

# Lastverschiebungspotenziale in kleinen und mittleren Unter- nehmen und Erfolgsfaktoren zur Hebung dieser Potenziale

L. Karg  
A. von Jagwitz  
G. Baumgartner  
M. Wedler  
K. Kleine-Hegermann  
C. Jahn

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

## 8/2014

## **Impressum:**

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber:  
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie  
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:  
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien  
Leiter: DI Michael Paula

Liste sowie Downloadmöglichkeit aller Berichte dieser Reihe unter  
<http://www.nachhaltigwirtschaften.at>

# Lastverschiebungspotenziale in kleinen und mittleren Unternehmen und Erfolgsfaktoren zur Hebung dieser Potenziale

Ludwig Karg, Alexander von Jagwitz, Georg Baumgartner,  
Michael Wedler, Kerstin Kleine-Hegermann  
B.A.U.M. Consult GmbH in Zusammenarbeit  
mit der Salzburg AG

München/Salzburg, November 2013



## Inhaltsverzeichnis

<b>ABBILDUNGSVERZEICHNIS .....</b>	<b>7</b>
<b>TABELLENVERZEICHNIS .....</b>	<b>11</b>
<b>ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS .....</b>	<b>13</b>
<b>1 MANAGEMENT SUMMARY .....</b>	<b>14</b>
<b>1.1 Kurzfassung/Keyfacts .....</b>	<b>14</b>
1.1.1 Einordnung gewerblicher Flexibilitäten .....	15
1.1.2 Die Kern-Erkenntnisse aus bestehenden Studien .....	16
1.1.3 Die Kern-Erkenntnisse aus der Untersuchung von 30 Gewerbebetrieben in Salzburg .....	17
1.1.4 Geschäftsmodelle .....	17
<b>1.2 Erkenntnisse aus Analyse bestehender Studien aus Kap. 5 .....</b>	<b>18</b>
1.2.1 Erkenntnisse der Studien aus Österreich .....	19
1.2.2 Erkenntnisse der Studien aus Deutschland .....	19
1.2.3 Erkenntnisauszug „Branchen und Geräte“ .....	20
1.2.4 Erkenntnisauszug „Geschäftsmodelle & Umsetzung“ .....	21
1.2.5 Erkenntnisauszug „Empfehlung & Untersuchungsbedarf“ .....	21
<b>1.3 Untersuchung der Betriebe in Salzburg (Details siehe Kap. 6) .....</b>	<b>22</b>
1.3.1 Kernerkenntnis .....	22
1.3.2 Methode und Ergebnisse aus den Befragungen .....	22
1.3.3 Erfolgsfaktoren zur Flexibilisierung .....	24
1.3.4 Forschungsbedarf .....	24
<b>1.4 Ansätze für Geschäftsmodelle aus Kap. 7 .....</b>	<b>25</b>
1.4.1 Kernerkenntnisse .....	25
1.4.2 8 mögliche Honorierungsmodelle .....	25
1.4.3 Bewertung der 10 Geschäftsmodell-Varianten .....	25
<b>1.5 Fazit und Empfehlungen aus Kap. 8 .....</b>	<b>27</b>
1.5.1 Empfehlungen an die Netzbetreiber .....	27
1.5.2 Empfehlung an die Regulierung und Marktgestaltung .....	27
1.5.3 Empfehlung an die Politik zur Einführungsstrategie Smart Grid .....	27
1.5.4 Empfehlung an die Forschungsförderung .....	28
<b>2 VERANLASSUNG UND AUFGABENSTELLUNG .....</b>	<b>29</b>
<b>3 HINTERGRÜNDE .....</b>	<b>30</b>

<b>3.1 Herausforderungen und Chancen .....</b>	<b>30</b>
3.1.1 Herausforderungen für das Verteilnetz .....	30
3.1.2 Ansätze für den Ausgleich von volatiler Erzeugung und flexiblem Verbrauch.....	31
3.1.3 Neue Marktfunktionen und Marktteilnehmer .....	31
<b>3.2 Flexibilitäten im Stromverbrauch .....</b>	<b>37</b>
3.2.1 Energiemanagement: Effizienz dank Energieeinsparung und Lastverlagerung .....	39
<b>4 RAHMENBEDINGUNGEN.....</b>	<b>41</b>
<b>4.1 Informations- und Kommunikationstechnik (IKT).....</b>	<b>41</b>
<b>4.2 Tarifierung und Regulierung in Österreich.....</b>	<b>47</b>
4.2.1 Strommarktliberalisierung und Notwendigkeit der Regulierung .....	47
4.2.2 Rechtliche Grundlage der Tarifierung und Anreizregulierung in Österreich .....	47
4.2.3 Bestimmung der Netztarife (Systemnutzungsentgelte).....	48
4.2.4 Der Strompreis für Gewerbekunden.....	49
4.2.5 Tarifierung und Regulierung außerhalb von Österreich – Blick auf Deutschland .....	51
<b>5 AUSWERTUNG ABGESCHLOSSENER STUDIEN (IDENTIFIZIERTES POTENZIAL UND ERFOLGSFAKTOREN).....</b>	<b>55</b>
<b>5.1 Auswahl der Projekte und Studien .....</b>	<b>55</b>
<b>5.2 Projektsteckbriefe .....</b>	<b>55</b>
5.2.1 Elektrischer Spitzenlastausgleich in Lebensmittelketten.....	57
5.2.2 Konzeption innovativer Geschäftsmodelle zur aktiven Netzintegration .....	58
5.2.3 IRON - Integral Resource Optimisation Network Concept.....	61
5.2.4 PEAP - Peak Energy Abatement Project .....	63
5.2.5 Energie neu denken .....	65
5.2.6 GAVE - Gemeinde Großschönau als virtueller Energiespeicher .....	66
5.2.7 Smart Distribution Grid im Großen Walsertal.....	67
5.2.8 Projekt LOADSHIFT .....	68
5.2.9 Potenziale und Hemmnisse für Power Demand Side Management .....	70
5.2.10 Regulierung und Smart Grids.....	71
5.2.11 Projekt MeRegio .....	72
5.2.12 Projekt eTellicence .....	74
5.2.13 Projekt moma .....	76
5.2.14 Demand Side Integration - Lastverschiebungspotenziale in Deutschland.....	78
5.2.15 Dynamische Simulation eines Lastmanagements .....	80
5.2.16 Demand Side Integration in elektrischen Verteilnetzen .....	82
5.2.17 Demand Response in der Industrie.....	84
5.2.18 Potenziale der Wärmepumpe zum Lastmanagement.....	86
5.2.19 Demand Side Integration Potenzialanalyse .....	88
5.2.20 Möglichkeiten der Laststeuerung .....	89

5.2.21	Energiewende im Strommarkt .....	90
5.2.22	Handbuch Lastmanagement .....	93
<b>5.3</b>	<b>Die Ergebnisse im Überblick.....</b>	<b>94</b>
5.3.1	Theoretische, technische, wirtschaftliche und erschließbare Potenziale.....	94
5.3.2	Favorisierte Branchen und Gerätekategorien .....	99
5.3.3	Anreize für Lastmanagement zur Entwicklung tragfähiger Geschäftsmodelle.....	99
5.3.4	Zielführende Vorgehensweisen zur Hebung der Potenziale.....	101
5.3.5	Vertriebsansätze und Kundenkommunikation.....	101
5.3.6	Technische Umsetzung.....	102
5.3.7	Empfehlungen zu rechtlichen Rahmenbedingungen und Marktregulierung .....	103
5.3.8	Empfehlungen .....	104
<b>5.4</b>	<b>Weitergehender Untersuchungsbedarf .....</b>	<b>105</b>
<b>6</b>	<b>UNTERSUCHUNGEN IM SALZBURGER LAND.....</b>	<b>107</b>
<b>6.1</b>	<b>Ziel der Untersuchung .....</b>	<b>107</b>
<b>6.2</b>	<b>Methodik.....</b>	<b>108</b>
6.2.1	Auswahl der Betriebe .....	108
6.2.2	Kundenkommunikation.....	109
6.2.3	Erfassung von Unternehmensdaten und qualitativen Ergebnissen .....	111
6.2.4	Erfassung der Lastverschiebungspotenziale .....	112
<b>6.3</b>	<b>Modellbetriebe .....</b>	<b>118</b>
6.3.1	Tourismus/Gastronomie .....	118
6.3.2	Handel .....	132
6.3.3	Gesundheit/Pflege.....	140
6.3.4	Produktion .....	142
6.3.5	Kommunale Einrichtungen .....	152
<b>6.4</b>	<b>Die Ergebnisse im Überblick.....</b>	<b>157</b>
6.4.1	Theoretische, technische, wirtschaftliche und erschließbare Potenziale.....	157
6.4.2	Favorisierte Branchen und Gerätekategorien .....	158
6.4.3	Argumente, Anreize und tragfähige Geschäftsmodelle.....	163
6.4.4	Zielführendes Vorgehen zur Hebung der Potenziale .....	164
6.4.5	Vertriebsansätze und Kundenkommunikation.....	166
6.4.6	Technische Umsetzung.....	168
6.4.7	Empfehlungen zu rechtlichen Rahmenbedingungen und Marktregulierung .....	169
6.4.8	Empfehlungen zum weiteren Vorgehen .....	170
<b>7</b>	<b>ANSÄTZE FÜR GESCHÄFTSMODELLE .....</b>	<b>174</b>
<b>7.1</b>	<b>Erfolgsfaktoren zur Hebung des Lastmanagementpotenzials bei KMU .....</b>	<b>174</b>
<b>7.2</b>	<b>Honorierung von Lastflexibilität .....</b>	<b>176</b>

<b>7.3</b>	<b>Geschäftsszenarien .....</b>	<b>178</b>
<b>7.4</b>	<b>Rahmenbedingungen für weitergehende Geschäftsmodelle.....</b>	<b>188</b>
7.4.1	Regulierung .....	188
7.4.2	Markt.....	189
7.4.3	Kommunikation und Akzeptanz.....	190
<b>7.5</b>	<b>Kundenkommunikation .....</b>	<b>190</b>
<b>8</b>	<b>FAZIT UND EMPFEHLUNGEN .....</b>	<b>192</b>
<b>8.1</b>	<b>Erkenntnisse aus Desk Research und Praxis .....</b>	<b>192</b>
8.1.1	Empfehlung an Netzbetreiber.....	193
8.1.2	Empfehlung an Forschung .....	193
8.1.3	Empfehlung an Regulierung.....	194
<b>8.2</b>	<b>Empfehlungen für das weitere Vorgehen eines Energieversorgungsunternehmens (insbesondere aus Sicht des Netzbetreibers) .....</b>	<b>194</b>
8.2.1	Zielgruppen identifizieren und eingespielte Kommunikationswege nutzen.....	194
8.2.2	Unterschiedliche Geschäftsmodelle in Fallstudien ausprobieren .....	195
8.2.3	Bedarf des Netzes an flexiblen Nutzern lokalisieren und quantifizieren .....	195
8.2.4	Demonstrationsprojekte umsetzen.....	196
8.2.5	Betriebswirtschaftlich auswerten .....	196
<b>8.3</b>	<b>Empfehlungen im Rahmen der nationalen Smart Grid Strategie .....</b>	<b>196</b>
8.3.1	Smart Grids als gesamtgesellschaftliche Infrastrukturaufgabe politisch begreifen.....	197
8.3.2	Kosten verteilungsgerecht umlegen. Netzbetreiber als Infrastruktur-Schaffende zukunftsfähig lenken.....	197
8.3.3	Handel von Energiedienstleistungen diversifizieren in Raum und Zeit. ....	198
8.3.4	Technologie-offene Standards vorgeben, Planungssicherheit schaffen.....	198
<b>ANNEX I</b> .....	<b>199</b>	
<b>QUELLENANGABEN</b> .....	<b>202</b>	

## Abbildungsverzeichnis

ABB. 1 SCHWANKENDE ERZEUGUNG BRAUCHT FLEXIBILITÄT, QUELLE: IN ANLEHNUNG AN MOMA 201 .....	15
ABB. 2 REALISIERBARE POSITIVE REGELLEISTUNG AUS VERBRAUCHSFLEXIBILITÄTEN IN MW ÜBER ZEIT, QUELLE: GREIN 2009 .....	16
ABB. 3 ABSCHALTPOTENZIAL IN KW ÜBER DEN TAG (24 H) VERSCHIEDENER BRANCHEN UND VERBRAUCHER, QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013.....	23
ABB. 4 ÜBERSICHT ÜBER VERSCHIEDENE GESCHÄFTSMODELLE UND EFFEKTE FÜR DIE BETEILIGTEN AKTEURE, QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013.....	26
ABB. 5 TRADITIONELLE AKTEURSBEZIEHUNGEN IM ENERGIESYSTEM, QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2011 .....	32
ABB. 6 MÖGLICHE ROLLENBEZIEHUNGEN IM IKT-ENERGIESYSTEM DER ZUKUNFT, B.A.U.M. CONSULT GMBH 2011 BASIEREND AUF E-DEMA UND ETELLIGENCE .....	33
ABB. 7 EDSO MARKTMODELL - VNB ALS „MARKET FACILITATOR“, QUELLE: EC SMART GRIDS TASK-FORCE 2012 .....	34
ABB. 8 POTENTIELLE MARKTMODELLE: 3RD PARTY DATA FACILITATOR AND DATA SHARING, QUELLE: EC SMART GRIDS TASK FORCE 2012 .....	35
ABB. 9 POTENTIELLE MARKTMODELLE - DER DATA ACCESS POINT MANAGER IM KONTEXT DES ENERGIESYSTEMS, QUELLE: EC SMART GRIDS TASK FORCE 2012 .....	36
ABB. 10 PRIORISIERUNG DER FLEXIBILITÄTSFORMEN, QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013 .....	37
ABB. 11 OPTIONEN FÜR FLEXIBILISIERUNG, QUELLE: MOMA 2012.....	38
ABB. 12 ENTWICKLUNG DES ZUR INTEGRATION VON EE NOTWENDIGEN FLEXIBILITÄTSPOTENZIALS AUS UNTERSCHIEDLICHEN QUELLEN, QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH, 2013 .....	38
ABB. 13 PRIORISIERUNG DER FLEXIBILITÄTEN BEI PRIVATEN STROMVERBRAUCHERN, QUELLE: B.A.U.M. CONSULT 2013.....	39
ABB. 14 FUNKTIONALITÄTEN UNTERSCHIEDLICHER ENERGIEMANAGEMENTSYSTEME MACHEN INTELLIGENTES LASTMANAGEMENT IN UNTERNEHMEN MÖGLICH, QUELLE: B.A.U.M. CONSULT 2011.....	41
ABB. 15 ETELLIGENCE KONZEPT FÜR DIE INTEGRATION EINES BHKW IN EIN VIRTUELLES KRAFTWERK ÜBER DEN IEC-61850-KOMMUNIKATIONSSTANDARD, QUELLE: AGSTEN ET AL 2012.....	44
ABB. 16 FLÄCHENDECKENDER EINSATZ VON IEC 61850 VON HOCH- BIS NIEDERSPANNUNGSEBENE, QUELLE: BRUNNER ET AL 2012. ....	45
ABB. 17 ARCHITEKTURSCHAUBILD: AGGREGATION OHNE NETZBELANGE, QUELLE: TU MÜNCHEN/B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013 .....	46
ABB. 18 ARCHITEKTURSCHAUBILD: ZENTRALE IKT-KOMPONENTEN IM ZUSAMMENHANG MIT NETZENGPASSMANAGEMENT, QUELLE: TU MÜNCHEN/B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013 .....	46
ABB. 19 ZUSAMMENSETZUNG DES STROMPREIS EINES DURCHSCHNITTLICHEN GEWERBEKUNDEN, NE 7, 67.000 KWH, 33 KW (KUNDE SALZBURG NETZ GMBH MIT ENERGIEBEZUG SALZBURG AG 2012), QUELLE: SALZBURG AG 2013 .....	50
ABB. 20 GEGENÜBERSTELLUNG DER VERORDNETEN NETZNUTZUNGSENTGELTE IN ÖSTERREICH AM BEISPIEL EINES GEWERBEBetriebES (AP: ARBEITSPREIS, LP: LEISTUNGSPREIS), QUELLE: EIGENE DARSTELLUNG GEM. SNE-VO 2012-NOVELLE 2013.....	51
ABB. 21 ENTWICKLUNG DER DEUTSCHEN STROMPREISE NACH SEKTOREN 2000-2012, QUELLE: AGENTUR FÜR ERNEUERBARE ENERGIEN 2013.....	52
ABB. 22 STROMPREISZUSAMMENSETZUNG IN D 2013, QUELLE: B.A.U.M NACH DATEN VON DESTATIS 2013 ...	52
ABB. 23 STUFEN AUF DEM WEG VOM THEORETISCHEN ZUM ERSCHLIEßBAREN POTENZIAL, QUELLE: B.A.U.M. CONSULT 2013.....	107

