzes von Smart Meter ist eine umfassende Kosten-Nutzen-Analyse notwendig. Hierzu müssen einerseits Kosten bestimmt werden und andererseits die resultierenden Erträge abgeschätzt werden. Da für die verschiedenen Akteure unterschiedliche Kosten und Nutzen entstehen, wird zunächst ein aggregierter gesamtwirtschaftlicher Nutzen ermittelt, auf dem basierend eine Aufteilung auf die einzelnen Akteure vorgenommen wird. Dieses Vorgehen wird auch in der allgemeinen Fachliteratur präferiert (vgl. bspw. Nas 1996). Der allgemeinen wohlfahrtsökonomischen Theorie folgend kann zwischen der Bestimmung der Gesamtwohlfahrt und der Verteilung etwaiger Verluste und Gewinne unterschieden werden. Daher fokussiert sich diese Analyse auf die Ermittlung der gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen eines Einsatzes von Smart Meter (ohne direkte Kosten bei den Konsumenten). Grundsätzlich ist ein Vorhaben dann ökonomisch sinnvoll, wenn der ökonomische Nutzen die Kosten des Vorhabens überschreitet.

a) Systemkosten

Bei diesem Ansatz werden die gesamten Systemkosten (variable und fixe Betriebskosten für genutzte Kraftwerke) eines Modelllaufs ohne den Einsatz von Smart Meter mit den gesamten Systemkosten eines Modelllaufs mit dem Einsatz von Smart Meter verglichen. Diese Differenz kann als gesamtwirtschaftlicher Nutzen interpretiert werden. Übersteigt der gesamtwirtschaftliche Nutzen die Kosten des Ausbaus, so ist der Ausbau aus gesellschaftlicher ökonomischer Sicht wünschenswert.

Durch die Veränderungen im Kraftwerkseinsatz (vgl. Abschnitt 18.4.3) und der Schweizer Nachfrage kommt es auch zu Änderungen bei den Betriebskosten. Diese Veränderungen sind in Abbildung 18-14 dargestellt. Hierbei ergeben sich allein durch die Verschiebung für das Gesamtsystem Einsparungen von 30 Mio. € für das Szenario „Weiter wie bisher“ und 27 Mio. € für das Szenario „Neue Energiepolitik“. Berücksichtigt man zudem die Lastreduktion so belaufen sich die Einsparungen auf 159 Mio. € für das Szenario „Weiter wie bisher“ und 103 Mio. € für das Szenario „Neue Energiepolitik“. Für die Schweiz fallen die Effekte nicht so deutlich aus. Hier verringern sich die Kosten durch die Lastverschiebung um 6,0 Mio. € im Szenario „Weiter wie bisher“ und um 5,4 Mio. € im Szenario „Neue Energiepolitik“. Berücksichtigt man zusätzlich die Lastreduktion, ergeben sich nur noch Kosteneinsparungen in Höhe von 2,6 Mio. € im Szenario „Weiter wie bisher“ und um 1,1 Mio. € im Szenario „Neue Energiepolitik“. Die geringen Kosteneinsparungen in der Schweiz im Verhältnis zum Gesamtsystem ergeben sich durch die nahezu unveränderte Produktion. Da die Nachfragereduktion in der Schweiz vor allem zum Produktionsrückgang ausserhalb der Schweiz führt, findet sich hier auch der Hauptteil der Kosteneinsparungen. Die Verstetigung der Lastkurve führt zudem zu Kosteneinsparungen durch die zusätzliche Integration erneuerbarer Energien, welche teurere konventionelle Produktion ersetzen. Hinzu kommen Einsparungen durch die verbesserten Möglichkeiten zur Bereitstellung von notwendigen Systemdienstleistungen, insbesondere durch Speicherwasserkraftwerke. Der Rückgang der Kosteneinsparungen bei zusätzlicher Lastreduktion in der Schweiz ist durch die veränderten Austauschbeziehungen zu erklären, welche einen stärkeren Rückgang der Systemkosten in der Schweiz verhindern.

Abbildung 18-14: Einsparungen der Betriebskosten durch den Einsatz von Smart Meter



Bei der regionalen Betrachtung ist zu beachten, dass diese nicht um den Aussenhandel korrigiert wurde. Sinkt mit dem Einsatz von Smart Meter die Nachfrage in der Schweiz, so können die freiwerdenden Mengen exportiert werden (vgl. Abschnitt 18.4.6) und die dabei erzielten Erlöse entlasten die von den Schweizer Bürgern zu tragenden Kosten der Energieversorgung. Dieser Effekt ist in Abbildung 18-14 für die Schweiz nicht berücksichtigt, wird jedoch im nachfolgenden Abschnitt untersucht.

b) Länderspezifische Verteilungseffekte

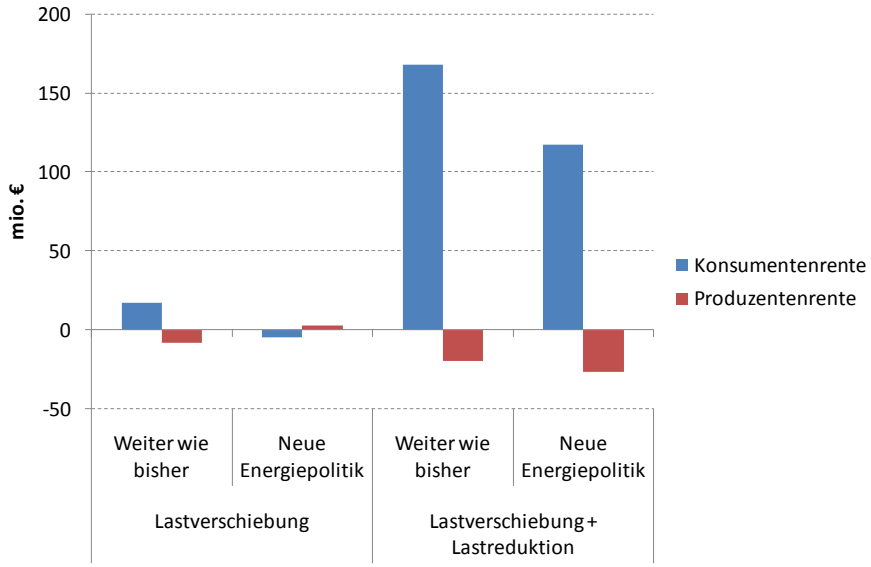
Neben der Entwicklung der Gesamtwohlfahrt ist auch die Verteilung der Gewinne auf Produzenten und Konsumenten von Interesse. Hierbei handelt es sich um eine erste Abschätzung, die keine politische Umverteilung und Eingriffe in den Markt berücksichtigt. Ausserdem werden die Kosten der Smart Meter für den Konsumenten, die an anderer Stelle quantifiziert werden, hier nicht eingerechnet. Als Mass für die Wohlfahrtsveränderungen werden hier die Produzenten- und Konsumentenrente gewählt.

Veränderungen bei der Konsumentenrente entsprechen der Veränderung der Preise multipliziert mit der nachgefragten Menge in dem jeweiligen Land. Die Veränderung der Konsumentenrente in einem Land resultiert aus den Preis- und Nachfrageunterschieden zwischen den Läufen 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 in einem Land 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.