ABB. 24 VERTEILUNG DER GEWERBE-FOKUSGRUPPEN IM LAND SALZBURG AUF BASIS DER ANZAHL TÄTIGER BETRIEBE (LINKS) UND VERTEILUNG DER TEILNEHMENDEN GEWERBEBETRIEBE AM PROJEKT (RECHTS). QUELLE: SALZBURG AG.....	109
ABB. 25 GRAFISCHE DARSTELLUNG POSITIVER FLEXIBILITÄT (LAST EINMAL ABSCHALTBAR INNERHALB VON 24 H FÜR MIND. 15 MINUTEN ZUM ZEITPUNKT T), QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013.....	117
ABB. 26 GRAFISCHE DARSTELLUNG NEGATIVER FLEXIBILITÄT (LAST VORZEITIG ZUSCHALTBAR INNERHALB VON 24 H FÜR MIND. 15 MINUTEN ZUM ZEITPUNKT T), QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013 .....	117
ABB. 27 GRAFISCHE DARSTELLUNG DER POSITIVEN FLEXIBILITÄT IN BETRIEB 1 SCHLOSSHOTEL (LAST EINMAL ABSCHALTBAR INNERHALB VON 24 H FÜR MIND. 15 MINUTEN ZUM ZEITPUNKT T), QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013 .....	119
ABB. 28 GRAFISCHE DARSTELLUNG DER NEGATIVEN FLEXIBILITÄT IN BETRIEB 1 SCHLOSSHOTEL (LAST MINDESTENS EINMAL ZUSCHALTBAR INNERHALB VON 24 H FÜR MIND. 15 MINUTEN ZUM ZEITPUNKT T), QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013.....	119
ABB. 29 POSITIVE FLEXIBILITÄT IN BETRIEB 2 KURHOTEL (LAST MINDESTENS EINMAL ABSCHALTBAR INNERHALB VON 24 H FÜR MIND. 15 MINUTEN ZUM ZEITPUNKT T), QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013 .....	121
ABB. 30 NEGATIVE FLEXIBILITÄT IN BETRIEB 2 KURHOTEL (LAST MINDESTENS EINMAL ZUSCHALTBAR INNERHALB VON 24 H FÜR MIND. 15 MINUTEN ZUM ZEITPUNKT T), QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013.....	121
ABB. 31 POSITIVE FLEXIBILITÄT IN BETRIEB 3 BERGHOTEL (LAST MINDESTENS EINMAL ABSCHALTBAR INNERHALB VON 24 H FÜR MIND. 15 MINUTEN ZUM ZEITPUNKT T), QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013.....	123
ABB. 32 NEGATIVE FLEXIBILITÄT IN BETRIEB 3 BERGHOTEL (LAST MINDESTENS EINMAL ZUSCHALTBAR INNERHALB VON 24H FÜR MIND. 15 MINUTEN ZUM ZEITPUNKT T), QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013.....	123
ABB. 33 POSITIVE FLEXIBILITÄT IN BETRIEB 4 FERIENGUT & HOTEL (LAST MINDESTENS EINMAL ABSCHALTBAR INNERHALB VON 24H FÜR MIND. 15 MINUTEN ZUM ZEITPUNKT T), QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013.....	125
ABB. 34 NEGATIVE FLEXIBILITÄT IN 4 BETRIEB FERIENGUT & HOTEL (LAST MINDESTENS EINMAL ZUSCHALTBAR INNERHALB VON 24H FÜR MIND. 15 MINUTEN ZUM ZEITPUNKT T), QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013.....	125
ABB. 35 POSITIVE FLEXIBILITÄT IN BETRIEB 5 JUGENDWOHNHEIM (LAST MINDESTENS EINMAL ABSCHALTBAR INNERHALB VON 24H FÜR MIND. 15 MINUTEN ZUM ZEITPUNKT T), QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013.....	127
ABB. 36 NEGATIVE FLEXIBILITÄT IN BETRIEB 5 JUGENDHEIM (LAST MINDESTENS EINMAL ZUSCHALTBAR INNERHALB VON 24H FÜR MIND. 15 MINUTEN ZUM ZEITPUNKT T), QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013.....	127
ABB. 37 POSITIVE FLEXIBILITÄT IN BETRIEB 6 GASTRONOMIEBETRIEB MIT KLEINER BRAUEREI (LAST MINDESTENS EINMAL ABSCHALTBAR INNERHALB VON 24H FÜR MIND. 15 MINUTEN ZUM ZEITPUNKT T), QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013.....	129
ABB. 38 NEGATIVE FLEXIBILITÄT IN BETRIEB 6 GASTRONOMIEBETRIEB MIT KLEINER BRAUEREI (LAST MINDESTENS EINMAL ANSCHALTBAR INNERHALB VON 24H FÜR MIND. 15 MINUTEN ZUM ZEITPUNKT T), QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013.....	129
ABB. 39 POSITIVE FLEXIBILITÄT IN BETRIEB 7 GUTBÜRGERLICHES GASTHAUS (LAST MINDESTENS EINMAL ABSCHALTBAR INNERHALB VON 24H FÜR MIND. 15 MINUTEN ZUM ZEITPUNKT T), QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013 .....	131

ABB. 40 NEGATIVE FLEXIBILITÄT IN BETRIEB 7 GUTBÜRGERLICHES GASTHAUS (LAST MINDESTENS EINMAL ZUSCHALTBAR INNERHALB VON 24 H FÜR MIND. 15 MINUTEN ZUM ZEITPUNKT T), QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013 .....	131
ABB. 41 POSITIVE FLEXIBILITÄT IN BETRIEB 8 GROßHANDEL UND WARENLOGISTIK (LAST MINDESTENS EINMAL ABSCHALTBAR INNERHALB VON 24H FÜR MIND. 15 MINUTEN ZUM ZEITPUNKT T), QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013 .....	133
ABB. 42 NEGATIVE FLEXIBILITÄT IN BETRIEB 8 GROßHANDEL UND WARENLOGISTIK (LAST MINDESTENS EINMAL ZUSCHALTBAR INNERHALB VON 24H FÜR MIND. 15 MINUTEN ZUM ZEITPUNKT T), QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013 .....	133
ABB. 43 POSITIVE FLEXIBILITÄT IN BETRIEB 9 LEBENSMITTELGROßHANDEL (LAST MINDESTENS EINMAL ABSCHALTBAR INNERHALB VON 24H FÜR MIND. 15 MINUTEN ZUM ZEITPUNKT T), QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013 .....	135
ABB. 44 NEGATIVE FLEXIBILITÄT IN BETRIEB 9 LEBENSMITTELGROßHANDEL (LAST MINDESTENS EINMAL ZUSCHALTBAR INNERHALB VON 24H FÜR MIND. 15 MINUTEN ZUM ZEITPUNKT T), QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013 .....	135
ABB. 45 POSITIVE FLEXIBILITÄT IN BETRIEB 10 LEBENSMITTEL EINZELHANDEL, FILIALBETRIEB (LAST MINDESTENS EINMAL ABSCHALTBAR INNERHALB VON 24H FÜR MIND. 15 MINUTEN ZUM ZEITPUNKT T), QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013 .....	137
ABB. 46 NEGATIVE FLEXIBILITÄT IN BETRIEB 10 EINZELHANDEL, FILIALBETRIEB (LAST MINDESTENS EINMAL ZUSCHALTBAR INNERHALB VON 24H FÜR MIND. 15 MINUTEN ZUM ZEITPUNKT T), QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013 .....	137
ABB. 47 POSITIVE FLEXIBILITÄT IN BETRIEB 11 LEBENSMITTEL EINZELHANDEL FILIALBETRIEB (LAST MINDESTENS EINMAL ABSCHALTBAR INNERHALB VON 24H FÜR MIND. 15 MINUTEN ZUM ZEITPUNKT T), QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013 .....	139
ABB. 48 NEGATIVE FLEXIBILITÄT IN BETRIEB 11 LEBENSMITTEL EINZELHANDEL FILIALBETRIEB (LAST MINDESTENS EINMAL ZUSCHALTBAR INNERHALB VON 24H FÜR MIND. 15 MINUTEN ZUM ZEITPUNKT T), QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013.....	139
ABB. 49 POSITIVE FLEXIBILITÄT IN BETRIEB 12 PFLEGEHEIM (LAST MINDESTENS EINMAL ABSCHALTBAR INNERHALB VON 24H FÜR MIND. 15 MINUTEN ZUM ZEITPUNKT T), QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013.....	141
ABB. 50 NEGATIVE FLEXIBILITÄT IN BETRIEB 12 PFLEGEHEIM (LAST MINDESTENS EINMAL ZUSCHALTBAR INNERHALB VON 24H FÜR MIND. 15 MINUTEN ZUM ZEITPUNKT T), QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013.....	141
ABB. 51 POSITIVE FLEXIBILITÄT IN BETRIEB 13 AUTOMOBILZULIEFERER KUNSTSTOFF SPRITZGUSS (LAST MINDESTENS EINMAL ABSCHALTBAR INNERHALB VON 24H FÜR MIND. 15 MINUTEN ZUM ZEITPUNKT T), QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013.....	143
ABB. 52 NEGATIVE FLEXIBILITÄT IN BETRIEB 13 AUTOMOBILZULIEFERER KUNSTSTOFF SPRITZGUSS (LAST MINDESTENS EINMAL ZUSCHALTBAR INNERHALB VON 24H FÜR MIND. 15 MINUTEN ZUM ZEITPUNKT T), QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013.....	143
ABB. 53 NEGATIVE FLEXIBILITÄT FÜR DEN BETRIEB 14 GIEßEREI (LAST MINDESTENS EINMAL ZUSCHALTBAR INNERHALB VON 24H FÜR MIND. 15 MINUTEN ZUM ZEITPUNKT T), QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013.....	146
ABB. 54 POSITIVE FLEXIBILITÄT IN BETRIEB 15 BÄCKEREI (LAST MINDESTENS EINMAL ABSCHALTBAR INNERHALB VON 24H FÜR MIND. 15 MINUTEN ZUM ZEITPUNKT T), QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013.....	148
ABB. 55 NEGATIVE FLEXIBILITÄT IN BETRIEB 15 BÄCKEREI (LAST MINDESTENS EINMAL ZUSCHALTBAR INNERHALB VON 24H FÜR MIND. 15 MINUTEN ZUM ZEITPUNKT T), QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013.....	148

ABB. 56 POSITIVE FLEXIBILITÄT IN BETRIEB 17 SÄGEWERK (LAST MINDESTENS EINMAL ABSCHALTBAR INNERHALB VON 24H FÜR MIND. 15 MINUTEN ZUM ZEITPUNKT T), QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013.....	150
ABB. 57 NEGATIVE FLEXIBILITÄT IN BETRIEB 17 SÄGEWERK (LAST MINDESTENS EINMAL ZUSCHALTBAR INNERHALB VON 24H FÜR MIND. 15 MINUTEN ZUM ZEITPUNKT T), QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013.....	150
ABB. 58 POSITIVE FLEXIBILITÄT VON BETRIEB 19 KLÄRANLAGE (ALT) (LAST MINDESTENS EINMAL ABSCHALTBAR INNERHALB VON 24H FÜR MIND. 15 MINUTEN ZUM ZEITPUNKT T), QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013.....	153
ABB. 59 NEGATIVE FLEXIBILITÄT VON BETRIEB 19 KLÄRANLAGE (ALT) (LAST MINDESTENS EINMAL ZUSCHALTBAR INNERHALB VON 24H FÜR MIND. 15 MINUTEN ZUM ZEITPUNKT T), QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013 .....	153
ABB. 60 POSITIVE FLEXIBILITÄT IN BETRIEB 21 SCHULE (LAST MINDESTENS EINMAL ABSCHALTBAR INNERHALB VON 24H FÜR 15MIN-30MIN ZUM ZEITPUNKT T), QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013.....	156
ABB. 61 ERMITTELTES FLEXIBILITÄTEN-POTENZIAL DER UNTERSUCHTEN BETRIEBE (LAST MINDESTENS EINMAL AB-/ANSCHALTBAR INNERHALB VON 24H FÜR MIND. 15 MINUTEN ZUM ZEITPUNKT T), QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013 .....	157
ABB. 62 POSITIVE FLEXIBILITÄT, D.H. ABSCHALTBARE (ODER NICHT EINGESCHALTETE) LASTEN NACH BRANCHEN, QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013 .....	159
ABB. 63 NEGATIVE FLEXIBILITÄTEN, D.H. ZUSCHALTBARE (ODER NICHT ABGESCHALTETE) LASTEN NACH BRANCHEN, QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013 .....	161
ABB. 64 POSITIVE FLEXIBILITÄTEN IN DEN UNTERSUCHTEN BETRIEBEN NACH VERBRAUCHERN, QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013 .....	162
ABB. 65 NEGATIVE FLEXIBILITÄT IN DEN UNTERSUCHTEN BETRIEBEN NACH VERBRAUCHERN, QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013 .....	162
ABB. 66 FLEXIBE LAST ABHÄNGIG VON DAUER UND HÄUFIGKEIT DER ZUZUSICHERNDEN ABRUFBARKEIT, QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013.....	165
ABB. 67 ABRUF VON FLEXIBILITÄTEN ÜBER EIN ZENTRALES ENERGIEMANAGEMENTSYSTEM, QUELLE: B.A.U.M. CONSULT 2011.....	169
ABB. 68 DIE TOP 5 BETRIEBE ZUR HEBUNG POSITIVER FLEXIBILITÄT, QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013 .....	171
ABB. 69 DIE TOP 5 BETRIEBE ZUR HEBUNG NEGATIVER FLEXIBILITÄT, QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013 .....	171
ABB. 70 POTENZIAL POSITIVER FLEXIBILITÄTEN IN UNTERSCHIEDLICHEN FILIALTYPEN EINER SUPERMARKTKETTE, QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013.....	172
ABB. 71 POTENZIAL NEGATIVER FLEXIBILITÄTEN IN UNTERSCHIEDL. FILIALTYPEN EINER SUPERMARKTKETTE, QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013.....	173

## Tabellenverzeichnis

TAB. 1 AUSWERTUNGSMATRIX DER STUDIEN AUS ÖSTERREICH UND DEUTSCHLAND ZEIGT DIE JEWEILIGEN ABDECKUNG VON FORSCHUNGSFRAGEN (GRÜN), QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013 .....	18
TAB. 2 TECHNISCHE POTENZIALE DIFFERENZIERT NACH SEKTOREN UND ZEITHORIZONTEN, QUELLE: VDE ETG-TASK FORCE DEMAND SIDE MANAGEMENT 2012.....	19
TAB. 3 IKT-KOMPONENTEN DIFFERENZIERT NACH SMART GRID UND SMART MARKET, QUELLE: BASIEREND AUF KEMA DNV 2012, ERGÄNZT DURCH BRUNNER 2012, LEICHT GEÄNDERT DURCH B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013.....	42
TAB. 4 BANDBREITE DER ENERGIEPREISE FÜR STROM IM GEWERBE 2012, QUELLE: E-CONTROL 2013 .....	50
TAB. 5 ECKDATEN EINES ZEITVARIABLEN TARIF AUF BASIS VON § 40 ABS. 3 ENWG .....	53
TAB. 6: ÜBERSICHT ALLER PROJEKTSTECKBRIEFE, QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013.....	56
TAB. 7 ELEKTRISCHER SPITZENLASTAUSGLEICH IN LEBENSMITTELKETTEN .....	57
TAB. 8 KONZEPTION INNOVATIVER GESCHÄFTSMODELLE ZUR AKTIVEN NETZINTEGRATION .....	59
TAB. 9 INTEGRAL RESOURCE OPTIMISATION NETWORK CONCEPT .....	61
TAB. 10 PEAP - PEAK ENERGY ABATEMENT PROJECT .....	63
TAB. 11 ENERGIE NEU DENKEN .....	65
TAB. 12 GAVE- GEMEINDE GROBSCHÖNAU ALS VIRTUELLER ENERGIESPEICHER.....	66
TAB. 13 SMART DISTRIBUTION GRID IM GROßEN WALSERTAL .....	67
TAB. 14 PROJEKT LOADSHIFT .....	69
TAB. 15 POTENZIALE UND HEMMNISSE FÜR POWER DEMAND SIDE MANAGEMENT .....	70
TAB. 16 REGULIERUNG UND SMART GRIDS .....	71
TAB. 17 PROJEKT MEREGIO .....	72
TAB. 18 PROJEKT ETELLICENCE.....	74
TAB. 19 PROJEKT MOMA.....	76
TAB. 20 DEMAND SIDE INTEGRATION - LASTVERSCHIEBUNGSPOTENZIALE IN DEUTSCHLAND .....	78
TAB. 21 DYNAMISCHE SIMULATION EINES LASTMANAGEMENTS .....	80
TAB. 22 DEMAND SIDE INTEGRATION IN ELEKTRISCHEN VERTEILNETZEN .....	82
TAB. 23 DEMAND RESPONSE IN DER INDUSTRIE .....	85
TAB. 24 POTENZIALE DER WÄRMEPUMPE ZUM LASTMANAGEMENT.....	87
TAB. 25 DEMAND SIDE INTEGRATION POTENZIALANALYSE .....	88
TAB. 26 MÖGLICHKEITEN ZUR LASTSTEUERUNG .....	90
TAB. 27 ENERGIEWENDE IM STROMMARKT .....	91
TAB. 28 HANDBUCH LASTMANAGEMENT .....	93
TAB. 29 THEORETISCHE POTENZIALE FÜR LASTMANAGEMENT IN DEUTSCHLAND, QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013, ZUSAMMENFASSUNG DER ERGEBNISSE AUS DEN DEUTSCHEN STUDIEN .....	96
TAB. 30 TECHNISCHES POTENZIAL FÜR LASTMANAGEMENT IN DEUTSCHLAND, QUELLE: , QUELLE: VDE ETG-TASK FORCE DEMAND SIDE MANAGEMENT 2012.....	97
TAB. 31 ERSCHLIEßBARES POTENZIAL FÜR LASTMANAGEMENT IN DEUTSCHLAND, QUELLE: STÖZER ET AL 2012 .....	99
TAB. 32 ANZAHL TEILNEHMENDER BETRIEBE JE NACH BRANCHE, QUELLE: SALZBURG AG .....	108
TAB. 33 GESPRÄCHSPROTOKOLL FÜR DIE BEFRAGUNG DER SALZBURGER BETRIEBE, QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013 .....	111
TAB. 34 BEISPIEL EINER GERÄTELISTE FLEXIBLER VERBRAUCHER EINES UNTERSUCHTEN HOTELS (ANGABEN IN KW FLEXIBLER LEISTUNG), QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013.....	114

TAB. 35 BEISPIEL FÜR DIE DARSTELLUNG POSITIVER FLEXIBILITÄT (LAST MINDESTENS EINMAL IN 24H INNERHALB EINES 1-STUNDEN-ZEITRAUMS FÜR MINDESTENS 15 MINUTEN AB- BZW. NICHT EINSCHALTBAR), QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013 .....	115
TAB. 36 BEISPIEL FÜR DIE DARSTELLUNG NEGATIVEN FLEXIBILITÄT (LAST MINDESTENS EINMAL IN 24H INNERHALB EINES 1-STUNDEN-ZEITRAUMS FÜR MINDESTENS 15 MINUTEN VORZEITIG ZUSCHALTBAR), QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013.....	116
TAB. 37 ANZAHL UNTERSUCHTER BETRIEBE NACH BRANCHEN, QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013 .....	159
TAB. 38 IN FRAGE KOMMENDE GESCHÄFTSMODELLE NACH INTERVIEWS, QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013.....	163
TAB. 39 FUNKTIONEN DER INTERVIEWPARTNER IN DEN UNTERSUCHTEN BETRIEBEN, QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013 .....	167
TAB. 40 VON DEN INTERVIEWPARTNERN ERWARTETER NUTZEN VON LASTVERSCHIEBUNGEN IM BETRIEB, QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013.....	167
TAB. 41 VORHANDENE ENERGIEMANAGEMENTSYSTEME, QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013 .....	168
TAB. 42 ÜBERPRÜFUNG DES INTERESSES AN EINER POTENTIELLEN PILOTPHASE, QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013 .....	170
TAB. 43 QUALIFIZIERUNG DER BETRIEBE FÜR EINE MÖGLICHE PILOTPHASE, QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013.....	170
TAB. 44 DIE TOP 5 BETRIEBE MIT INTERESSE AN EINEM PILOTPROJEKT NACH BRANCHEN, QUELLE: B.A.U.M. CONSULT GMBH 2013 .....	172

## Abkürzungsverzeichnis

AB VN	Allgemeine Verteilnetzbedingungen
BHKW	Blockheizkraftwerk
CIM	Common Information Model
DER	Distributed Energy Resources
EDM	Energy Data Management
EMS	Energiemanagementsystem
EVU	Energieversorgungsunternehmen
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistung
GW	Gigawatt
kw	Kilowatt
kwh	Kilowattstunde
LEH	Lebensmitteleinzelhandel
LM	Lastmanagement
LV	Lastverlagerung
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NB	Netzbetreiber
P2G	Power to Gas
P2H	Power to Hydrogenium
RLM	Registrierte Leistungsmessung
RONT	Regelbarer Ortsnetztrafo
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SLP	Standardlastprofil
TWh	Terawattstunde
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
VNB	Verteilnetzbetreiber
VPI	Verbrauchspreisindex
VPS	Virtual Power System

## 1 Management Summary

Der Bericht wurde 2012/2013 im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie (bmvit) von B.A.U.M. Consult GmbH (Alexander von Jagwitz, Michael Wedler, Kerstin Kleine-Hegermann, Ludwig Karg, Christopher Jahn) in Kooperation mit Salzburg AG (Georg Baumgartner) erstellt.

Der Bericht umfasst drei Bereiche:

- Eine Analyse bereits bestehender Studien zum Thema Lastverschiebepotenziale in Österreich (10 Studien) und Deutschland (12 Studien) beschäftigt sich mit den einzelnen Erkenntnissen auf den unterschiedlichen Ebenen der Potenzialhebung (theoretisches, technisches, wirtschaftliches und realisierbares Potenzial).
- Eine Primäruntersuchung von 30 Gewerbebetrieben (KMU) in Salzburg identifiziert realisierbare Lastverschiebepotenziale sowie die Möglichkeiten und Voraussetzungen zur Mobilisierung dieser.
- Empfehlungen zur weiteren Entwicklung von Smart Grids für die Energiewirtschaft, Gestaltung der Rahmenbedingungen (Regulierung und Markt) sowie für die weitere Forschungspolitik.

### 1.1 Kurzfassung/Keyfacts

- Erkenntnis: Gewerbebetriebe haben ein hohes nutzbares Potenzial zur Lastverschiebung: Ein Drittel der tägl. max. Last ist einmalig viertelstündig verschiebbar (Ergebnis aus Feldtests dieser Studie aus 30 untersuchten Fokus-Betrieben). Insbesondere thermische Flexibilitäten (Kälte, Wärme) sind von Bedeutung. Mehrere MW sind aus technischer Sicht in unterschiedlicher Qualität (Ort, Zeit, Zuverlässigkeit) hebbar. Dies ist abhängig von der Kommunikationsinfrastruktur (Flächenabdeckung, Standards, Geschwindigkeit).
- Erfolgsfaktor: Zur Erschließung seitens Energielieferanten, Netzvertrieb oder Aggregatoren sollte auf bestehende Kommunikationswege und vorhandene Energiemanagementsysteme aufgesetzt werden ohne Produktionsprozesse zu stören (leichte Integration durch Plug&Play-Lösungen, ggf. Prosumermanagement oder Bündelung von Filialen).
- Nutzen: Gewerbliche Flexibilitäten sind flächendeckend verfügbar und somit geeignet für Netzdienstleistungen auf lokaler Ebene *und* generelle Marktaktivitäten (mit wenigen energieintensiven ubiquitären Betrieben, Kläranlagen, Lebensmittelkühlung, Pumpen, KWK lassen sich netzdienliche Effekte knotenscharf organisieren/Ausbaukosten sparen).
- Voraussetzung: Zur Markteinführung sind entsprechende Rahmenbedingungen zu schaffen, die vor allem auch netzseitig orts- & zeitflexible Vergütungsmodelle ermöglichen (Preisgestaltung für Schalloptionen, Fahrpläne, dynamische Tarife, Marktzugang für kleine Mengen).
- Forschungsbedarf: Es fehlen Kosten-Nutzen-Analysen (Integrationskosten, Systemnutzen, Systembedarf „Preisschilder“ nodal, temporär), folglich ist die ökonomische Bewertung der Netzentlastungs- und EE-Integrationeffekte (Merit Order unterschiedlicher Flexibilitäts-Optionen von Netzausbau über Last- und Erzeugungsmanagement und Spei-

chern in einem Raum-Zeitmuster → Ampelphasen) künftig z.B. in Pilotprojekten zu fokussieren.

### 1.1.1 Einordnung gewerblicher Flexibilitäten

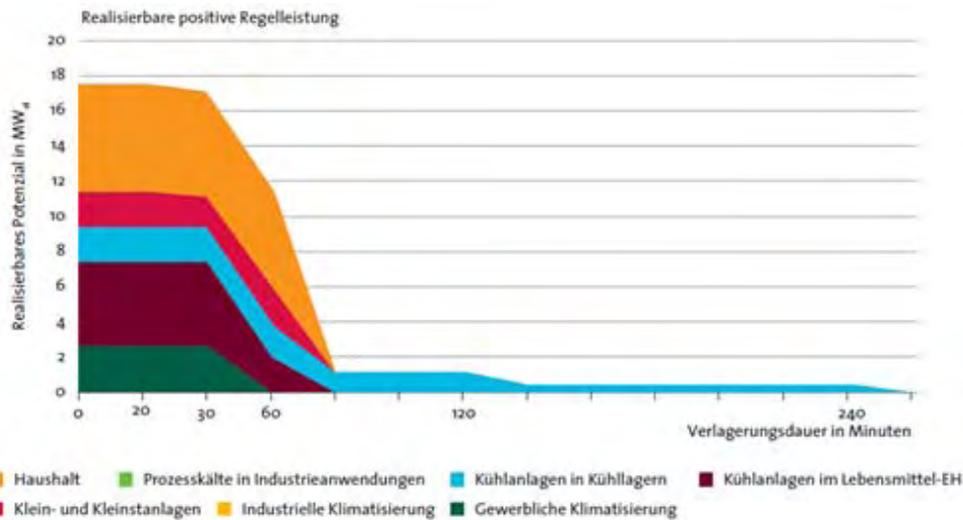
Unter den Flexibilitäts-Optionen erweist sich die Lastverlagerung in Gewerbebetrieben - insbesondere aus thermischen Anwendungen (Kühlung, Heizen) als „low-hanging-fruit“, wegen geringer Integrationskosten („Merit Order“ der Flexibilitäten) und flächendeckenden Verfügbarkeit (wenn auch zeitlich begrenzt auf Minuten- und Stundenspeicher-Segment).



Abb. 1 Schwankende Erzeugung braucht Flexibilität, Quelle: moma 2011

Abb. 1 zeigt die Palette der Flexibilitätsoptionen. Lastmanagement (Nachfragesteuerung) kann über preisliche Anreize oder direkte Steuerung organisiert werden.

- Unterschiedliche Flexibilitäts-Optionen unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Qualität (Dauer, Zuverlässigkeit) und wirtschaftlichen Attraktivität (siehe Kap. 3.2). Dementsprechend konkurrieren sie teilweise, sind teilweise auch komplementär.
- Vor allem in Industrie und Gewerbe ist Lastmanagementpotenzial zur Integration des steigenden Anteils an erneuerbaren Energien vorhanden (siehe Kap. 3.2). Dabei vorrangig Kühlanlagen, z.B. zur Bereitstellung von pos. Regelleistung (siehe Abb. 2).



**Abb. 2 Realisierbare positive Regelleistung aus Verbrauchsflexibilitäten in MW über Zeit, Quelle: Grein 2009**

Abb.2 zeigt die mit der Verlagerungsdauer abnehmenden realisierbaren Flexibilitätspotenziale am Beispiel von positiver Regelleistung. Nur größere Kühlhäuser sind in der Lage, mehrere Stunden ihren Verbrauch zu verschieben. Über die Staffelung mehrerer kurzfristiger Einheiten können aber auch längere Verlagerungsdauern aggregiert werden.

### 1.1.2 Die Kern-Erkenntnisse aus bestehenden Studien

- Lastmanagement wird bisher<sup>1</sup> in deutschen Studien ausführlicher betrachtet als in Österreich. Das Bild über ableitbare Gesamtpotenziale bleibt über alle Studien uneinheitlich.
- Es gibt konkrete Branchen und Elektroanwendungen, die im Fokus der LV-Potenziale stehen (siehe Kap. 1.2.3).
- Thermische Speicher (v.a. Kältespeicher) haben ein hohes Potenzial der LV.
- Derzeit sind die rechtlich-regulatorischen Spielräume zu eng. Die Umsetzung von Geschäftsmodellen zur Ausschöpfung der vorhandenen Flexibilitätspotenziale wird nur bei Änderung von rechtlichen Rahmenbedingungen (z.B. Regulierung) möglich.
- Die Bündelung weniger großer Industriebetriebe besitzt bereits einen großen Hebel.
- Smart Meter und variable Stromtarife sind Grundvoraussetzung für marktfähige Umsetzung von Geschäftsmodellen zur LV.
- Erschließbare Potenziale ergeben sich wirtschaftlich zuerst in der Industrie und im Lebensmittelhandel (höherer techn. Reifegrad der Anlagen, größere Einzellasten, sensibles Lastmanagement).

<sup>1</sup> Die Ergebnisse der laufenden österreichischen Meta-Studie „Loadshift“ liegen erst 2014 vor.

### 1.1.3 Die Kern-Erkenntnisse aus der Untersuchung von 30 Gewerbebetrieben in Salzburg

- Die grundsätzliche Bereitschaft zur Lastflexibilisierung ist überraschend hoch. Zahlreiche Betriebe könnten dazu auf ein vorhandenes Energiemanagementsystem (bisher eingesetzt zur Spitzenlastkappung) zurückgreifen.
- Ein Drittel der Maximallast (ca. 5,5 MW) der untersuchten Betriebe ist laut Abfrage der Betriebe 1 x pro Tag für 15 Minuten zu- bzw. abschaltbar. Diese Aussagen fußen auf Erklärungen und nicht auf technischen Umsetzungen. Es ist damit zu rechnen, dass die tatsächlich erschließbaren Potenziale geringer sind.
- Die „Top 5“ der untersuchten Betriebe machen ca. 60-70 Prozent des Gesamtpotenzials aus.
- Das auf Salzburgs Gesamtwirtschaft hochgerechnete realisierbare Potenzial ergäbe 200 MW.
- Die Potenziale der Abschaltung (positive Flexibilität) sind höher als die der Zuschaltung (negative Flexibilität). Grund: Das Abschalten i.S.v. Lastspitzenkappung ist den Betrieben ein bekannter Prozess. Für das Zuschalten liegen noch keine Erfahrungen vor.
- Die Dauer der Abschaltung ist meist länger als 15 Minuten mehrmals täglich möglich. Allerdings sinkt die mobilisierbare Leistung mit der Verlagerungsdauer.
- Die Eignung der Betriebe ist abhängig von internen Abläufen und Art verwendeter Verbraucher.
- Supermärkte haben ein hohes Potenzial für Lastflexibilisierung (kooperativ, hohe Multiplizierbarkeit, sensibel für Lastmanagement, bereits IKT im Einsatz und Energiemanagementsysteme).