Abbildung 18-15: Veränderung der Schweizer Produzenten- und Konsumentenrente durch den Einsatz von Smart Meter



Die Veränderung der einzelnen Renten in der Schweiz ist in Abbildung 18-15 dargestellt. Hauptursache für die Veränderungen ist der Rückgang der Schweizer Nachfrage verglichen mit der Verschiebung der Last, wodurch insbesondere die Kosten für die Haushalte sinken. 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 Absatz im heimischen Markt verloren, allerdings kann aufgrund der guten Vernetzung im europäischen Versorgungssystem der Absatz im Ausland gesteigert werden (siehe Abschnitt 18.4.6). Dies führt in Summe nur zu einem leichten Rückgang der Schweizer Produzentenrente. Jedoch sind in diesem Falle 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.

18.5 Zusammenfassung und Fazit

Der volkswirtschaftliche Nutzen des Einsatzes von Smart Meter liegen nach den durchgeführten Modellrechnungen bei 159 Mio. € im Szenario „Weiter wie bisher“ und 103 Mio. € im

Szenario „Neue Energiepolitik“ für das Jahr 2035. Die Hauptursache liegt in der Nachfragereduktion begründet, die Verschiebungen der Last haben im Vergleich nur eine untergeordnete Bedeutung. Die Effekte hieraus betragen 30 Mio. € im Szenario „Weiter wie bisher“ und 27 Mio. € im Szenario „Neue Energiepolitik“ Diese Kosteneinsparungen geben einen Hinweis auf den Gesamtnutzen des Projekts für das europäische Elektrizitätssystem. Schaut man sich die einzelnen Akteure an, kann bei den Schweizer Konsumenten die grösste Verbesserung festgestellt werden, während sich die Schweizer Produzenten leicht schlechter stellen. Durch die zusätzliche Integration erneuerbarer Energien und den verminderten Rückgang des Einsatzes thermischer Kraftwerk aufgrund der Nachfragereduktion können zudem CO2-Emissionen vermieden werden.

18.6 Quellenverzeichnis

Nas, T. F. (1996)
Cost-Benefit Analysis: Theory and Application, Thousand Oaks.

Spiecker, S., Weber, C.(2001)
Integration of Fluctuating Renewable Energy - a German Case Study. In: Proceedings of the IEEE Power and Energy Society 2011 General Meeting, Detroit.

Swider, D., Weber, C. (2007)
The Costs of Wind's Intermittency in Germany: Application of a Stochastic Electricity Market Model. In: European Transactions on Electrical Power Nr. 17, S. 151-172.

Tuohy, A., Meibom, P., Denny, E., O’Malley, M. (2009)
Unit Commitment for Systems With Significant Wind Penetration. In: IEEE Transactions on Power Systems Nr. 2, S. 592-601.

19 Anhang G: Experteninterviews

Mit folgenden Personen wurden im Rahmen des Smart Meter Impact Assessments Interviews durchgeführt.

- Rolf Adam, Cisco
- Daniel Berner, BKW FMB Energie AG
- Peter Betz, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE)
- Markus Bill, Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom
- Lionel Boson, CKW – Central schweizerische Kraftwerke AG
- Christian Brunner, Alpiq Suisse AG
- Roland Dähler, Optimatik
- Lothar Degenhardt, Siemens Schweiz AG
- Elgar Fleisch, ETH Zürich & Universität St. Gallen
- Martin Geidel, Swissgrid
- Sebastian Gölz, Fraunhofer ISE
- Tobias Graml, BEN Energy AG
- Alexander Horch, ABB
- Peter Kaffenberger, EKZ – Elektrizitätswerke des Kantons Zürich
- Peter Kieffer, Landis + Gyr
- Tilo Krause, ETH Zürich
- Lukas Küng, Elektrizitätswerk der Stadt Zürich ewz
- Stefan Linder, ABB
- Hendrik la Roi, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE)
- Hans-Rudolf Luternauer, ewz - Elektrizitätswerk der Stadt Zürich
- Jan Marckhoff, BEN Energy AG
- Simon Maurer, ex-Swisscom AG
- Stefan Muster, Konferenz kantonaler Energiedirektoren EnDK
- Matthias Rauh, Horvath & Partners
- Sara Stalder, Stiftung für Konsumentenschutz
- Heiner Tschopp, IBM
- Peter Walter, EKT AG – Elektrizitätswerk des Kantons Thurgau
- Herbert Wanner, Cisco
- Matthias Ziehl, Bundesamt für Kommunikation BAKOM

20 Anhang H: Rechtsvergleichende Darstellung des geltenden und des geplanten Regulierungsrahmens in der EU

20.1 Einleitung

Smart Metering ist Gegenstand der politischen Debatte und entsprechender rechtlicher Auseinandersetzungen in der Europäischen Union. Eine Auseinandersetzung mit diesen Normen im Hinblick auf die generierten Anreize im Sinne eines "lessons learned"-Ansatzes bietet der nachfolgende Rechtsvergleich. Die nachstehenden Ausführungen beinhalten entsprechend eine rechtsvergleichende Beschreibung der thematisch einschlägigen Normen der Europäischen Union im Bereich Energierecht, Datenschutz und Telekommunikation sowie eine Analyse und Beurteilung der Europakompatibilität der derzeitigen Regulierungsempfehlungen.

Das in Kapitel 11 rechtlich analysierte Szenario steht grundsätzlich nicht im Widerspruch mit dem europäischen Rechtsrahmen. Die Europäische Union visiert einen anderen Zeitrahmen an (Rollout mit 80% Abdeckung bis 2020 statt 2025 wie im analysierten Szenario) und sieht Smart Meter als Mittel zur Verbesserung der Verbraucherinformation und Messung; der Einsatz von Smart Metering als Bestandteil von Smart Grids steht (noch) im Hintergrund. Mit dem Telekommunikationsrahmen der EU wären die hier vorgeschlagenen Erleichterungen für die Powerline Communication zur Ermöglichung von Outsourcing des Smart Meter Betriebs an Dritte nicht vollständig kompatibel. Die zur Sicherung des gegenseitigen Marktzugangs im Telekommunikationsbereich normalerweise angestrebte, vollständige Angleichung in diesem Bereich erscheint hier allerdings nicht als bedeutsam.

Was den Datenschutz betrifft, so ist Smart Metering auch im Europäischen Recht dem allgemeinen Rechtsrahmen unterworfen. Es gibt keinen Spezialerlass für Smart Metering und ein solcher ist auch nicht geplant. In Planung eine Datenschutz-Reform, die zwar auf Datensammlungen und elektronische Netzwerke fokussiert, aber auch Auswirkungen auf die datenschutzrechtliche Anforderungen an Smart Metering in der EU zeitigen wird. Die europäische Task Force Smart Grid hat Mitte 2011 eher vage Empfehlungen zu Smart Metering und Datenschutz sowie -sicherheit formuliert, die im Ergebnis jenen des EDÖB gleichen. Die Task Force fordert eine Minimierung der Aufbewahrung von Daten und volle Transparenz betreffend deren Sammlung und Verarbeitung.

20.2 Smart Metering im Regulierungsrecht der Europäischen Union

20.2.1 Vorbemerkung

Intelligente Stromzähler (Smart Meter) sind innerhalb des Elektrizitätsversorgungssystems grundsätzlich auf unterschiedlichen Ebenen einsetzbar. Abhängig davon, welche Funktionen Smart Meter wahrnehmen sollen, stellen sich unterschiedliche regulierungsrechtliche Fragen.