### 1.1.4 Geschäftsmodelle

- 8 mögliche Honorierungsmodelle wurden diskutiert (siehe Kap. 7.2).
- 10 mögliche Geschäftsszenarien wurden identifiziert und hinsichtlich ihrer Nutzenaspekte für Netzbetrieb, Lieferanten, Aggregatoren und Kunden bewertet (siehe Kap. 7.3). Davon sind nur zwei unter aktuellem Regulierungsrahmen umsetzbar/im Einsatz.
- Empfehlung: Den Netzbetreibern ist mehr Gestaltungsspielraum für eine entsprechende anreizbasierte Honorierung zu gewähren (Vorschläge hierfür sind auszuarbeiten und dem Regulator näherzubringen).

## 1.2 Erkenntnisse aus Analyse bestehender Studien aus Kap. 5

Tab. 1 Auswertungsmatrix der Studien aus Österreich<sup>2</sup> und Deutschland zeigt die jeweiligen Abdeckung von Forschungsfragen (grün), Quelle: Eigene Darstellung der B.A.U.M. Consult GmbH, 2013

Technische Umsetzung	Kategorien											Ausgewählte Studien (Kurztitel)	
	Virtuelle Kundenkommunikation		Gesellschaftliche Aspekte		Einführungsgeschwindigkeit	Nährstoffbedingungen (Gesamteinverhältnis)	Ethische Aspekte			Ethische Aspekte			
	Kunden	Vertrag/Anbieter	Vertrag/Anbieter	Vertrag/Anbieter			ökonomisch	wirtschaftlich	rechtlich	theoretisch			
													<b>Österreich</b>
													Elektrischer Spitzenlastausgleich in Lebensmittelkette
													Respektive innovativer Geschäftsmodelle zur skalen Netzintegration
													Projekt IRON
													Projekt PEAP
													Energie new denken
													Projekt GAVE
													Smart Distribution Grid im Großen Walsertal
													Projekt LO-C-SHIP <sup>2</sup>
													Potenziale/ Herausforderung für Power Grid
													Regulierung und Smart Grids
													<b>Deutschland</b>
													Projekt Meravigio
													Projekt e <sup>2</sup> alliance
													Projekt mema
													Lastverschiebungspotenziale für CE
													Simulation eines Lastmanagements
													CSI in elektrischen Verteilnetzen
													Demand Response in der Industrie
													Potenziale der Wärmepumpe zum Lastmanagement
													Demand Side Integration
													Möglichkeiten der Laststeuerung
													Energieverbraucher im Strommarkt
													Handbuch LPI

<sup>2</sup> Ergebnisse aus der laufenden österreichischen Metastudie „loadshift“ sind erst 2014 zu erwarten. Sie wurde wegen ihrer zu erwartenden Bedeutung hier bereits vorgemerkt.

### 1.2.1 Erkenntnisse der Studien aus Österreich

- Hochrechnungen des gesamten theoretischen Potenzials in Österreich gestalten sich sehr schwierig, da in den Studien nur sektorale Betrachtungen, keine Gesamtpotenziale (techn. wirtschaftlich, erschließbar) abgeschätzt wurden.
- Unterschiedliche Analyseverfahren und Berechnungsmethoden der Potenziale theoretisch-wirtschaftlich-erschließbar lassen keine Vergleiche zu.
- Grundsätzlich wird das Gewerbe und die Landwirtschaft mit höherem wirtschaftlichem Potenzial bewertet als andere Optionen, wie z.B. Haushalte (siehe Kap. 5.2.3).
- Kälteanlagen in Lebensmittelketten können anhand des technischen Potenzials den österreichischen Spitzenlastbedarf um 3-10 Prozent senken (siehe Kap. 5.2.1).
- Erschließbares Potenzial in Lebensmittelketten – gemessen am Gesamtstromverbrauch – liegt bei 20 Prozent (siehe Kap. 5.2.1).
- In UCTE-Ländern wird generell 4 Prozent der Jahreshöchstlast für Lastverschiebung für realisierbar erachtet (siehe Kap. 5.2.9).
- Kosten für Bereitstellung von Regelleistung werden mit 100-300 €/kWh im Jahr beziffert, gemessen an Produktionskosten aus Kraftwerken (siehe Kap. 5.2.3).
- Kosten innerhalb eines Smart Grid mit koordinierter Spannungsregelung liegen bei ca. 50 Euro pro zusätzlicher kWh. Kosten für den Leitungsausbau liegen hingegen bei ca. 355-445 Euro pro zusätzlicher kWh (siehe Kap. 0).

### 1.2.2 Erkenntnisse der Studien aus Deutschland

Tab. 2 liefert eine Übersicht über das technische Lastmanagement-Potenzial in Deutschland. Eine ausführliche Erläuterung/Darstellung der verschiedenen Potenziale erfolgt in Kap. 5.3.1

**Tab. 2 Technische Potenziale differenziert nach Sektoren und Zeithorizonten, Quelle: VDE ETG-Task Force Demand Side Management 2012**

Sektoren	Verschiebbare Leistung	Verlagerbare Energie
Haushalt	2010: ca. 2,6 GW 2020: ca. 3,8 GW 2030: ca. 6,0 GW	2010: ca. 8,0 TWh pro Jahr 2020: ca. 12,4 TWh pro Jahr 2030: ca. 32,3 TWh pro Jahr
GHD	2010: ca. 1,4 GW 2020: ca. 1,7 GW 2030: ca. 1,8 GW	2010: ca. 5,0 TWh pro Jahr 2020: ca. 5,6 TWh pro Jahr 2030: ca. 9,7 TWh pro Jahr
Industrie	2010, 2020, 2030 Verschiebepotenzial von 2,8 GW bis 4,5 GW	

- Die Studien differenzieren Lastverlagerungspotenziale im Sektor GHD in zeitlicher Auflösung (2010-2030; saisonal; tages-, stunden-, minutenweise) und je nach Erschließbarkeit und Verwendung (pos./neg. Minutenreserve, Sekundärregelleistung und Netzebene).
- Lastverlagerungspotenziale im Sektor GHD: theoretisch ca. 5 GW, technisch ca. 1,5 GW, erschließbar (GHD & Haushalt) ca. 5 GW.
- Die Abschaltung von Lasten ist geläufiger als die Zuschaltung von Lasten. Die Zuschaltung von Lasten ist zukünftig aber wertvoller: 15.000-80.000 €/500 kW p.a. (siehe Kap. 5.2.22).

- Hohe Flexibilisierung technischer Potenziale erscheint bei KMU und kommunalen Einrichtungen möglich (siehe Kap. 5.2.11): 1,5 GW Lastverschiebungspotenzial in Deutschlands Gewerbe insb. durch thermische Anwendungen.
- Lastverlagerungen über alle Sektoren von durchschnittlich 7-15 Prozent, gemessen am Gesamtstromverbrauch, können erreicht werden (siehe Kap. 5.2.11).
- Die Verfügbarkeit sinkt mit zunehmenden Anforderungen (Dauer, Zuverlässigkeit, Kurzfristigkeit). Der höchste Anteil an verschiebbarer Leistung ist im Viertelstundenbereich, der geringste von 1 GW über 4 Stunden möglich (siehe Kap. 5.2.17).
- Erschließbare Potenziale zuerst in Industrie und Lebensmittelhandel (höhere techn. Reifegrad der Anlagen, größere Einzellasten). Wirtschaftliches Potenzial in großen Kühlhäusern und Lebensmittelketten – 20 Prozent gemessen am Gesamtstromverbrauch. Just-In-Time Produktionsprozesse verhindern oft die volle Erschließbarkeit von Potenzialen.
- Jährliche Erlöse im industriellen Bereich durch die Bereitstellung von Regelleistung am Regelleistungsmarkt für Sekundärregelleistung und Minutenreserve von 35.000-96.000 €/MW p.a. (siehe Kap. 5.2.17). Erlösmöglichkeiten durch Preisschwankungen am Spotmarkt von 8-27 Euro pro Tag und MW (siehe Kap. 5.2.22).
- Nachweisliche Senkung der Strombezugskosten für größere Haushalte um 6-8 Prozent am Großhandelsmarkt bei teilgenommenen Haushalten; Ersparnis von 100 Euro während der Feldphase (siehe Kap. 5.2.12).

### 1.2.3 Erkenntnisauszug „Branchen und Geräte“

Die Studien sehen attraktive Lastverlagerungspotenziale in der Wirtschaft (inkl. Kommunen) – insbesondere thermische Anlagen eignen sich auf Grund relativ geringer Speicherkosten und allgegenwärtiger Verfügbarkeit (siehe Kap. 5.3.2).

#### Wichtigste Branchen sind:

- Lebensmittelhandel (Kühlen, Gefrieren)
- Bäder (Warmwasser)
- Kläranlagen
- Krankenhäuser

#### Wichtigste Anwendungsgeräte und -fälle sind:

- Thermische Speicher (Wärmepumpe, Nachtspeicher)
- Kältespeicher (Kühl-, Gefriergeräte)
- Klimatisierungsanlagen, Weiße Ware
- Druckluft-, Pumpspeicher
- Batterie, Elektromobilität
- Wasserstoff, Methan
- Notstrom, BHKW

#### 1.2.4 Erkenntnisauszug „Geschäftsmodelle & Umsetzung“

Die Studien sehen für Lastverlagerung mit zunehmendem Ausbau EE einen Markt (Infrastruktureffekte, Netzengpassmanagement, Beschaffungsoptimierung, alternative Systemdienstleistungen), wenn die Rahmenbedingungen angepasst werden. Kleinere flexible Einheiten können sukzessive durch Aggregation integriert werden (siehe Kap. 5.3.3 bis Kap. 5.3.7).

##### Anreize für Geschäftsmodelle:

- Vorteile EVU/NB: Verbesserte Marktpositionierung, Prosumer-Marktbeteiligung, Strombeschaffungs- & Netzkapazitätsoptimierung, geringerer oder zeitlich expetierter Netzausbau, Verringerung Spitzenlast- und Ausgleichsenergiezahlungen für Abschaltungen, Transparenz im Netz
- Vorteile Verbraucher: Senkung der Strombezugskosten (variable Tarife), zusätzliche Erlöse durch die Bereitstellung von Regelleistung oder Lastflexibilisierung

##### Umsetzung:

- Bisher erfolgt Spannungsmanagement mit Sekundärnetztechnik. Damit kann bereits die Leistungsaufnahme des Netzes erheblich gesteigert werden.
- Wenn Flexibilitäten von Betriebsmitteln Dritter in das Netzmanagement eingebunden werden sollen, sind bidirektionale Anbindungsstandards Voraussetzung für eine kosteneffiziente und zuverlässige Abwicklung (IEC 61850, Smart Meter, Steuerboxen, variable Tarife, Automatisierung und komfortable Bedienung).
- Rechtliche Spielräume erweisen sich derzeit zu eng, denn NB fehlen ökonomische Anreize um Anbieter von LV zu honorieren).
- Der Einstieg kann über Bündelung großer industrieller Verbraucher erfolgen (Realisierung für nationale Regelenergiemärkte zeigt aktuell entelios i. V. mit VERBUND und auf regionaler Ebene Salzburg AG mit Partnern aus der Betonwirtschaft).
- Kundengerechte Kommunikation ist bisher wenig erforscht.

#### 1.2.5 Erkenntnisauszug „Empfehlung & Untersuchungsbedarf“

Die Studien empfehlen generell die zielgruppenfokussierte Erschließung, Dynamisierung und Professionalisierung naheliegender Lastverlagerungspotenziale im Wirtschaftssektor durch moderne IKT-Infrastruktur und überzeugende Geschäftsmodelle. Eine Ausweitung der Nutzung von Lastverlagerungspotenzialen auch auf kleinere Einheiten (Haushalten) gelingt, wenn mit verfügbarer Smart Grid-Infrastruktur Eintrittshürden/Transaktionskosten gesenkt werden können (plug&play), (siehe Kap. 5.3.8 und Kap. 5.4).

Fokusgruppen: Lebensmittelbranche, Smart Buildings (Shopping-, Bürozentren), E-Mobile, Wärmepumpen, Klimatisierung

Instrumente: Prognosetools, Steuerboxen, Kundenkommunikation, -teilhabe, Kosten-Nutzen-Bewertung auf betriebswirtschaftlicher Ebene, Querverbund-Strategien (P2G, P2H)

Die Studien weisen auf Handlungsbedarf bzgl. der ökonomischen Auswertung (Kosten-Nutzen) bei tatsächlichen modellhaften Anwendungen hin. Zu den Gesamtpotenzialen in

Österreich fehlt bis dato ein konsistenter und strukturierter Gesamtüberblick. Zur Anpassung der regulatorischen und marktlichen Rahmenbedingungen müssen konkrete Vorschläge ausgearbeitet und adressiert werden. Im Bereich der Einbindung von Kunden liegen keine ausreichenden konzeptionellen Grundlagen zur geeigneten Kommunikation und Akzeptanzsteigerung vor.

#### Empfehlung zur Umsetzung

- Standardisierte bidirektionale kommunikative Anbindung der Anlagen (Abrechnung und Steuersignale) mit Flexibilisierungspotenzialen als Schlüsselement. Smart Meter und variable Stromtarife Grundvoraussetzung. Integration/Verbreitung von Smart Meter oder Steuerboxen ist zu fördern (Grundlage zur Nutzung der Potenziale).
- Aktuelle Rechtslage noch nicht für smarte Energiesysteme ausgelegt. Derzeitige rechtl. Spielräume müssen geweitet werden, um dynamische Nutzung auszuschöpfen. Geltende Regeln und regulatorischer Rahmen am Energiemarkt hauptsächlich für passiven Netzbetrieb ausgelegt – verhindern dynamische Beteiligung. Netzbetreiber fehlen ökonomische Anreize um LV attraktiv zu honorieren.
- Keine verursachergerechte Aufteilung der Fixkosten im derzeitigen Tarifierungssystem.
- In einem ersten Schritt SOLL-Bündelung großer Verbraucher von möglichst wenigen Industrieunternehmen.