Das geltende europäische Recht unterscheidet implizit zwischen den folgenden Einsatzebenen von Smart Metering:

- Verbraucherinformation und Messung

  Durch erhöhte Transparenz der Stromabrechnung sollen Smart Meter dazu beitragen, Konsumenten zur Senkung ihres Energieverbrauchs zu animieren. Der Smart Meter soll die Konsumenten mit ausreichenden Informationen über ihren Verbrauch (einschliesslich der tatsächlichen Nutzungszeit) versorgen, damit diese besser fundierte Entscheidungen hinsichtlich ihres individuellen Elektrizitätsverbrauchs treffen können.[113]

- Smart Grids und Demand Response

  Als Bestandteil einer intelligenten Netzinfrastruktur (sog. Smart Grid) sollen Smart Meter neben der blossen Informationsbereitstellung auch der Steuerung von Lasten und der besseren Überwachung der Stromnetze dienen.[114] Das heisst, zwischen verschiedenen Marktakteuren (z.B. Netzbetreiber, Konsumenten, Produzenten, Elektrizitätshändlern) soll ein Informationsaustausch stattfinden.

20.2.2 Geltendes Europäisches Recht mit Bezug zu Smart Metering

Wie nachfolgend gezeigt wird, legt das bestehende europäische Regulierungsrecht den Fokus auf die Einsatzebene „Verbraucherinformation und Messung". Der Einsatz von Smart Meter als Bestandteil von Smart Grids findet im europäischen Recht dagegen bloss am Rande oder sogar nur implizit Erwähnung. Konkrete regulatorische Normen fehlen bislang.

Endenergieeffizienzrichtlinie (2006/32/EG)[115]

Gemäss Art. 13 Abs. 1 der Richtlinie haben die Mitgliedsstaaten sicherzustellen, dass u.a. im Strombereich alle Endkunden individuelle Zähler erhalten, welche den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegeln, soweit dies technisch machbar, finanziell vertretbar und im Verhältnis zu den potenziellen Energieeinsparungen angemessen ist.

Hintergrund dieser Regelung ist die Annahme, dass Anreize für Energieeinsparungen geschaffen werden, wenn Verbraucher Zugang zu objektiven und transparenten Verbrauchsdaten haben sowie ausreichend häufig über die Energiekosten informiert werden.[116]

Die Endenergieeffizienzrichtlinie fokussiert somit klar auf den Einsatz von Smart Metering im Dienste der Verbraucherinformation und Messung.

---

[113] Vgl. E. 29, Richtlinie 2006/32/EG des europäischen Parlamentes und des Rates vom 5. April 2006 über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen und zur Aufhebung der Richtlinie 93/76/EWG des Rates.

[114] Europäische Kommission, Task Force for Smart Grids – Expert Group 3, Roles and Responsibilities of Actors involved in the Smart Grids Deployment, EG3 Deliverable vom 4. April 2011, S. 9, abrufbar unter: <http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/expert_group3.pdf>.

[115] Richtlinie 2006/32/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 5. April 2006 über die Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen und zur Aufhebung der Richtlinie 93/76/EWG des Rates.

[116] Vgl. E. 50, Richtlinie 2009/72/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG.

Zur Finanzierung bzw. Subventionierung von Energieeffizienzmassnahmen (einschliesslich einer verbesserten Verbrauchserfassung und informativen Abrechnung) sieht die Richtlinie die Einrichtung von Fonds durch die Mitgliedsstaaten vor (Art. 11 Abs. 1).

Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie (2009/72/EG)[117]

Art. 3 Abs. 11 der Richtlinie sieht vor, dass die Mitgliedstaaten zur Förderung der Energieeffizienz Elektrizitätsunternehmen nachdrücklich empfehlen, den Stromverbrauch zu optimieren. Als Beispiele werden Angebote von Energiemanagementdienstleistungen, die Entwicklung neuartiger Preismodelle oder die Einführung intelligenter Messsysteme bzw. intelligenter Netze genannt.

Die Richtlinie nimmt damit Bezug auf beide Einsatzebenen von Smart Metering.

Anhang I Ziff. 2 der Richtlinie legt sodann fest, dass in allen EU-Mitgliedstaaten bis 2020 mindestens 80% der Haushalte mit intelligenten Zählern ausgestattet werden müssen, falls die einzelnen Mitgliedstaaten die Einführung von Smart Metering wirtschaftlich positiv bewerten. Für ihre Bewertungen haben die Mitgliedstaaten Zeit bis zum 3. September 2012.

Erneuerbare-Energien-Richtlinie (2009/28/EG)[118]

Art. 16 Abs. 1 der Richtlinie verpflichtet die Mitgliedstaaten, geeignete Schritte zu ergreifen, damit die Netzinfrastruktur, intelligente Netze und Speicheranlagen ausgebaut werden können. Diese Massnahmen werden als notwendig erachtet, um den sicheren Betrieb des Elektrizitätssystems zu ermöglichen, während die Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energiequellen weiterentwickelt wird.

Damit äussert sich die Richtlinie nicht direkt zu Smart Metering. Unter den Begriff von intelligenten Netzen werden intelligente Messsysteme, d.h. Smart Metering, aber grundsätzlich subsumiert.

Messgeräterichtlinie (2004/22/EG)[119]

Die Messgeräterichtlinie regelt das erstmalige Inverkehrbringen von Messgeräten, u.a. Elektrizitätszähler mit Wirkverbrauch.[120] Besagte Richtlinie fällt unter das Abkommen der Schweiz

[117] Richtlinie 2009/72/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG.

[118] Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschliessenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG.

[119] Richtlinie 2004/22/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 31. März 2004 über Messgeräte.

[120] Vgl. Anhang MI-003 von RL 2004/22/EG.

mit der Europäischen Gemeinschaft über die gegenseitige Anerkennung von Konformitätsbewertungen (MRA).[121] Die Ersteichung von Messgeräten in staatlich anerkannten Prüfstellen wird entsprechend durch Konformitätserklärungen des Herstellers ersetzt.

20.2.3 Aktuelle Regulierungsentwicklungen

Revision der Endenergieeffizienz-Richtlinie

Basierend auf einem umfangreichen Impact Assessment[122] hat die europäische Kommission am 22. Juni 2011 einen Vorschlag für eine revidierte Richtlinie zur Energieeffizienz publiziert, welche die Richtlinien 2004/8/EG (Kraft-Wärme-Kopplungs-Richtlinie) sowie 2006/32/EG ersetzen soll.[123] Gemäss Art. 8 Abs. 1 des Richtlinien-Entwurfs soll der Einsatz von Smart Metering zukünftig vorgeschrieben werden. Des Weiteren sind Mindestanforderungen an die Erfassung des individuellen Energieverbrauchs und die Häufigkeit der Abrechnung auf der Grundlage des tatsächlichen Verbrauchs vorgesehen, um die Endkunden in die Lage zu versetzen, ihren eigenen Energieverbrauch zu steuern (Anhang VI i.V.m. Art. 8 des Richtlinien-Entwurfs).

Damit geht der Revisionsentwurf wie die schon bestehende Endenergieeffizienz-Richtlinie vom Einsatz von Smart Metering zur Messung und verbesserten Verbraucherinformation aus.

Task Force Smart Grids

Wegen der erheblichen technischen und wirtschaftlichen Potentiale einer intelligenten Netzinfrastruktur (sog. Smart Grids), strebt die europäische Union eine Transformation der bestehenden Übertragungs- und Verteilnetze hin zu intelligenten Netzen an.