### **1.3 Untersuchung der Betriebe in Salzburg (Details siehe Kap. 6)**

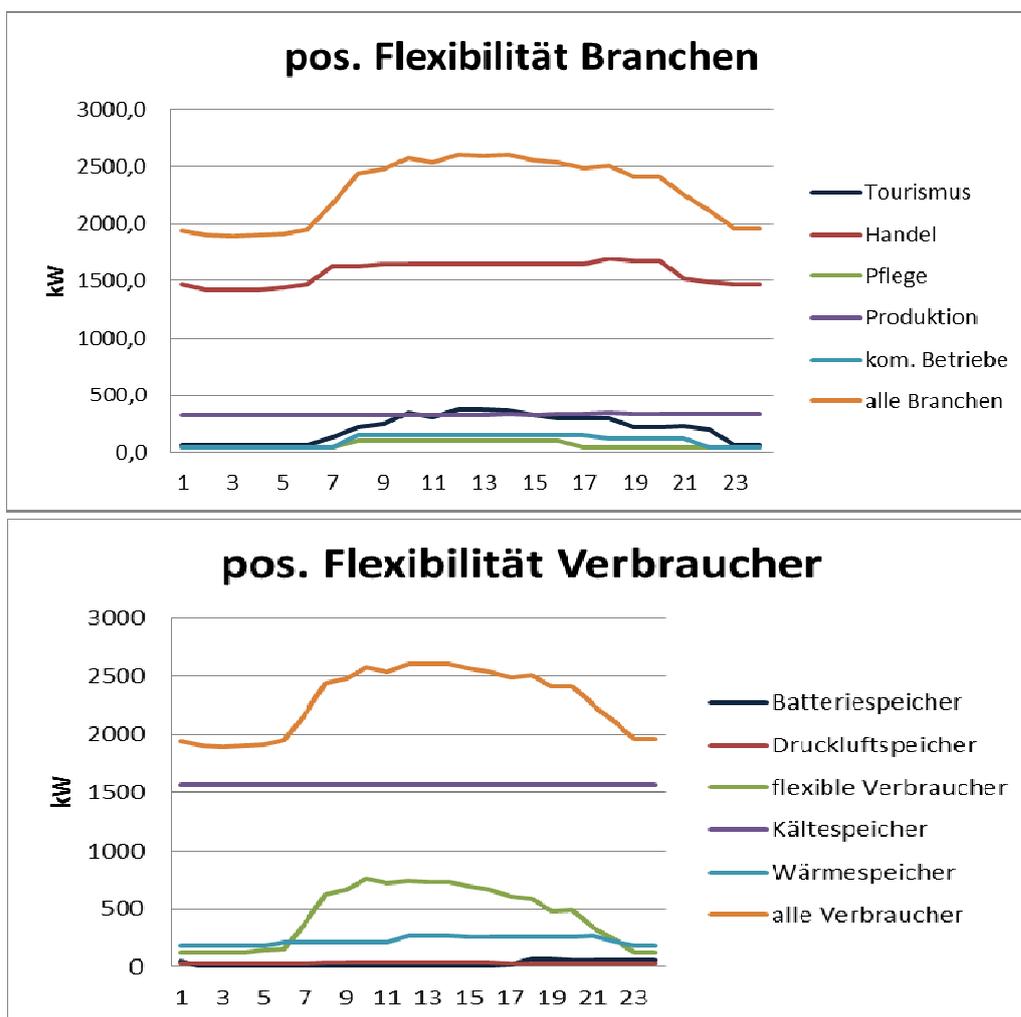
#### **1.3.1 Kernerkenntnis**

Gewerbebetriebe haben überraschend hohe Bereitschaft zur Lastverschiebung: Ein Drittel der tägl. max. Last ist einmalig viertelstündig verschiebbar – insbesondere thermische Flexibilität. Der (Lebensmittel-)Handel kann auf Grund seiner Kühlanlagen die höchsten Flexibilität anbieten. Die Lastverschiebungspotenziale dieser Betriebe sind flächendeckend vorhanden, verfügbar und können somit dort eingesetzt werden, wo die fluktuierende Einspeisung auszugleichen ist. Die Top 5 Unternehmen machen etwa 60-70 Prozent der Wirkung aus. Durch Aggregation der Flexibilität der Lebensmittelfilialen (Merkur & Billa) könnten für Österreich über 30 MW mobilisiert werden.

#### **1.3.2 Methode und Ergebnisse aus den Befragungen**

- 30 Gewerbebetriebe (KMU) in Salzburg wurden entsprechend der Fokusgruppen untersucht. Der Fokus lag auf 5 Branchen mit Potenzialen gemäß der den Erfahrungswerten aus den vorliegenden Studien und unter Berücksichtigung der Gewerbestruktur in Salzburg (7 Tourismusbetriebe, 9 Lebensmitteleinzelhändler und 2 Kläranlagen).
- Die Untersuchung erfolgte 2-stufig; Vororterhebung durch Energieberater und Vorort-Interview mit Geschäftsführer, Energiemanager
- Als Definition für flexible Leistung wurde für die Untersuchung abgefragt: 1x pro Tag ungeplante Ab- bzw. Zuschaltung für 15 Minuten.

- In Summe liegen Ergebnisse für 21 einzeln untersuchte Betriebe vor: Die wesentlichen Erkenntnisse sind in Abbildung 3 ersichtlich. Hier sind die Lastverschiebungspotenziale in kW über den Tag differenziert nach Branchen und Verbrauchern aufgetragen.
  - 2-2,5 MW verschiebbare Leistung (negative und positive Flexibilität) identifiziert
  - ca. 1/3 der Maximallast (5,5 MW) der Betriebe ist 1x pro Tag für 15 Minuten abrufbar
  - Hochrechnung auf die 5 Fokusgruppen in ganz Salzburg; Spitzenlast von 2 GW, daraus folgt ein Verschiebepotenzial von 600 MW.
- Positive Flexibilität als Abschalten von Verbrauchern ist ein bekannter Prozess der Unternehmen zur Lastspitzenkappung. Das meiste Potenzial bringt der Lebensmitteleinzelhandel auf. Das Potenzial negativer Flexibilitäten (Zuschalten von Lasten) hingegen ist den Unternehmen eher fremd und fällt daher geringer aus.



**Abb. 3 Abschaltpotenzial in kW über den Tag (24 h) verschiedener Branchen und Verbraucher, Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH, 2013**

- Herausragend hohes Potenzial zeigt sich bei den Lebensmitteleinzelhändlern (sprich Supermärkten). Thermische Speicher – insbesondere Kältespeicher sind besonders interessant.
- Die Eignung der Betriebe ist abhängig von internen Abläufen und den beteiligten Verbrauchern (v.a. Kältespeicher) – teilweise sogar unabhängig von Branche.

- Die Dauer der Abschaltung ist in den meisten Fällen länger als 15 Minuten möglich – auch mehrmals am Tag. Die verfügbare Flexibilität sinkt mit der Dauer des Abrufs und die Zahl geeigneter Betriebe mit steigender Anforderung an Kurzfristigkeit/Zuverlässigkeit der Flexibilität.
- Einschätzung der Flexibilität hängt stark von Haltung des Ansprechpartners ab (Geschäftsführer, Energiemanager).
- Energiekosten im produzierenden Bereich sind nicht der maßgebliche Faktor (Personalkosten erlösrelevanter).

### 1.3.3 Erfolgsfaktoren zur Flexibilisierung

Die Betriebe sind flexibel, wenn ...

- ... die Ansprache über bestehende Kommunikationswege erfolgt (Netzvertrieb, Lieferanten etc.), da die Lastflexibilisierung ein „erklärungsbedürftiges Produkt“ ist.
- ... zur Erschließung auf vorhandene Energiemanagementsysteme aufgesetzt werden kann (leichte, störungsfreie Integration durch plug&play-Lösungen). Ein zukünftiges Modell zur Laststeuerung sollte kompatibel mit bestehenden Lastmanagementsystemen in den Betrieben und einfach zu bedienen und transparent sein.
- ... die Lastverschiebung keine Kernprozesse des Betriebes behindert (Systemsicherheit „Not-Aus“, und Rechtssicherheit → Zertifizierung?) und den Personalaufwand nicht erhöht (Schichten).
- ... seitens Energielieferanten, Netzvertrieb oder Aggregatoren attraktive Konditionen angeboten werden (niedrigeschwellige Investitionen, Standards, ggf. Prosumermanagement oder Bündelung von Filialen).
- ... der Nutzen klar erkennbar ist (Energie-Kostensparnis, Image-Gewinn).

### 1.3.4 Forschungsbedarf

Zur Klärung der tatsächlichen Verfügbarkeit von gewerblichen Flexibilitäten stellen sich folgende Fragen:

- wie lange können Flexibilitätsabrufe tatsächlich dauern und wie oft können Flexibilitäten abgerufen werden?
- welche Situationen im Netz und im Energiemarkt können über ein geschicktes Portfoliomanagement tatsächlich bedient werden?
- welcher Ertrag ließe sich erzielen und welches Geschäftsmodell würde funktionieren?
- wie reagieren die Unternehmen im Echtbetrieb?
- wie hoch ist das tatsächlich erschließbare Potenzial?
- welche (rechtlichen) Hemmnisse stellen sich tatsächlich in den Weg?

Für ein Pilotprojekt sind folgende Komponenten entscheidend:

- Betriebe aus (Lebensmittel-) Groß- und Einzelhandel stehen im Mittelpunkt

- alle EMS-Anbieter der teilnehmenden Betriebe sind ebenfalls beteiligt, die lokalen Elektribetriebe werden einbezogen, ein Energieversorger tritt als Aggregator auf
- eine Pilotinfrastruktur wird aufgebaut: ein Portal mit entsprechenden Zugängen zu den EMS der Kunden wird installiert
- klar definierte Szenarien, abgeleitet von aktuellen oder zukünftigen Herausforderungen und entsprechende Portfolio werden getestet und über verschiedene Geschäftsmodelle wird testweise abgerechnet

## 1.4 Ansätze für Geschäftsmodelle aus Kap. 7

### 1.4.1 Kernerkenntnisse

Eine Markt-getriebene Einführung von Lastverlagerung als Demand Response kommt erst dann zum tragen, wenn Netzengpässe Preissignale auslösen. Dazu müssen konkrete Angebote (auch Sachleistungen, wie z.B.günstige Netznutzungskonditionen, Erleichterungen bei Anschluss von PV-Anlagen) mit den Gewerbebetrieben verhandelbar sein. Im produzierenden Gewerbe verhindern „just-in-time-Prozesse“ und fluktuierende Auftragslagen die verbindliche Bereitstellung. Voraussetzungen sind niedrigere Eintrittsschwellen durch geringe Investitionskosten (Standards), Kompatibilität mit bestehenden Systemen, Not-Aus-Knopf, technisch (IKT) und rechtlich sicherer Betrieb (Zertifizierung).

### 1.4.2 8 mögliche Honorierungsmodelle

- Goodwill
- Nicht-Monetär (z.B. Plakette „Energiewendebetrieb“)
- Zuschüsse für Zusatzaufwand (Investitionszuschuss für IKT)
- Kompensation (z.B. kostenlose Energieberatung etc.)
- Kooperation (z.B. Errichtung PV)
- Gesonderter Netztarif (individuelle vereinbart für Zu-/Abschaltung)
- Mehrstufentarif (im Voraus fixierte Zeiten mit unterschiedlichen Kosten)
- Dynamische Netzentgelte (kurzfristig änderbare Entgelte)

### 1.4.3 Bewertung der 10 Geschäftsmodell-Varianten

Abb. 5 liefert eine Übersicht der verschiedenen Geschäftsmodelle und Effekte für die beteiligten Akteure an Lastmanagement-Maßnahmen. Die 10 Geschäftsmodell-Varianten sind in Kap. 7.3 näher erläutert.

Modell und seine Effekte (o=neutral, +=Vorteil, -=Nachteil, §!=nicht durch die Regulierung abgedeckt)	Netz	Kunde	Lieferant	Aggregator	Regulator
A Begrenzung der Maximallast (LM klassisch)	+	+	0	0	ok
B Fahrpläne f. Lasten (langfristig im Voraus vereinbart)	+	+	+	+	§!
C Abrufbare Optionen (kontraktierte kurzfristig verfügbare zu- Abschaltung zeit- und ortsscharf)	+	+	-	+	§!
D Dayahead-Anpassung der Einspeise- / Lastkurve	+	+	0	0	§!
E Neartime / Realtime Anpassung der Lastkurve	+	+	-	+	§!
X1 Fahrplanorientierter Prosumer (direktvermarktend)	+	+	+	+	§!
X2 Eigenverbrauchsoptimierer (unverhersehbar, insb. mit Speicher)	-	+	0	0	Ok
X3 Systemgeführter Prosumer (versorgerseitiges Speichermanagement)	+	0	-	0	§!
Y Gruppenmodelle (heterogene Bündelung kleiner Lasten, ggf. lokal)	+	+	+	+	§!
Z Filialmodelle (Schwarmsteuerung homogener Betriebe, Ketten)	0	+	+	+	§!

**Abb. 4 Übersicht über verschiedene Geschäftsmodelle und Effekte für die beteiligten Akteure, Quelle: Eigene Darstellung der B.A.U.M. Consult GmbH, 2013**

Die Abbildung 4 zeigt, dass viele netznützliche Geschäftsmodelle unterschiedliche Effekte auf die Lieferanten haben. Aggregatoren oder regionale Märkte könnten diese Konflikte über Preisbildungsprozesse (auch hinsichtlich Bilanzkreiseffekten) auflösen. Bis auf zwei der hier entwickelten Modelle sind die übrigen seitens der Regulierung noch nicht zulässig.

Der Spalte „Modell und seine Effekte“ können die 10 Geschäftsszenarien, die in Kap. 7.3 ausführlich thematisiert sind, entnommen werden.

- Grün hinterlegte Felder zeigen an, dass für die jeweilige Kategorie ein Vorteil bei dem entsprechenden Geschäftsszenario vorliegt bzw. regulatorische Rahmenbedingungen existieren.
- Gelb hinterlegte Felder zeigen an, dass bei der jeweiligen Kategorie weder ein Vorteil noch ein Nachteil durch das entsprechende Geschäftsszenario besteht.
- Bei rot hinterlegten Feldern entsteht der betreffenden Kategorie ein Nachteil bzw. ist das Geschäftsszenario nicht durch einen regulatorischen Handlungsrahmen abgedeckt.

**Unter aktuellen Regulierungsvorgaben sind nur die Geschäftsszenarien (A) und (X2) anwendbar**

## 1.5 Fazit und Empfehlungen aus Kap. 8

### 1.5.1 Empfehlungen an die Netzbetreiber

- Monitoring im Verteilnetz verbessern, um (künftige) Engpässe antizipieren zu können. Bedarf des Netzes an flexiblen Nutzern lokalisieren & quantifizieren.
- Lösungsportfolio (Ausbau & smarte Optionen) technisch/wirtschaftlich vergleichen (können), vertrauenswürdige Datenmanagement (Standards) einführen, auf geringe IKT-Kosten achten.
- Unterschiedliche Geschäftsmodelle ausgehend von bestehenden Ansätzen entwickeln und in Fallstudien erproben (LM, RLM, Rundsteuerung).
- Win-Win-Zielgruppen fokussieren, eingespielte Kommunikationswege nutzen (Lebensmittelhandelsketten, produzierendes Gewerbe, kommunale Betriebe: Kommunikation über Multiplikatoren, Filialstrukturen, Elektrikerbetriebe, Einkaufsorganisationen, Hersteller von Energiemanagern, Verbände, Aggregatoren).
- Geeignete Partner zur Umsetzung von Geschäftsmodellen (wegen Unbundling-Konformität) einbinden (Vertrieb, Aggregatoren).
- Pilot-Erfolgstories in unterschiedlichen Varianten schaffen, Smarte Lösungen anhand von Fallstudien beim Regulator promoten.

### 1.5.2 Empfehlung an die Regulierung und Marktgestaltung

- Anreize setzen für smarte Lösungen (Gleichgestellte Anrechenbarkeit auch indirekter Kosten, z.B. IKT-Infrastruktur-Vorleistung, Netzmonitoring und Kundenkommunikation).
- Spielräume gewähren in der Gestaltung von Netzkonditionen (diskriminierungsfrei und nachweislich netzwirksam).
- Leistungsbezug in der Stromlieferung verstärken (Orientierung an Kapazitätsbereitstellung und ggf. Kosten-Verursachung).
- Marktzugänglichkeit erleichtern für kleine Flexibilitäten und Aggregatoren (Bündelung, Präqualifikation).
- Handel ermöglichen von diversifizierten Energiedienstleistung nach Ort, Zeit und Güte (Dauer, Zuverlässigkeit, Kurzfristigkeit), Problem: Liquidität regionaler Märkte und Preistransparenz in der Zahlungsbereitschaft der Netzbetreiber.

### 1.5.3 Empfehlung an die Politik zur Einführungsstrategie Smart Grid

- Smart Grids als gesamtgesellschaftliche Infrastrukturaufgabe politisch begreifen (→ im Fachdialog verschiedene Stakeholder & Energiepolitiken zusammenführen).
- Die Umlegung der Kosten für die Netzinfrastruktur sollten verursachungsgerecht erfolgen. Netznutzer hätten dann mehr Anreize, dort anzuschließen, ein- und auszuspeisen, wo Kapazitäten im Netz noch vorhanden sind. .
- Netzbetreiber sollten smarte Lösungen wie Flexibilitätsmanagement gleichermaßen zur Bewirtschaftung ihres Netzes anrechnen lassen können (Positiv- Liste smart-Lösungen).  
→ erste tragfähige Geschäftsmodelle mit Gewerbe fördern, aber nicht überfordern

→ nötiges Monitoring auf VN-Ebene honorieren  
 → VNB/Dritte als Produkteentwickler aktivieren

- Handel von Energiedienstleistungen diversifizieren in Raum und Zeit. Zugänge für neue Akteure (Aggregatoren) oder Geschäftsmodelle (Flexibilitätsdienstleistungen) erleichtern  
 → transparente Marktplattformen für regional diversifizierte E-Services → Zutrittsschwellen auf Flexibilitätsmärkten für kleine Einheiten senken, Zugriffsrechte auf Datenpools regeln für Aggregatoren, Flexibilitäts-Operatoren → dynamisierte Energieliefer-Abrechnungen als Anreiz für Vertrieb zulassen.
- Technologie-offene Standards vorgeben, Planungssicherheit schaffen → Mindestanforderkatalog an Schnittstellen Netz-Prosumer (Gewerbe) beschreiben.