Im November 2009 beschloss die Europäische Kommission, eine „Task Force Smart Grids“ einzusetzen. Diese erhielt den Auftrag, Umsetzungshindernisse beim Ausbau intelligenter Netze und Messsysteme zu identifizieren und anschliessend regulatorische Empfehlungen zu formulieren. Damit soll innerhalb der EU eine „konsistente, kosteneffektive, effiziente und ge-

---

[121] Anhang I Kapitel 11 Abschnitt 1 Abkommen vom 21. Juni 1999 zwischen der Schweizerischen Eidgenossenschaft und der Europäischen Gemeinschaft über die gegenseitige Anerkennung von Konformitätsbewertungen (MRA; SR 0.946.526.81).

[122] Europäische Kommission, Impact Assessment, Begleitdokument zum Vorschlag vom 22. Juni 2011 für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rats zur Energieeffizienz und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG, abrufbar unter: <http://ec.europa.eu/energy/efficiency/eed/doc/2011_directive/sec_2011_0779_impact_assessment.pdf>.

[123] Europäische Kommission, Vorschlag vom 22. Juni 2011 für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rats zur Energieeffizienz und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG, abrufbar unter: < http://ec.europa.eu/energy/efficiency/eed/eed_en.htm>.

rechte Implementierung von Smart Grids sowie einen flächendeckenden Rollout von Smart Metering sichergestellt werden".[124]

Die Task Force teilte sich dazu in drei Expertengruppen auf:[125]

- Expertengruppe 1 widmete sich den Funktionalitäten und Dienstleistungen von Smart Grids und Smart Metering, einschliesslich technischer Minimalanforderungen und Standards zur Sicherstellung der Interoperabilität.
- Expertengruppe 2 befasste sich mit Fragen des Datenschutzes.
- Expertengruppe 3 beschäftigte sich mit den Rollen und Verantwortlichkeiten der involvierten Akteure (z.B. Kostentragung, Voraussetzungen für Lastabwurf, etc.)

Im Frühjahr 2011 reichten die Expertengruppen 1 und 3 ihre Schlussberichte ein. Bei Expertengruppe 2 ergaben sich Verzögerungen. Der Schlussbericht sollte bis Ende 2011 fertiggestellt werden[126], gegenwärtig steht allerdings erst ein Entwurf zur Verfügung.

Aus regulatorischer Sicht interessiert vorliegend primär der Schlussbericht der Expertengruppe 3. Dieser enthält Empfehlungen für die Schnittstellen im Elektrizitätsversorgungssystem (zwischen Übertragungsnetz- und Verteilnetzbetreibern, Konsumenten, Produzenten und weitere Akteuren) sowie für die Kostentragung. In Bezug auf Smart Metering beschränken sich die Empfehlungen für die Schnittstellen auf die Förderung von technischer Standardisierung und Interoperabilität.[127] Darüber hinaus wird empfohlen, dass Verteilnetzbetreiber für die Sammlung der Verbrauchsdaten (mittels Smart Meter) verantwortlich sein sollten, damit diese Daten anschliessend zuverlässig und auf nicht diskriminierende Weise an lizenzierte Dienstleister (z.B. Datenaggregatoren) weitergegeben werden können.

Hinsichtlich der Kostentragung empfiehlt die Expertengruppe die Orientierung am Verursacherprinzip. Sie favorisiert damit grundsätzlich marktliche Lösungen (Output-Regulierung durch Anreize und/oder Minimalanforderungen) und spricht sich für Zurückhaltung aus bei der Gewährung von Subventionen.[128] Letztere seien nur gerechtfertigt, wenn ein klarer gesellschaftlicher Nutzen bestehe und die Industrie ohne finanzielle Unterstützung überhaupt nicht investieren würde.

---

[124] Steuerungskommittee der Task Force Smart Grids, Vision and Work Programme vom 1. März 2010, S. 1 ff., abrufbar unter: <http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/work_programme.pdf>.

[125] Steuerungskommittee der Task Force Smart Grids, Vision and Work Programme vom 1. März 2010, S. 8 ff., abrufbar unter: <http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/work_programme.pdf>; Eine vierte Expertengruppe befasste sich mit verwandten Fragen im Gassektor. Dies ist für die vorliegenden Betrachtungen aber nicht von Relevanz.

[126] Steuerungskommittee der Task Force Smart Grids, Neunte Sitzung vom 15. Juni 2011, abrufbar unter: < http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/taskforce_en.htm>.

[127] Europäische Kommission, Task Force for Smart Grids – Expert Group 3, Roles and Responsibilities of Actors involved in the Smart Grids Deployment, EG3 Deliverable vom 4. April 2011, S. 12 f., abrufbar unter: <http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/expert_group3.pdf>.

[128] Europäische Kommission, Task Force for Smart Grids – Expert Group 3, Roles and Responsibilities of Actors involved in the Smart Grids Deployment, EG3 Deliverable vom 4. April 2011, S. 22, abrufbar unter: <http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/expert_group3.pdf>.

Schliesslich hält der Bericht fest, dass es Aufgabe der (europäischen und nationalen) Legislative sein wird, einen geeigneten Rechtsrahmen für den Rollout von Smart Metering auszuarbeiten. Als konkrete Regelungsgegenstände werden dabei insbesondere Lastmanagement, Tarifmodelle sowie Datenschutz erwähnt.[129] Wesentliche regulatorische Entscheidungen betreffend den flächendeckenden Rollout von Smart Metering in der europäischen Union stehen damit noch bevor.

Energy Roadmap 2050

Mitte Dezember 2011 hat die Europäische Kommission den Energiefahrplan 2050 (Energy Roadmap 2050) vorgestellt. Der Fahrplan bildet den Rahmen für die längerfristigen Ziele und Grundsatzentscheidungen der europäischen Energiepolitik. Er ist damit Impulsgeber für politische Initiativen zu spezifischen Bereichen der Energiepolitik der Europäischen Union und ihrer Mitgliedstaaten.[130]

Smart Metering als Technologie zur Verbesserung der Energieeffizienz sowie zur Steuerung der Energienachfrage findet im Energiefahrplan 2050 explizite Erwähnung.[131] Es ist folglich davon auszugehen, dass im europäischen Recht zukünftig weitere neue oder ergänzende regulatorische Rechtsgrundlagen mit Bezug zu Smart Metering geschaffen werden.

20.2.4 Fazit

Im geltenden europäischen Recht, namentlich in der Endenergieeffizienz- und der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie, stehen Regelungen zum Einsatz von Smart Metering zur verbesserten Verbraucherinformation und Messung im Zentrum. Zunehmend rückt aber auch der Einsatz von Smart Metering als Bestandteil von Smart Grids in den Fokus der Legislative.

Wesentliche Regulierungsfragen im Zusammenhang mit dem angestrebten europaweiten Smart-Meter-Rollout (wie z.B. die Kostentragung oder die Ausgestaltung von Lastmanagement und Tarifmodellen) sind bisher rechtlich nicht geregelt.

Aufgrund der aktuellen Entwicklungen (Task Force Smart Grids) sind zukünftig allerdings klarere rechtliche bzw. regulatorische Rahmenbedingungen zu erwarten.

---

[129] Europäische Kommission, Task Force for Smart Grids – Expert Group 3, Roles and Responsibilities of Actors involved in the Smart Grids Deployment, EG3 Deliverable vom 4. April 2011, S. 34, abrufbar unter: <http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/expert_group3.pdf>.