#### 1.5.4 Empfehlung an die Forschungsförderung

- Demonstrationsprojekte zur konkreten Einbindung gewerblicher Flexibilitäten fördern (das tatsächliche Verhalten der Betriebe im operativen Geschäft, real erschließbares Potenzial, Markteintrittsbarrieren identifizieren, Kooperation mit (neuen) Akteuren zur Wertschöpfung initiieren).
- Portfoliomanagement der Flexibilitäten (möglichst effiziente und gewinnbringende Kombination der Flexibilitäten, um einen höchst möglichen Ertrag zu erzielen)
- Netzmonitoring und Prognose für differenzierte Einschätzung des Anpassungs-/Flexibilitätsbedarfs weiterentwickeln (Einordnung in Lösungsportfolios).
- Ableitung der notwendigen IKT-Infrastruktur, Technologien für automatisiertes Lastmanagement vornehmen (plug in tools branchenspezifisch).
- Tatsächliche Netzeffekte differenziert auswerten (insbesondere ökonomische Bewertung im Raum-Zeit-Muster unterschiedlicher Flexibilitätsprodukte).
- Geeignete Geschäftsmodelle ableiten (Anforderungen an Akteure und Rahmenbedingungen).
- Neues Marktdesign entwickeln und Handelsbarrieren für kleine Flexibilitätsanbieter (Präqualifikation, Aggregatoren, Plattformen, Marktplätze) abbauen.

## 2 Veranlassung und Aufgabenstellung

Die Integration der volatilen erneuerbaren Energieerzeuger in das existierende Stromnetz stellt Energieversorgungsunternehmen und Netzbetreiber vor neue Herausforderungen. Die Bereitstellung von Windenergie und Sonnenenergie ist wetterabhängig und trotz immer besser werdender Prognosesysteme existiert ein hoher Bedarf an kurz- und langfristiger steuerbarer Flexibilität beim Stromverbrauch. In zahlreichen Forschungsprojekten und konkreten Anwendungen (z.B. in den USA) wurde nachgewiesen, dass Gewerbebetriebe einen Teil der benötigten Flexibilität anbieten können.

Neben der technischen Machbarkeit spielt hier die Integration von flexiblen („smarten“) Stromverbrauchern in die primären und sekundären Prozesse des Unternehmens eine Rolle ebenso wie ein tragbares akzeptiertes Geschäftsmodell, welches genügend Anreiz zur Beteiligung bietet und die Investitionen in die nötige technische Infrastruktur mitfinanziert.

Der bmvit Schwerpunkt Smart Grids beschäftigt sich mit der Weiterentwicklung der Energienetze zu integrierten Energie- und IKT Infrastrukturen, als intelligente Infrastrukturbasis für die zukünftigen Energiesysteme- und Märkte. Der Schwerpunkt leistet wesentliche Beiträge zur Modernisierung der Energieinfrastruktur und unterstützt die Zielsetzungen der Klima- und Energiepolitik (erneuerbare Energie, Effizienz, Liberalisierung etc.), der Verkehrspolitik (Elektromobilität) und Technologiepolitik (Konvergenz von Technologien und Anwendungen, Technologiestandort Europa, etc.).

Das Thema stellt einen deklarierten österreichischen Schwerpunkt im europäischen SET Plan dar und ist Bestandteil des aktuellen Regierungsprogrammes. Das Forschungsgebiet zeichnet sich aus durch Interdisziplinarität, neuer Kooperations- und Akteurskonstellationen, einem hohen Grad an Kooperation auf europäischer Ebene sowie durch die Interdependenz von technischen Innovationen und der Weiterentwicklung des Marktrahmens (regulierte und freie Märkte im Bereich Energie und Telekommunikation).

In diesem Zusammenhang hat das bmvit die B.A.U.M. Consult GmbH München / Berlin beauftragt, zusammen mit der Salzburg AG Sekundär- und Primäruntersuchungen durchzuführen und die vorliegende Studie zu erstellen. Sie soll ...

- ... die Frage beantworten, welche Möglichkeiten für lastseitige Maßnahmen bestehen um Smart Grid Lösungen umzusetzen und welche Voraussetzungen in Bezug auf Rahmenbedingungen erforderlich wären,
- ... einen Schwerpunkt auf kleine und mittlere Gewerbebetrieben sowie kommunalen Einrichtungen legen und
- ... technische und wirtschaftliche Potentiale sowie Möglichkeiten der Mobilisierung dieser Potentiale durch Aktivierungsmaßnahmen und entsprechende Geschäftsmodelle darstellen.

Die Analyse sollte vor allem auf Ergebnissen einschlägiger Projekte und Studien in Österreich und Deutschland aufbauen. Im Rahmen der Untersuchung sollte nachgewiesen werden, ob im Rahmen zukünftiger Geschäftsmodelle genügend viele Betriebe in der Lage und auch bereit sind, ihre technisch möglichen Flexibilitäten zu vermarkten. Zu diesem Zweck wurden in der Smart Grid Modellregion Salzburg Unternehmen für eine entsprechende Befragung und Beratung vor Ort gewonnen.

## 3 Hintergründe

### 3.1 Herausforderungen und Chancen

Die Integration von erneuerbaren und dezentralen Energieerzeugern stellt insbesondere die Verteilnetze vor neue Herausforderungen, denn hier wird künftig der überwiegende Teil der fluktuierenden Lasten eingespeist. Stromangebot und Nachfrage können dezentral ausgeglichen werden, wenn lokale Flexibilitäten auf Verbrauchs-, Erzeuger- und Speicherseite mobilisiert und aktiviert werden können. Für das Verteilnetz ergeben sich Chancen durch Kooperation mit flexiblen Netznutzern. Damit lässt sich ein proaktives Netzmanagement betreiben und damit die Netzkapazitäten dynamischer nutzen. Das hilft die Netzausbaukosten zu minimieren und damit für alle beteiligten Akteure die Kosten niedrig zu halten und gleichzeitig die Versorgungssicherheit beständig zu halten.

Für die Netznutzer (speziell für Prosumer, also solche Verbraucher, die auch selbst erzeugen) ergeben sich mit der Bereitstellung von Flexibilitäten mittelfristig Chancen ihre Stromkosten zu verringern. Voraussetzung ist, dass die marktlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen ausreichende (ökonomische) Anreize zulassen und die Marktakteure diese Flexibilitäten auch nutzen und honorieren.

#### 3.1.1 Herausforderungen für das Verteilnetz

Die Stromnetze der Mittel- und Niederspannungsebene werden als Verteilnetze bezeichnet.<sup>3</sup> In ländlich geprägten Gebieten existieren häufig sogenannte Sternnetze. Hierbei versorgen einzelne Leitungsstränge eine ganze Ortschaft. Dagegen liegen in urbanen Gebieten häufig sogenannte vermaschte Ringnetze vor. Hierbei werden Stadtteile über mehrere Ortsnetztransformatoren versorgt. Da die meisten EE-Anlagen dezentral installiert sind, speisen über 97 Prozent der EE-Anlagen in die Verteilnetze (typischerweise in ländlichen Verteilnetzen) ein. Insofern treten insbesondere hier technischen Probleme auf und machen Investitionen erforderlich. Netzexperten erwarten, dass bei einem Anteil der EE-Stromerzeugung von über 35-40 Prozent das Stromnetz an seine Grenzen stößt. In einigen Regionen kommt es bereits heute zu temporären Überlastungen der Netzbereiche. Folgende Netzprobleme lassen sich beobachten:

#### **Zeitweise Spannungsbandverletzungen**

Ein durch fluktuierende Einspeisung verursachtes Ungleichgewicht zwischen Einspeisung und Verbrauch drohen in betroffenen Strängen des Verteilnetzes zeitweise Spannungsbandverletzungen. Besonders gefährdet sind Stränge mit einem hohen Anteil fluktuierender Ein-

---

<sup>3</sup> Der Text aus Kap. 3.1.1. stammt aus einer Entwurfsfassung zu einem Positionspapier der BDI Taskforce „Internet der Energie“, an dem Michael Wedler (B.A.U.M. Consult) im Rahmen seiner Tätigkeit in der E-Energy Begleitforschung als Mitglied der BDI-Taskforce „Internet der Energie“ Mitautor ist. Dieser Text wird in ähnlicher Form auch im dieses Jahr erscheinenden BDI-Positionspapier zur Gestaltung des Strommarkt in der Energiewende erscheinen (BDI IdE, forthcoming: Positionspapier zur Gestaltung des Strommarktes in der Energiewende. Berlin.)

speisung. So führt eine zeitweise hohe Einspeisung bei gleichzeitig geringem Verbrauch zu einer erhöhten Spannung.

### **Zeitweise Umkehr des Lastflusses**

Die Primär- und Sekundärtechnik in Verteilnetzen ist für den Lastfluss von zentralen Erzeugern hin zu dezentralen Verbrauchern ausgelegt. Durch fluktuierende Einspeisung kommt es zeitweise zu Situationen, in denen Verteilnetzbereiche Strom in die vorgelagerten Netze einspeisen, anstatt Strom aus diesen zu entnehmen. Dies wird als Umkehr des Lastflusses bezeichnet. Zunächst kann dies dazu führen, dass die Schutztechnik nicht wie vorgesehen funktioniert, was im Störfall Schäden für das Netz zur Folge haben kann. Zunehmend gibt es heute sogar Fälle, in denen der Lastfluss in das vorgelagerte Netz größer ist als der Lastfluss, für den das Netz konzipiert wurde. Dies führt zur Alterung von Kabeln und Transformatoren und im Extremfall sogar zu deren Zerstörung.

### **Schwankungen der Netzfrequenz**

Die Netzfrequenz ist ein Abbild des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch. Die Einspeisung durch regenerative Quellen verändert sich oftmals in schneller Zeitabfolge, z.B. wenn Wolken über eine Photovoltaik-Anlage ziehen. Diese Fluktuationen müssen durch die Modulation anderer Erzeugungs- und Verbrauchseinrichtungen im Verbundnetz kompensiert werden. Infolge der zeitlichen Verzögerung bei der Kompensation schwankt die Netzfrequenz. Diese Schwankungen beeinträchtigen die Funktion vieler elektrischer Geräte und führen zu Resonanzschwingungen an Generatoren.

#### **3.1.2 Ansätze für den Ausgleich von volatiler Erzeugung und flexiblem Verbrauch**

Für den Ausgleich fluktuierender Erzeugung können Flexibilitäten unterschiedlicher Herkunft herangezogen werden:

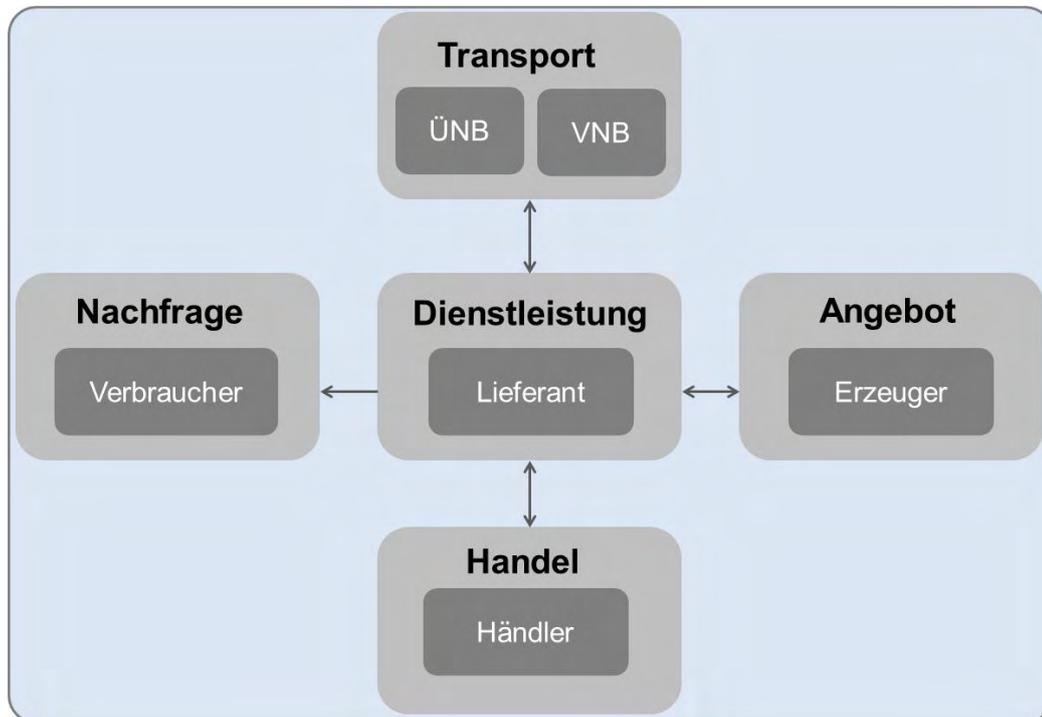
- flexible Erzeugungsanlagen, z.B. BHKW
- flexible Verbraucher, z.B. Kühlgeräte
- flexible Speicher.

In dieser Studie liegt der Fokus auf der Analyse der Flexibilitäten im energieintensiven Gewerbe und dabei speziell bei der Flexibilisierung des Verbrauchs. Zur Flexibilisierung des Stromverbrauchs im Haushaltssektor gibt es derzeit wegweisende Demonstrationsvorhaben beispielsweise in den deutschen E-Energy-Modellregionen. Die ersten Ergebnisse wiesen auf hohe Integrationskosten und begrenzte Potenziale im Haushaltskundensektor hin. Gleichzeitig gibt es erste Hinweise darauf, dass sich Flexibilitätspotenziale im gewerblichen Sektor künftig innerhalb erster Aggregatoren-Business-Modelle profitabel vermarkten lassen könnten.

#### **3.1.3 Neue Marktfunktionen und Marktteilnehmer**

Die Rollen und Funktionen sowie die Akteursbeziehungen am Energiemarkt (siehe Abb. 5) haben sich lange Zeit kaum verändert. Erst die Liberalisierung und der Trend zu dezentralen, erneuerbaren Energiequellen stellten das traditionelle Gefüge in den letzten Jahren vor neue Herausforderungen und begründeten ein Umdenken, das Veränderungen im Verständnis der etablierten Rollen und Funktionen bedingte. Die Veränderungen im Energiesystem riefen

zusätzlich auch völlig neue Funktionen und Rollen auf den Plan. Die Definitionen von für ein Smart Grid relevanten – neuen und alten – Marktrollen sind in Annex I aufgelistet. Dieses Kap. 3.1.3 beschreibt und begründet die Veränderungen der Rollen und Funktionen am Energiemarkt und beleuchtet einige zentrale, aktuelle Diskussionsstränge, die im Zusammenhang mit der vorliegenden Studie von besonderer Relevanz sind.