[130] Europäische Kommission, Energiefahrplan 2050, Pressemitteilung vom 15. Dezember 2011.

[131] Europäische Kommission, Energiefahrplan 2050

20.3 Smart Metering im Datenschutzrecht der Europäischen Union

20.3.1 Vorbemerkung

Intelligente Stromzähler (Smart Meter) sind innerhalb des Elektrizitätsversorgungssystems grundsätzlich auf unterschiedlichen Ebenen einsetzbar. Abhängig davon, welche Funktionen Smart Metering wahrnehmen sollen, stellen sich unterschiedliche regulierungsrechtliche Fragen.

Das geltende europäische Recht unterscheidet implizit zwischen den folgenden Einsatzebenen von Smart Metering:

- Verbraucherinformation und Messung

  Durch erhöhte Transparenz der Stromabrechnung sollen Smart Meter dazu beitragen, Konsumenten zur Senkung ihres Energieverbrauchs zu animieren. Der Smart Meter soll die Konsumenten mit ausreichenden Informationen über ihren Verbrauch (einschliesslich der tatsächlichen Nutzungszeit) versorgen, damit diese besser fundierte Entscheidungen hinsichtlich ihres individuellen Elektrizitätsverbrauchs treffen können.[132]

- Smart Grids und Demand Response

  Als Bestandteil einer intelligenten Netzinfrastruktur (sog. Smart Grid) sollen Smart Meter neben der blossen Informationsbereitstellung auch der Steuerung von Lasten und der besseren Überwachung der Stromnetze dienen.[133] Das heisst, zwischen verschiedenen Marktakteuren (z.B. Netzbetreiber, Konsumenten, Produzenten, Elektrizitätshändlern) soll ein Informationsaustausch stattfinden.

20.3.2 Geltendes Europäisches Recht mit Bezug zu Smart Metering

Der Datenschutz beim Smart Metering wird im Europäischen Recht nicht durch einen Spezialerlass geregelt, sondern ist wie in der Schweiz dem allgemeinen Rechtsrahmen des Datenschutzes unterworfen. Dieser wird gebildet durch die Grundrechtscharta, die Datenschutzrichtlinie, die Richtlinie über die Vorratsspeicherung von Daten und die Datenschutzrichtlinie für elektronische Kommunikation (sowie die Richtlinie 2009/136/EG, welche letztere ergänzt).

Stellungnahme der Art. 29 Working Group

In ihrer Stellungnahme 12/2011, angenommen am 4. April 2011, hat die Artikel-29-Datenschutzgruppe sich zum rechtlichen Rahmen des Smart Meterings geäussert. In ihren Ausführungen hält die Datenschutzgruppe fest, dass „es durch den Betrieb von intelligenten

---

[132] Vgl. E. 29, Richtlinie 2006/32/EG des europäischen Parlamentes und des Rates vom 5. April 2006 über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen und zur Aufhebung der Richtlinie 93/76/EWG des Rates.

[133] Europäische Kommission, Task Force for Smart Grids – Expert Group 3, Roles and Responsibilities of Actors involved in the Smart Grids Deployment, EG3 Deliverable vom 4. April 2011, S. 9, abrufbar unter: <http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/expert_group3.pdf>.

Verbrauchsmessgeräten – und im weiteren Sinne damit durch den Betrieb von jeder Weiterentwicklung intelligenter Stromversorgungsnetze und Geräte – zur Verarbeitung personenbezogener Daten gemäß der Definition in Artikel 2 der Richtlinie 95/46/EG [...] kommt."[134] Sie erachtet es ausserdem „aufgrund der zunehmenden Menge der verarbeiteten personenbezogenen Daten, der Möglichkeiten einer Fernsteuerung der Verbindung und der Wahrscheinlichkeit eines Energie-Profiling auf der Grundlage detaillierter Messgeräteablesungen unabdingbar, dass das Grundrecht der betroffenen Personen auf den Schutz ihrer Privatsphäre in angemessener Weise Berücksichtigung findet."

Europäische Grundrechtscharta (2010/C 83/02)[135]

Die Europäische Grundrechtscharta verleiht in Art. 7 jeder Person das Recht auf Achtung ihres Privatlebens und ihrer Kommunikation. Art. 8 verleiht das Recht auf Schutz von personenbezogenen Daten (Abs. 1), welche nur nach Treu und Glauben für festgelegte Zwecke und mit Einwilligung oder auf gesetzlicher Grundlage verarbeitet werden (Abs. 2).

Der Geltungsbereich der Grundrechtscharta erstreckt sich gemäss Art. 51 Abs. 1 auf Organe, Einrichtungen und sonstige Stellen der Europäischen Union und auf die Mitgliedsstaaten, soweit diese Unionsrecht ausführen. Damit ist die Charta für das Smart Metering und die damit verbundene Bearbeitung von Daten nur von eingeschränkter bzw. indirekter Bedeutung.

Datenschutzrichtlinie (95/46/EG)[136]

Besonders bedeutsam ist hingegen die bereits oben erwähnte Datenschutzrichtlinie. Anders als das Schweizerische Datenschutzgesetz findet sie nur auf natürliche Personen als Schutzobjekte Anwendung (Art. 1 Abs. 1).[137] Der sachliche Anwendungsbereich der Richtlinie erstreckt sich auf die ganz oder teilweise automatisierte Verarbeitung personenbezogener Daten und auf die nicht automatisierte Verarbeitung personenbezogener Daten, die in einer Datei gespeichert sind oder gespeichert werden sollen (Art. 3 Abs. 1). Smart Metering als digitale und automatisierte Übermittlung der Lastgangdaten fällt somit zweifellos in den Anwendungsbereich. Art. 2 lit. b RL 95/46 definiert „Verarbeitung" in etwa gleich, wie es das DSG tut, und erfasst sämtliche Vorgänge von der Erhebung bis zum Löschen von personenbezogenen Daten. Ob die Daten von einer juristischen oder einer natürliche Person, durch Private oder eine staatliche Behörde bearbeitet werden spielt dabei keine Rolle (Art. 2 lit. d).

---

[134] Vgl. S. 6.

[135] Charta der Grundrechte der Europäischen Union, abrufbar unter <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:C:2010:083:0389:0403:DE:PDF>.

[136] Richtlinie 95/46/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 24. Oktober 1995 zum Schutz natürlicher Personen bei der Verarbeitung personenbezogener Daten und zum freien Datenverkehr.

[137] Auf nationaler Ebene hingegen gehören teilweise auch juristische Personen zu den Schutzobjekten, z.B. in Österreich.

Die Grundsätze der Bearbeitung der Daten nach Art. 6 – 9 der Richtlinie ähneln jenen des DSG: Art. 6 Abs. 1 lit. a verlangt, dass Daten nach Treu und Glauben und rechtmässig bearbeitet werden, während lit. b und c eine eindeutige Zweckbestimmung fordern. Des Weiteren verlangt die Richtlinie die Richtigkeit der Daten (lit. d) und bestimmt, dass die Daten nicht länger gespeichert werden als für die Zweckerfüllung erforderlich (lit. e). Die Bearbeitung der Personendaten bedarf der Einwilligung der betroffenen Person oder eines von fünf weiteren Erlaubnistatbeständen (Art. 7).

Indem sie in Art. 10 den betroffenen Personen relativ umfassende Informationsrechte zugesteht, geht die RL 95/46 über das Auskunftsrecht des Schweizerischen DSG hinaus: Der Betroffene muss unter anderem vorab über die Identität des für die Verarbeitung Verantwortlichen (lit. a) und die Zweckbestimmung der Verarbeitung (lit. b) informiert werden.

Datenschutzrichtlinie für elektronische Kommunikation (2002/58/EG)[138]

Diese Richtlinie harmonisiert den Schutz des Rechts auf Privatsphäre bezüglich der Verarbeitung personenbezogener Daten im Bereich der elektronischen Kommunikation (Art. 1 Abs. 1). Im Gegensatz zur Datenschutzrichtlinie 95/46/EG ist sie auch auf juristische Personen anwendbar (Abs. 2). Für Smart Metering kann die Richtlinie dann Wirkung entfalten, wenn Messdaten über öffentlich zugängliche elektronische Kommunikationsdienste in öffentliche Kommunikationsnetzen übermittelt werden, sei es zum Netzbetreiber oder aber auch an ein mobiles Empfangsgerät des Nutzers selbst. In diesem Fall hat die Verarbeitung der Daten gemäss Art. 3 Abs. 1 den Vorschriften der Richtlinie zu genügen.

Neben der Vertraulichkeit der übertragenen Nachrichten nach Art. 5 im Allgemeinen sind für das Smart Metering allenfalls Art. 6 und 9 der Richtlinie von Bedeutung. Ersterer verlangt in Abs. 1 die Anonymisierung oder Löschung von „Verkehrsdaten, die sich auf Teilnehmer und Nutzer beziehen und vom Betreiber eines öffentlichen Kommunikationsnetzes oder eines öffentlich zugänglichen Kommunikationsdienstes verarbeitet und gespeichert werden […], sobald sie für die Übertragung einer Nachricht nicht mehr benötigt werden.“ Letzterer bezieht sich auf Standortdaten, die nach Art. 2 lit. c den geografischen Standort des Endgeräts eines Nutzers bezeichnen und welche nach Art. 9 Abs. 1 „nur im zur Bereitstellung von Diensten mit Zusatznutzen erforderlichen Maß und innerhalb des dafür erforderlichen Zeitraums verarbeitet werden [dürfen], wenn sie anonymisiert wurden oder wenn die Nutzer oder Teilnehmer ihre Einwilligung gegeben haben.“

[138] Richtlinie 2002/58/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 12. Juli 2002 über die Verarbeitung personenbezogener Daten und den Schutz der Privatsphäre in der elektronischen Kommunikation.

Richtlinie über die Vorratsspeicherung von Daten (2006/24/EG)[139]

Art. 3 Abs. 1 verpflichtet die Mitgliedstaaten der Europäischen Union für die vorrätige Speicherung von Daten zu sorgen, die von Anbietern von elektronischen von Kommunikationsdiensten oder Betreibern von öffentlichen Kommunikationsnetzen erzeugt oder verarbeitet werden.

Unter den verschiedenen Kategorien zu speichernder Daten nach Art. 5 dürften beim Smart Metering bzw. der Übermittlung von Messdaten über einen Internet-Dienst die folgenden von Bedeutung sein: Die IP (Abs. 1 lit. a Zif. 1. iii) sowie Datum und Uhrzeit der An- und Abmeldung beim Internetzugangsdienst auf der Grundlage einer bestimmten Zeitzone, zusammen mit der vom Internetzugangsanbieter einer Verbindung zugewiesenen dynamischen oder statischen IP-Adresse und die Benutzerkennung des Teilnehmers oder des registrierten Benutzers (Abs. 1 lit. c Zif. 2 i).

Die Richtlinie enthält in Art. 7 eine Spezialnorm, welche für die gespeicherten Daten ein Mindestmass an Sicherheit und Schutz gegenüber Manipulation, Löschung, Verbreitung (lit. b) sowie organisatorische Massnahmen zur Sicherstellung des ausschliesslichen Zugangs für ermächtigte Personen (lit. c) verlangt.

Richtlinie 2009/136/EG[140]

Richtlinie 2009/136/EG enthält Änderungen der Richtlinie 2002/58/EG und Ergänzungen dazu, welche die Datenübermittlung beim Smart Metering kaum betreffen dürften. Die oben zur Richtlinie 2002/58/EG gemachten Aussagen behalten ihre Gültigkeit.

20.3.3 Aktuelle Regulierungsentwicklungen

Reform des Europäischen Datenschutzrechtsrahmens

Am 25. Januar 2012 hat die Kommission die Neugestaltung des datenschutzrechtlichen Rahmens der Europäischen Union vorgeschlagen.[141] Die Reform darf als Antwort auf Entwicklungen im Bereich von Datensammlungen und sozialen Netzwerken in einer digitalen

---

[139] Richtlinie 2006/24/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 15. März 2006 über die Vorratsspeicherung von Daten, die bei der Bereitstellung öffentlich zugänglicher elektronischer Kommunikationsdienste oder öffentlicher Kommunikationsnetze erzeugt oder verarbeitet werden, und zur Änderung der Richtlinie 2002/58/EG.

[140] Richtlinie 2009/136/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. November 2009 zur Änderung der Richtlinie 2002/22/EG über den Universaldienst und Nutzerrechte bei elektronischen Kommunikationsnetzen und -diensten, der Richtlinie 2002/58/EG über die Verarbeitung personenbezogener Daten und den Schutz der Privatsphäre in der elektronischen Kommunikation und der Verordnung (EG) Nr. 2006/2004 über die Zusammenarbeit im Verbraucherschutz.

[141] KOM/2012/09, Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen, Der Schutz der Privatsphäre in einer vernetzten Welt Ein europäischer Datenschutzrahmen für das 21. Jahrhundert. <abrufbar unter http://ec.europa.eu/justice/newsroom/data-protection/news/120125_en.htm>

Umgebung bezeichnet werden sowie als Bestrebung das Funktionieren eines gemeinsamen Binnenmarktes zu erleichtern. Dieser neue Rechtsrahmen soll aus einer Datenschutz-Grundverordnung[142], welche die bisherige Datenschutzrichtlinie ersetzt, und einer neuen Richtlinie bestehen, die den Schutz personenbezogener Daten bei der Verhütung, Aufdeckung, Untersuchung oder Verfolgung von Straftaten und damit verbundenen justiziellen Tätigkeiten regelt.

Für das Smart Metering wird vorwiegend die Grundverordnung bedeutsam sein. Sie bezweckt den Schutz personenbezogener Daten natürlicher Personen (Art. 1 Abs. 2) und findet Anwendung auf die Verarbeitung von Daten durch Privatpersonen, nicht jedoch durch die Organe, Einrichtungen, Ämter und Agenturen der Europäischen Union (Art. 2 Abs. 2 lit. b). Die Verordnung enthält im Allgemeinen ähnliche Vorschriften zur Datenverarbeitung, wie sie die bisherige Datenschutzrichtlinie bereits kennt (Art. 5). Als wesentliche Neuerung ist das Recht auf Vergessenwerden und auf Löschung nach Art. 17 zu nennen, welches zwar im Kern auf im Internet bzw. sozialen Netzwerken offengelegte Information abzielt, unter Umstände jedoch auch beim Smart Metering Anwendung finden könnte. Neu ist auch das Recht auf Datenportabilität gemäss Art. 18, welches betroffenen Personen erlaubt, „von dem für die Verarbeitung Verantwortlichen eine Kopie der verarbeiteten Daten in einem von ihr weiter verwendbaren strukturierten gängigen elektronischen Format zu verlangen“ (Abs. 1). Die betroffene Person hat sodann auch das Recht, ihre Daten in ein anderes System zu überführen (Abs. 2).