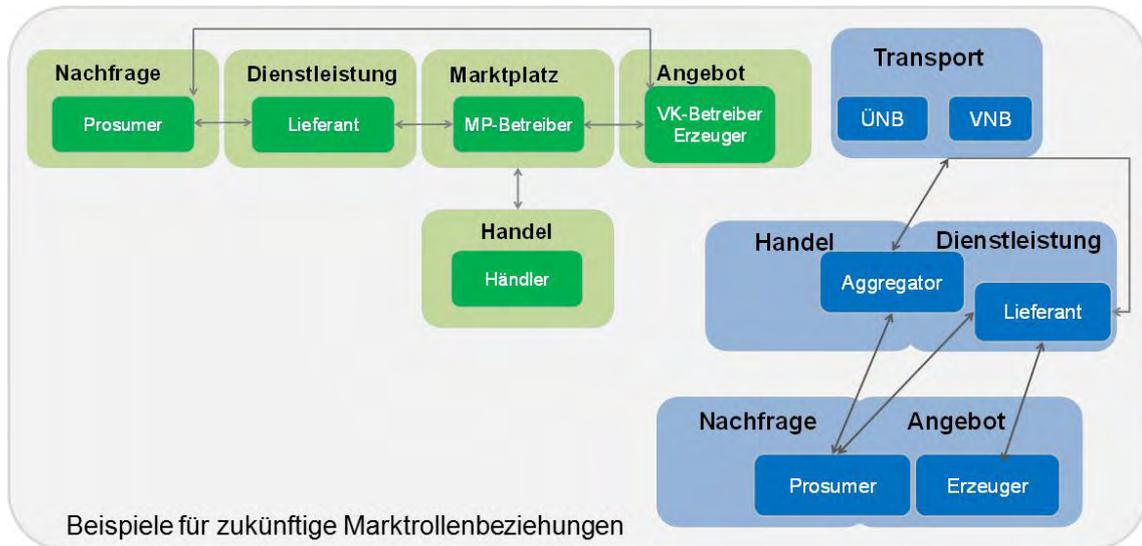
**Abb. 5 Traditionelle Akteursbeziehungen im Energiesystem, Quelle: Eigene Darstellung der B.A.U.M. Consult GmbH, 2011**

Diese Veränderungen im Energiesystem betreffen sowohl Verbrauch und Erzeugung, aber auch den Vertrieb, Transport sowie die Speicherung von Strom, bedingen also den Wandel des alten Einbahnstraßen-Energiesystems zu einem neuen mehrdimensionalen Geflecht. In diesem sind fast alle Rollen miteinander durch neu geschaffene IKT-Marktplätze und andere auf IKT basierende Funktionen miteinander verbunden. Hier ist auch nicht mehr nur eine Ausprägung von Akteurskonstellation, sondern eine Vielzahl von neuen Interaktionsmustern, die auf regionale Gegebenheiten angepasst werden können, denkbar.

Die Veränderungen sind jedoch nicht nur den dem Megatrend Smart Grid zuzuordnen. Der Trend zur Eigenerzeugung, der in immer häufigeren Installationen von Distributed Energy Resources (DER)<sup>4</sup> in Verbraucherhaushalten und -betrieben resultiert, führt bereits seit Jahren zur Erosion der traditionellen Rolle des Verbraucher einerseits und der des Erzeugers andererseits. Die reine Verbraucherrolle reicht nicht mehr aus, um die Funktionen und Verantwortungen eines Haushalts nach Inbetriebnahme einer Erzeugungsanlage zu beschrei-

<sup>4</sup> Mit DER sind nicht nur solche kleineren Erzeugungsanlagen gemeint, die sich aus erneuerbaren Quellen speisen (Renewable Energy Systems – RES), sondern auch auf effiziente Weise fossile Rohstoffe nutzende Anlagen wie micro-BHKWs.

ben. Zwar nehmen die Verbraucher – private wie gewerbliche - weiter Strom ab, speisen jedoch auch selbst ein. So ist er ebenso Produzent wie Verbraucher. Diese duale Rolle, die nach und nach mehr Einfluss auf die europäischen Energiemärkte gewinnt, wird als Prosumer definiert. Der fortschreitenden Durchdringung der niederen Netzebenen mit DER, und damit der Einbindung der Prosumer, wurde in der Entwicklung der Kommunikationsinfrastruktur bisher nicht Rechnung getragen. Dies soll die bidirektionale Kommunikation, die einem Smart Grid zugrunde liegen soll, ändern.

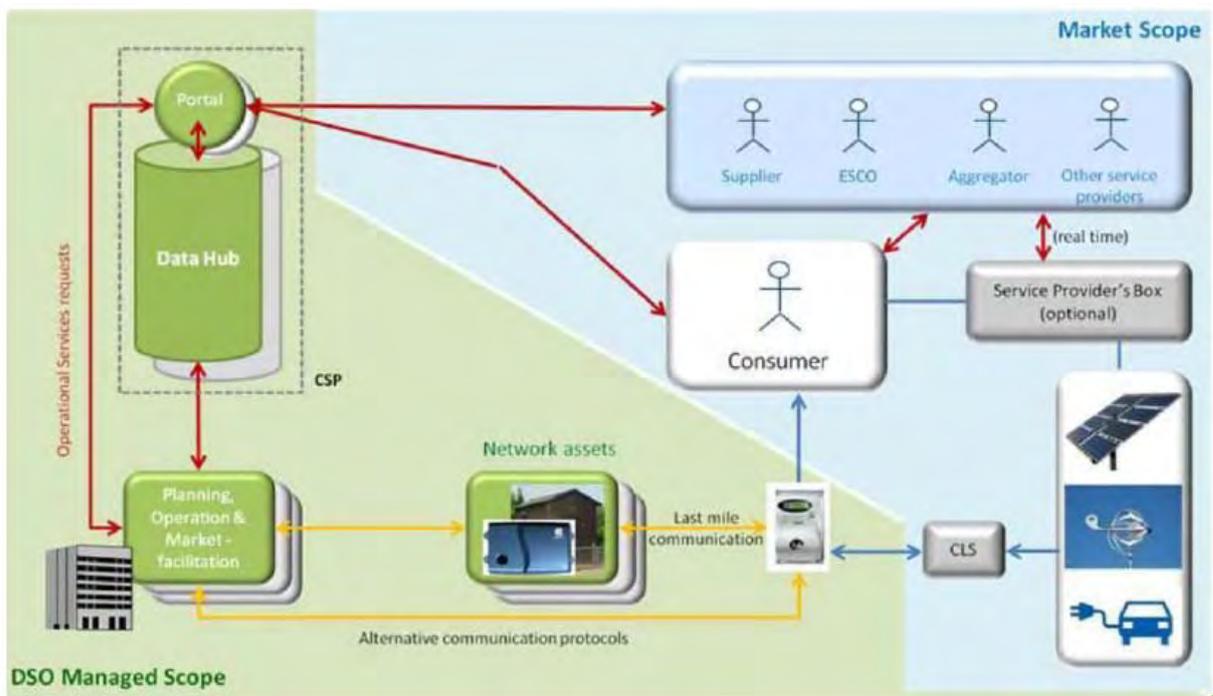


**Abb. 6 Mögliche Rollenbeziehungen im IKT-Energiesystem der Zukunft, Quelle: Eigene Darstellung der B.A.U.M. Consult GmbH, 2011 basierend auf E-DeMa und eTelligence**

Aber auch, wenn bei vielen Verbrauchern keine DER-Anlagen angeschlossen sind, sie im engeren Sinne also keine Prosumer darstellen, können sie dennoch durch ihre IKT-gesteuerte Partizipation am Energiesystem eine wesentlich aktivere, entscheidendere Rolle einnehmen. Verfügt der Verbraucher bereits über entsprechende Kommunikationsmechanismen sowie über smarte Anwendungen, kann er auch seine Flexibilität im Verbrauch als Produkt anbieten. Dies ist vor allem für Kunden mit hohem Verbrauch, also speziell für Gewerbebetriebe, lukrativ und die dort aggregierten Energiemengen können sowohl für Markt- als auch als Netzprodukte eingesetzt werden.

Der Aufbau der bidirektionalen Kommunikationsstruktur ist allerdings untrennbar mit einer massiven Erhöhung des Datenvolumens, das im Energiesystem entsteht, verbunden. Sensorik und Aktorik bedingen eine Datenflut, die es zu bewältigen gilt und die allen Akteuren im Energiesystem diskriminierungsfrei und unter Wahrung des Datenschutzes zur Verfügung gestellt werden muss. Für solche Datenmengen sind intelligente, flexible Speicher- und Verarbeitungsmöglichkeiten gefragt. Bei welchen Akteuren die umfassende Datenschnittstelle angesiedelt sein kann und darf, ist vor allem eine Frage der Regulierung und des daraus entstehenden Marktdesigns. Fraglich ist, ob nicht vor allem die Verteilnetzbetreiber, bei denen durch den Zuschnitt des Energiesystems alle relevanten Daten zusammenkommen und die auf Grund des Unbundlings zur Diskriminierungsfreiheit gegenüber allen Energiemarktakteuren verpflichtet sind, sich für die Rolle als Datenschnittstelle/Data Warehouse eignen (siehe Abb. 7). Das in Abb. 7 vertretene Marktmodell wird vor allem von EDSO, dem europä-

ischen VNB-Verband, befürwortet. Hier tritt der VNB als Market facilitator auf und trägt zentrale Aufgaben und Verantwortlichkeiten im System<sup>5</sup>.

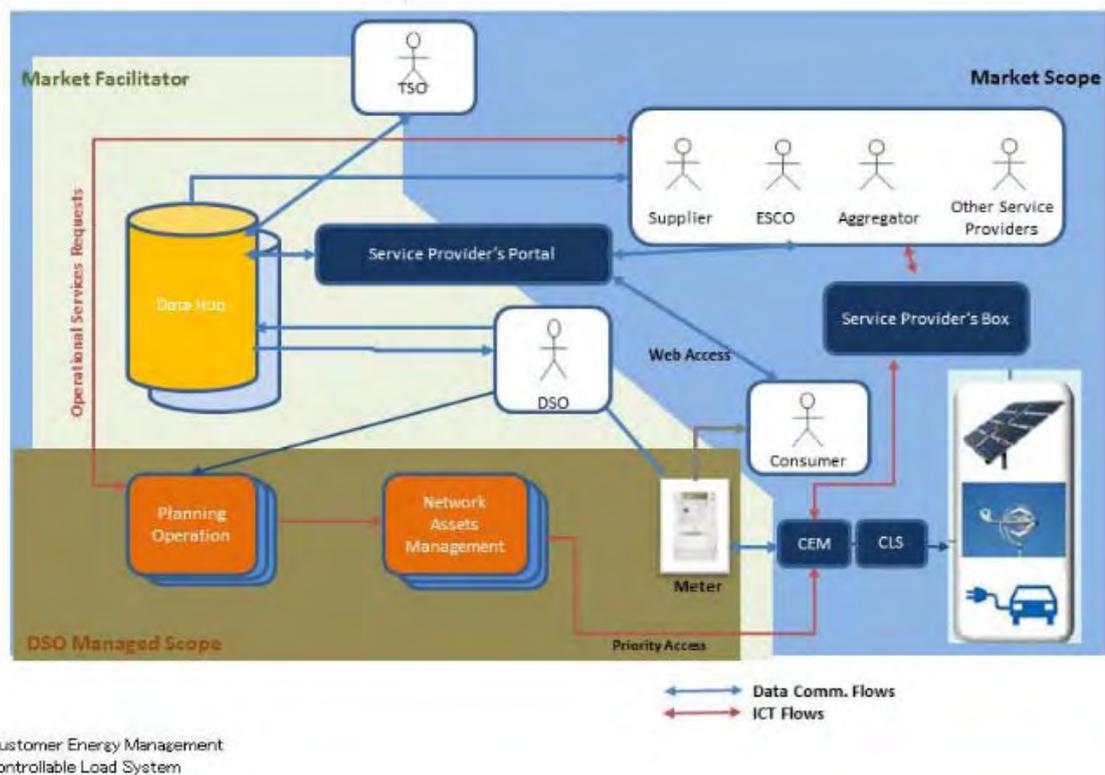


**Abb. 7 EDSO Marktmodell - VNB als „Market Facilitator“, Quelle: EC Smart Grids Task-Force 2012**

Es sind jedoch auch weitere Marktmodelle in der Diskussion, in denen die Verantwortlichkeiten im System anderweitig auf die Akteure aufteilen.

So zeigt Abb. 8 die Option die Informationsschnittstelle analog zur unbundling Regulierung über eine unabhängige, dritte Partei zu organisieren, so dass keiner Partei im System Diskriminierung widerfahren kann. Außerdem könnte eine Zentralisierung bei einem unabhängigen Akteur zu Skaleneffekten führen die bei einer Aufteilung der Informationsschnittstelle auf unterschiedliche VNBs nicht gewährleistet werden kann. Weiterhin wäre ein „Data Access Point Manager“-Modell möglich (siehe Abb. 9), das sich durch die Zertifizierung von bestimmten Unternehmen als vertrauenswürdige „Data Access-Point Manager“ auszeichnet, die dafür Sorge Trage bestehende Rollen in den neuen Funktionen und dem Datenmanagement zu unterstützen ohne dass sich bestehende Firmen und Geschäftsmodelle anpassen müssten.

<sup>5</sup> Für eine ausführliche Beschreibung der hier kurz angerissenen Optionen für Marktmodelle, siehe den 1. Jahresbericht der Expertengruppe 3 der EC Smart Grids Task Force vom Januar 2013 „Options on handling Smart Grids Data“

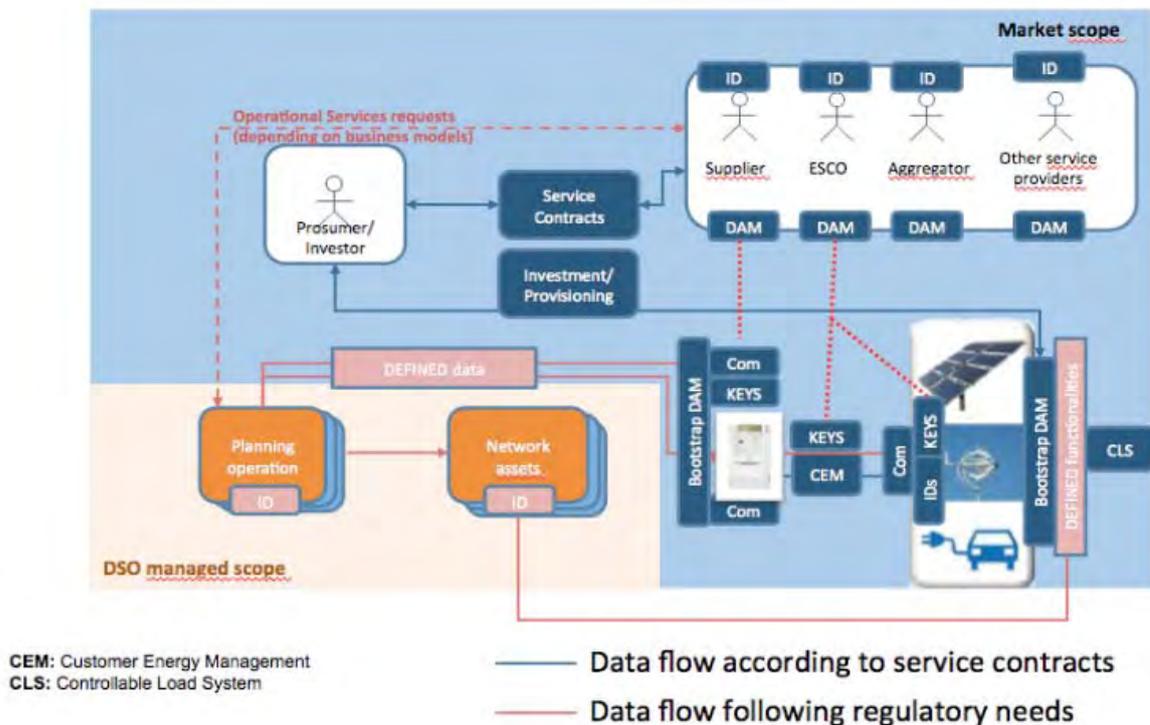


**Abb. 8 Potentielle Marktmodelle: 3rd Party Data Facilitator and Data Sharing, Quelle: EC Smart Grids Task Force 2012**

Festzuhalten ist aber, dass die neue Funktion des Datenmanagement Einfluss auf alle Marktrollen und –akteure haben wird, da sich alle auf das erhöhte Datenaufkommen einstellen und ihre Systeme dementsprechend ausstatten müssen.