Task Force Smart Grids

Die Expertengruppe 2 der im November 2009 von der Europäischen Kommission eingesetzten „Task Force Smart Grids“ hat in einem Entwurf ihres Schlussberichts vom Juni 2011 zu Datenschutz und –sicherheit in Smart Grids geäussert und Handlungsempfehlungen formuliert.

Die Empfehlungen sind insgesamt relativ vage gehalten. Zunächst empfiehlt die Expertengruppe in EG2.P1 zu bestätigen, dass die meisten Daten, die in Smart Grids erhoben werden, in Einklang mit der Stellungnahme der Artikel-29-Datenschutzgruppe als personenbezogene Daten bezeichnet werden können. Empfehlung EG2.P3 enthält die Förderung des Prinzips „Privacy by Design“ (und „by Default“), während EG2.P4 die Förderung von Privacy Impact Assessments zu Entwicklungen von Smart Grids vorschlägt. Die Expertengruppe 2 empfiehlt in EG2.P7 zudem Minimierung der Aufbewahrung von Daten und Transparenz bezüglich der Sammlung, Verarbeitung und Aufbewahrung von Daten.

Bezüglich der Datensicherheit von Smart Grids und mit dem Ziel, das Vertrauen in die Infrastruktur zu stärken, soll die Kommission den Aufbau von nationalen Zertifizierungsstellen für

[142] KOM/2012/11 endgültig, Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zum Schutz natürlicher Personen bei der Verarbeitung personenbezogener Daten und zum freien Datenverkehr (Datenschutz-Grundverordnung).

Smart Grids fördern. In EG2.M3 empfiehlt die Expertengruppe 2 ausserdem, die European Smart Meter Requirements zu einem technischen Standard weiter zu entwickeln.

20.3.4 Fazit

Mit Blick auf den oben beschriebenen Rechtsrahmen zum Datenschutz in der Europäischen Union lässt sich sagen, dass der Vorgang des Smart Metering den Vorschriften genügen kann, dass dies jedoch für die europäischen Netzbetreiber – wie auch für die Schweizerischen – mit grossen Herausforderungen bezüglich der Compliance verbunden sein wird.

Die Entwicklungen der Datenschutz-Reform und die Empfehlungen der Task Force Smart Grid, obschon erst als Entwurf vorgelegt, lassen erkennen, dass in absehbarer Zeit durch die Setzung von Standards, das Prinzip der „Privacy by Design“ rechtlich durchgesetzt werden dürfte, was vermutungsweise zu vereinfachter Einhaltung der Datenschutzvorschriften aber auch zu erhöhtem Vertrauen der Verbraucher in die Systeme führen dürfte.

20.4 Smart Metering im Telekommunikationsrecht der Europäischen Union

20.4.1 Vorbemerkung

Wie im Schweizerischen Rechtsrahmen gilt auch für die Anwendbarkeit der Bestimmungen des Telekommunikationsrechts Europäischen Union, dass diese zunächst von der Wahl der Mittel zur Übertragung der Messdaten vom Smart Meter zu den Stromanbietern abhängt. Nutzen die Stromnetzbetreiber für die Übertragung der Messdaten ein fremdes öffentliches Kommunikationsnetz, sind andere Vorschriften einschlägig, als wenn sie ein eigenes solches aufbauen oder die Daten über das Stromnetz abrufen.

20.4.2 Geltendes Europäisches Recht mit Bezug zu Smart Metering

Der Rechtsrahmen für Telekommunikation in der Europäischen Union wird im Wesentlichen von der Rahmenrichtlinie (2002/21/EG), der Zugangsrichtlinie (2002/19/EG), der Genehmigungsrichtlinie (2002/20/EG), der Universaldienstrichtlinie (2002/22/EG), der Richtlinie über den Wettbewerb auf den Märkten für elektronische Kommunikationsnetze und -dienste (2002/77/EG) sowie dem Telekom-Paket von 2009 – bestehend aus den Richtlinie 2009/136/EG und 2009/140/EG – gebildet. Aus dem Zweck der Datenübertragung beim Smart Metering, welcher eben nicht im Angebot von öffentlichen Kommunikationsdiensten besteht, ergibt sich, dass aus den oben genannten Erlassen im Normalfall nur die Rahmenrichtlinie und die Genehmigungsrichtlinie relevant sein werden.

Rahmenrichtlinie (2002/21/EG)[143]

Die Rahmenrichtlinie hat zum Zweck, einen harmonisierten Rahmen „für die Regulierung elektronischer Kommunikationsdienste und Kommunikationsnetze sowie zugehöriger Einrichtungen und zugehöriger Dienste zu schaffen." Sie enthält die Legaldefinitionen des Telekommunikationsrechts der Union, auf welche sich die Normen der übrigen Richtlinien beziehen. Art. 2 lit. a (geändert durch Richtlinie 2009/140/EG) definiert ein elektronisches Kommunikationsnetz als „Übertragungssysteme und gegebenenfalls Vermittlungs- und Leitwegeinrichtungen sowie anderweitige Ressourcen — einschließlich der nicht aktiven Netzbestandteile —, die die Übertragung von Signalen über Kabel, Funk, optische oder andere elektromagnetische Einrichtungen ermöglichen, einschließlich Satellitennetze, feste (leitungs- und paketvermittelte, einschließlich Internet) und mobile terrestrische Netze, Stromleitungssysteme, soweit sie zur Signalübertragung genutzt werden, Netze für Hör- und Fernsehfunk sowie Kabelfernsehnetze, unabhängig von der Art der übertragenen Informationen". Ein Übertragungssystem, welches lediglich der Auslesung und Übermittlung von Daten beim Smart Metering dient, dürfte somit unter den Begriff subsumiert werden.

Die Errichtung und der Betrieb des entsprechenden elektronischen Kommunikationsnetzes werden sodann als „Bereitstellung" im Sinne von Art. 2 lit. m gelten. Allerdings ist im Kontext von Smart Metering nicht von öffentlichen Kommunikationsnetzen (lit. d) auszugehen, ebenso wenig von elektronischen Kommunikationsdiensten (lit. c).

Genehmigungsrichtlinie (2002/20/EG)[144]

Art. 3 der Genehmigungsrichtlinie regelt die Allgemeingenehmigung zur Bereitstellung von elektronischen Kommunikationsnetzen. Die Mitgliedstaaten müssten gemäss Abs. 1 die Freiheit gewährleisten, ein derartiges Netz (gemäss den Bedingungen der Richtlinie) bereitzustellen.

Die Allgemeingenehmigung verleiht mit Art. 4 Abs. 1 das Recht, ein elektronisches Kommunikationsnetz bereitzustellen (lit. a) und einen Antrag auf Erteilung der notwendigen Rechte zur Installation der entsprechenden Einrichtungen prüfen zu lassen (lit. b). Die Prüfung eines solchen Antrags ist in Art. 11 der Rahmenrichtlinie („Wegerechte") geregelt.

Gemäss Art. 5 Abs. 1 der Genehmigungsrichtlinie sollen die Mitgliedstaaten, die Nutzung von Funkfrequenzen grundsätzlich durch Allgemeingenehmigungen ermöglichen. Die Erteilung individueller Nutzungsrechte soll nur geschehen, falls dies erforderlich ist.

Die Bedingungen für Allgemeingenehmigungen und Rechte zur Nutzung von Funkfrequenzen sind in einer sogenannten Maximalliste im Anhang der Richtlinie eingegrenzt. Dazu ge-

---

[143] Richtlinie 2002/21/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 7. März 2002 über einen gemeinsamen Rechtsrahmen für elektronische Kommunikationsnetze und -dienste (Rahmenrichtlinie)

[144] Richtlinie 2002/20/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 7. März 2002 über die Genehmigung elektronischer Kommunikationsnetze und -dienste (Genehmigungsrichtlinie).

hören u.a. Verwaltungsgebühren (Teil A Ziff. 2) Umweltschutzauflagen (Teil A Ziff. 5) sowie die „effektive und effiziente Frequenznutzung entsprechend der Richtlinie 2002/21/EG (Rahmenrichtlinie)“ (Teil B Ziff. 2; geändert durch Richtlinie 2009/140/EG).

Des Weiteren können die zuständigen Behörden von den Mitgliedstaaten ermächtigt werden, für die Nutzung von Funkfrequenzen oder die Installation von Einrichtungen „auf, über oder unter öffentlichem oder privatem Grundbesitz“ Entgelt zu verlangen (Art. 13).

20.4.3 Kommunikation über PLC und GPRS im Besonderen

Power Line Communication

Der Aufbau eines Systems für Power Line Communication (PLC) ist grundsätzlich nur von einer Allgemeingenehmigung gemäss Art. 3 der Genehmigungsrichtlinie abhängig.[145] Vorschriften zur Nutzung von Funkfrequenzen nach Art. 5 der Genehmigungsrichtlinie sind naturgemäss nicht einschlägig. Allerdings ist zusätzlich die Richtlinie über die elektromagnetische Verträglichkeit (2004/108/EG) zu berücksichtigen, welche auf Geräte und ortsfeste Anlagen anwendbar ist.[146] CENELEC, das Europäisches Komitee für elektrotechnische Normung, hat gestützt darauf den Standard EN 50412-2-1:2005 für Kommunikationsgeräte und -systeme auf elektrischen Niederspannungsnetzen im Frequenzbereich 1,6 MHz bis 30 MHz erlassen.

In der Schweiz ist der reine Betrieb von PLC im Grunde nicht der Meldepflicht unterworfen, solange keine Fernmeldedienste, also die fernmeldetechnische Übertragung von Information für Dritte (Art. 3 lit. b FMG), angeboten werden (Art. 4 FMG). Allerdings hat das BAKOM gestützt auf Art. 5a der Verordnung über Fernmeldeanlagen (FAV), welche das Bundesamt ermächtigen, technische und administrative Vorschriften zu PLC zu formulieren, um Störungen zu vermeiden, eine Meldepflicht erlassen (Art. 2.1 des Anhangs 5.1 zur Verordnung des Bundesamtes für Kommunikation vom 14. Juni 2002 über Fernmeldeanlagen). Sie gilt für „alle Betreiber von Telekommunikationsnetzen mit Powerline Communication Technologie im Starkstromnetz, einschliesslich Hausinstallationen, sowie an die Betreiber von Privatnetzen, die sich über mehrere nicht aneinander angrenzende Gebäude erstrecken“ (Art. 1.1).

Für entsprechende Fernmeldeanlagen dürfte zudem Art. 34 FMG bedeutsam sein, der das BAKOM ermächtigt, bei Störungen des Fernmeldeverkehrs oder des Rundfunks den Betrieb einer Fernmeldeanlage zu verbieten oder diese zu verändern, selbst wenn sie technischen Vorschriften entspricht.

---

[145] Empfehlung der Kommission vom 6. April 2005 zur elektronischen Breitband-Kommunikation über Stromleitungen (2005/292/EG), Grund 3.

[146] Richtlinie 2004/108/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 15. Dezember 2004 zur Angleichung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten über die elektromagnetische Verträglichkeit und zur Aufhebung der Richtlinie 89/336/EWG

General Packet Radio Service

Im Gegensatz zum Fall der leitungsgebundenen Kommunikation über das Stromnetz (PLC) wird bei der Kommunikation über General Packet Radio Service (GPRS) eine Funkfrequenz benutzt. Dies hat zur Folge, dass zusätzlich zur Allgemeingenehmigung gemäss Art. 3 der Genehmigungsrichtlinie ein Nutzungsrecht für die Funkfrequenz eingeholt werden muss. Die Bedingungen für ein solches sind - wie oben erwähnt – von den Mitgliedstaaten jedoch grundsätzlich in die Bedingungen für die Allgemeingenehmigung einzuschliessen (Art. 5 Genehmigungsrichtlinie). Auch für die Anlagen zur Kommunikation via GPRS-Technologie gelten ferner die Bestimmungen der Richtlinie über die elektromagnetische Verträglichkeit (2004/108/EG).

In der Schweiz ist das Funkspektrum der Konzessionierung unterworfen (Art. 22 FMG). Die Konzession wird nur erteilt, wenn gestützt auf den nationalen Frequenzzuweisungsplan genügend Frequenzen zur Verfügung stehen (Art. 23 Abs. 3 FMG). Die Verordnung über Frequenzmanagement und Funkkonzessionen (FKV) regelt den Inhalt der Konzessionen.

Da davon auszugehen ist, dass die Stromnetzbetreiber jedoch beim Smart Metering auf bestehende Telekommunikationseinrichtungen für die Übermittlung der Messdaten zurückgreifen – d.h. ein bestehendes GPRS-Netz nutzen und somit als blosse Nutzer bzw. Konsumenten der Telekommunikationsdienste via GPRS gelten – dürften die oben ausgeführten Vorschriften kaum auf sie anwendbar sein.

20.4.4 Fazit

Die beschriebenen Richtlinien der Europäischen Union bezwecken die Harmonisierung des Rechtsrahmens für Telekommunikation. Für das Smart Metering ist davon nur ein Teil von Bedeutung und zwar vor allem dann, wenn für die Übermittlung der Messdaten eigene Übertragungswege erstellt werden.

In diesem Fall sind die Rahmenrichtlinie und die Genehmigungsrichtlinie einschlägig, die eine Allgemeingenehmigung für die Bereitstellung von elektronischen Kommunikationsnetzen vorschreiben. Zu beachten ist, dass solche Netze auch den Bedingungen aus der Genehmigungsrichtlinie sowie aus deren Anhang genügen müssen, wenn sie nicht öffentlich sind.

Des Weiteren dürften beim Betrieb eigener Fernmeldeanlagen die Vorschriften der Richtlinie über elektromagnetische Verträglichkeit bedeutsam sein sowie technische Standards, welchen die Anlagen genügen müssen.

Spezifische Reformbestrebungen sind momentan auf Seiten der Europäischen Kommission nicht auszumachen. Von grösserem Interesse für die Anbieter und Betreiber von Stromnetzen werden deshalb die Veränderungen im Bereich der Kommunikations-technologien – insbesondere im Mobilfunk – sein. Soll vollständig auf eigene Anlagen gesetzt werden, scheint allerdings, nach dem gegenwärtigen Stand beurteilt, die für das Smart Metering naheliegende Wahl von PCL als Übermittlungstechnologie auch aus rechtlicher Sicht die einfachste zu sein, sowohl in der EU als auch in der Schweiz.