Mit der Integration der DER sowie mit der aktiven Laststeuerung bei großen Verbrauchern gehen noch weitere Veränderungen im Rollen- und Funktionsgefüge des Energiesystems einher. Für eine gezielte Vermarktung an der Börse, als regionale Produkte oder z.B. am Regenergiemarkt, bietet es sich an, die neue Funktion des Bündelns in das System zu integrieren. Verschiedene Interpretationen des Bündelns als reine Funktion einerseits oder als komplett neue Rolle im System verdeutlichen, dass über die genaue Bedeutung und Ausgestaltung des Begriffs auf nationalen und europäischen Ebenen noch lange kein Konsens besteht. Unterschiedliche Definitionen und Beschreibungsansätze (Aggregator, Flexibility Operator, Virtuelles Kraftwerk, Virtual Power System u.ä.) konkurrieren um die Begriffshoheit. Unabhängig vom Verständnis als Rolle oder Funktion, Aggregator oder Flexibility Operator, kann aber bereits folgendes festgehalten werden: Die Aufgabe des Bündelns kann auf vielfältige Weise gestaltet und entweder durch bereits etablierte Akteure (z.B. Vertriebe) übernommen werden, genauso aber auch durch neue Akteure, die sich als reine Aggregatoren am Markt etablieren und ihre Kunden direkt – ohne den Vertrieb mit einzubeziehen – vertraglich an sich binden. Die Bündelungsprozesse können sich auf Erzeugungsmengen einerseits oder Verbrauchsflexibilität andererseits beziehen, genauso aber auch beides umfassen. Ziel ist es, kleine Elektrizitätsmengen (Megawatts und Negawatts) so zusammen zu stellen, dass sie am Markt profitabel handelbar werden (marktliche Ausrichtung) oder sie

lokal, knotenscharf abrufbar sind, um Probleme im Verteilnetz lösen zu können (netzorientierte Ausrichtung).



**Abb. 9 Potentielle Marktmodelle - Der Data Access Point Manager im Kontext des Energiesystems, Quelle: EC Smart Grids Task Force 2012**

Erste wirtschaftlich tragfähige Virtuelle Kraftwerke und Aggregatoren agieren bereits in ganz Europa. Ob Rolle oder Funktion – Die Aggregation wird sich in unterschiedlichen Formen im dezentralen, bidirektionalen Energiesystem etablieren. Nun gilt es, die konkreten Potenziale für unterschiedliche Geschäftsmodelle einzuschätzen und zu heben.

Dies ist von unmittelbarer Relevanz für die vorliegende Studie, da hier Potenziale für die Aggregation von Flexibilität aus Lastverschiebungspotenzialen bei Gewerbekunden herausgestellt werden. Konkrete Geschäftsmodelle für diesen Bereich haben bisher noch Seltenheitswert. Bisher wurde nur in wenigen Fällen geklärt, welche Lastverschiebungspotenziale sich tatsächlich realisieren lassen und in welchem Umfang sich daraus ein Geschäftsmodell definieren ließe. In dieser Studie sollen anhand der Fallstudien und Interviews in Gewerbebetrieben in Zusammenarbeit mit der Salzburg AG für die Region maßgeschneiderte Geschäftsmodelle zur Lastverschiebung beschrieben werden.

Über all die bisher beschriebenen Entwicklungen hinaus stellt die derzeitig entstehende IKT-Grundlage im Energiesystem aber auch die „Spielwiese“ für völlig neue Akteure und Mehrwertdienste vor allem aus dem IT- und Kommunikationsbereich zur Verfügung, die zuvor gar keine Verbindung zum Energiemarkt gesucht und gesehen haben. Kleine IT-Startups können Energy Apps entwickeln und sie den Verbrauchern zum besseren Management ihres Verbrauchs anbieten, andere Firmen entwickeln gezielte Lösungen zur Abrechnung von großen E-Kfz-Flotten. Den durch ein Smart Grid entstehenden Möglichkeiten zusätzliche Mehrwertdienste zu schaffen sind kaum Grenzen gesetzt.

### 3.2 Flexibilitäten im Stromverbrauch

Die Währung für die Integration eines höchstmöglichen Anteils erneuerbarer Energien, die den Ausgleich von schwankender Erzeugung und Verbrauch ermöglicht, heißt Flexibilität. Analog zu den Erzeugungskosten für Strom wird sich auf dem Flexibilitäts-Markt (nicht Kapazitätsmarkt) eine Rangfolge der Flexibilitätskosten verschiedener Ausgleichsoptionen einstellen. Hier werden flexible Verbraucher mit flexiblen Erzeugern und verschiedenen Speichertechnologien (ggf. auch mit Transport, Import-Exporten) konkurrieren. Die spezifischen Kosten der jeweiligen Energie-Dienstleistung (W, U, Frequenz, Blindleistung) werden sich grob folgendermaßen abzeichnen:



**Abb. 10** Priorisierung der Flexibilitätsformen, Quelle: Eigene Darstellung der B.A.U.M. Consult GmbH, 2013

- Thermische Speicher, z.B. durch den zeitvariablen Einsatz von Kälte- oder Wärmespeichern, haben ein höheres Potenzial als kurzfristige, elektrische Speichere, z.B. Batterien, welche wiederum ein höheres Potenzial als chemische Speicher (P2G) besitzen.
- Flexible – bedarfsgerechte oder zumindest fahrplantroue – Erzeugung wird sich mit flexiblem Verbrauch vergleichen, z.B. ein Gaskraftwerk mit einem BHKW-Schwarmstromkraftwerk. Erste Ergebnisse der Entwicklung manifestieren sich momentan in den sinkenden Preisen am Minutenreservemarkt.

Geht es um nicht rein marktliche Dienstleistungen, sondern sollen auch netzorientierte Dienstleistungen entwickelt werden, erfährt neben der Dimension Zeit auch die Dimension Ort eine Aufwertung. Denn nur dort, wo Flexibilität in ausreichendem Maße knotenscharf zur Verfügung gestellt werden kann, können überhaupt netzorientierte Dienste entwickelt werden. Andererseits geht ein Ort mit Flexibilitätsangebot nicht immer mit einem lokalen Bedarf aus Sicht der Netzsteuerung einher, weswegen dort die Bereitstellung keine lokale Nachfrage findet und auch nicht entsprechend honoriert werden wird.

Generell ist zwischen unterschiedlichen Optionen der Flexibilisierung zu unterscheiden, die in Abb. 11 zusammengefasst werden.

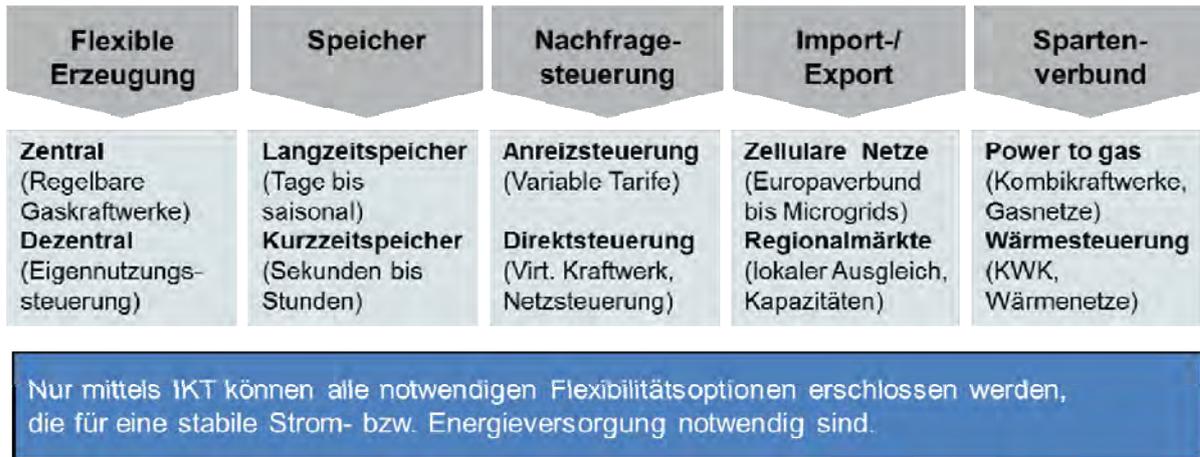


Abb. 11 Optionen für Flexibilisierung, Quelle: moma 2012

Jedoch sind nicht alle Flexibilitäten mit ähnlich Aufwänden und Integrationskosten zu erschließen. Sie taugen auch um sehr unterschiedliche Formen und Mengen von Flexibilität zu heben. So gibt es eine Rangfolge der wirtschaftlichen Vorzüglichkeit der verschiedenen Flexibilitätsoptionen im Hinblick auf die spezifischen Integrationskosten und Vermarktungsoptionen. Diese sind schematisch in Abb. 12 dargestellt.

Auf der y-Achse ist das Potenzial zur Integration des steigenden Anteils erneuerbarer Energien (EE) dargestellt. Die x-Achse gibt den Zeithorizont an, auf welches sich das Potenzial bezieht. Unter Berücksichtigung der zuvor genannten Faktoren (Integrationskosten, Vermarktungsoptionen etc.) besitzt das Erzeugungsmanagement das größte Potenzial. An zweiter Stelle folgt das Demand Side Management in Industrie und Gewerbe. An dritter Position steht das Demand Side Management in Haushalten. Zuletzt wird das Potenzial zur Hebung von Flexibilitäten durch den Einsatz von Speichern vervollständigt.

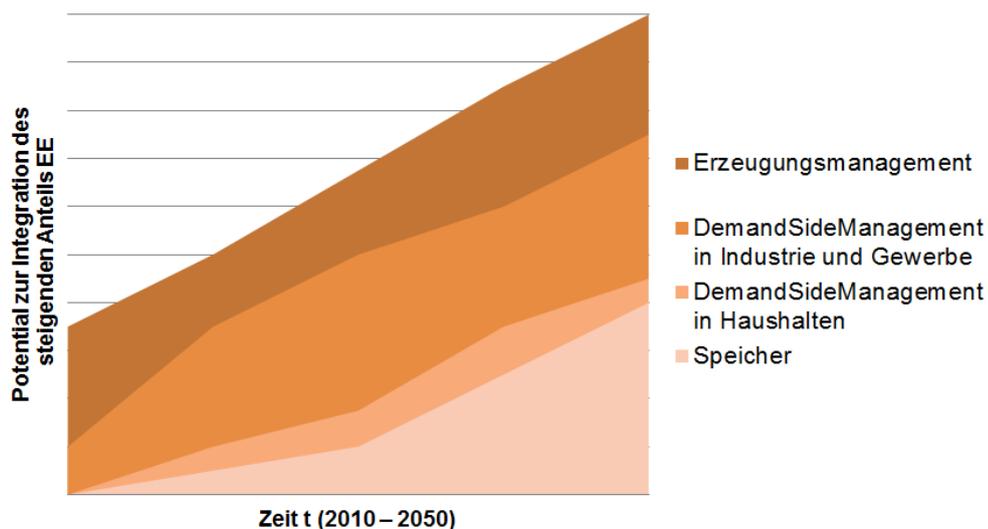
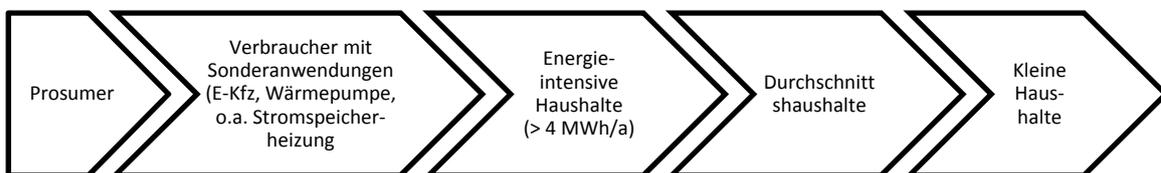


Abb. 12 Entwicklung des zur Integration von EE notwendigen Flexibilitätspotenzials aus unterschiedlichen Quellen, Quelle: B.A.U.M. Consult GmbH 2014

Diese wurden innerhalb der Arbeiten des E-Energy-Förderprogramms<sup>6</sup> weiter ausdifferenziert. Aus Sicht der Modellregionen weisen folgende Prozesse ein lokales Steuerungspotenzial auf:

- industrielle Prozesse im Sinne steuerbarer Lasten bei Großverbrauchern,
- dezentrale Einspeisung,
- (thermisch träge oder speichergestützte) Wärmeanwendungen,
- (thermisch träge oder speichergestützte) Kälteanwendungen,
- Elektromobile,
- dezentrale Speicher.

So ist die Fokussierung der vorliegenden Studie auf gewerbliche Laststeuerung begründet, da hier ein großes, gut zu hebendes Potenzial zur Lastverlagerung vermutet wird. Die Studie soll dieses Potential hinsichtlich einzelner Branche, Vertriebsstrategien und anderen Bedarfen hin weiter differenzieren. Auch unter den Gewerbekunden gibt es Fokusgruppen oder „low hanging fruits“, die für die Entwicklung erster Geschäftsmodelle im Bereich Lastverschiebung im Gewerbe besonders wichtig sind. Ein Ziel der Studie besteht darin, die Ergebnisse bei den betrachteten Gewerbebetrieben einerseits und aus der Desk Research andererseits in einer Priorisierung der Gewerbebetriebe nach festzulegenden Kriterien einzubeziehen. Vorbild könnte die in Abb. 13 aufgezeigte Priorisierung unterschiedlicher privater Stromverbraucher sein, die im Rahmen der E-Energy Evaluationsarbeiten entstanden ist.



**Abb. 13** Priorisierung der Flexibilität bei privaten Stromverbrauchern, Quelle: Eigene Darstellung der B.A.U.M. Consult 2013

### 3.2.1 Energiemanagement: Effizienz dank Energieeinsparung und Lastverlagerung

Zunehmend setzt sich das Verständnis durch, dass Systemeffizienz künftig nicht allein durch die Minimierung des Energieaufwandes bei konstanter Produktion gemessen werden kann. Stattdessen sollte Systemeffizienz im Zeitalter der Erneuerbaren durch die optimale Ausnutzung des erneuerbaren Energiedangebotes und damit der Minimierung des Einsatzes fossiler bzw. nicht erneuerbarer Primärenergie bestimmt werden.

In diesem Zusammenhang rückt auch für das Energiemanagement eines Gewerbebetriebes (DIN EN ISO 50001), neben der Daueraufgabe der Energieeinsparung durch energieeffiziente Geräte und Verfahren, die Dynamisierung des Energieverbrauchs über Lastmanage-

<sup>6</sup> Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 2009

mentmaßnahmen in den Fokus. Dies kann bei einzelnen Anlagen zur geringfügigen Absenkung der Wirkungsgrade führen (z.B. Kühlaggregate), dient jedoch der Effizienz des Gesamtenergiesystems. Die Ausnutzung von Einspeiseüberschüssen aus fluktuierenden erneuerbaren Quellen ist eine der zentralen Herausforderungen.

Energiemanagement in Betrieben verfolgt künftig also mehrere, teilweise in Konkurrenz stehende Ziele:

- Energieeinsparmaßnahmen mit dem Effekt der Reduzierung des Energieverbrauchs und der maximalen Last bzw. der Netzanschlussleistung – kann gegebenenfalls auch mit der Reduzierung der maximal verschiebbaren Lasten erreicht werden.
- Lastverlagerungen mit dem Effekt durch die höhere Flexibilität auf zeitlich variierende Energieangebote (erneuerbar, regional, billig) reagieren zu können – kann gegebenenfalls dazu führen, dass einzelne Anlagen aus dem optimalen Wirkungsgrad geführt werden, dafür jedoch das speziell erwünschte Energieangebot einsetzen können.
- Eigenverbrauchsoptimierung mit dem Effekt durch den internen Abgleich von Erzeugung und Verbrauch fahrplantreu zusammenarbeiten zu können – kann gegebenenfalls den Netzstrombezug reduzieren, aber auch als Energiedienstleister für Netzbelange (Abschaltkunde bis hin zum Virtuellen Kraftwerk) fungieren.

## 4 Rahmenbedingungen

### 4.1 Informations- und Kommunikationstechnik (IKT)

Um die in dieser Studie untersuchten Geschäftsmodelle wie auch andere Smart-Grid Lösungen in der Fläche implementieren zu können, ist ein kostengünstiger und breiter Einsatz von IKT-Lösungen – speziell auch im Haushalts- und Gewerbebereich – notwendig. Es bedarf des Vorhandenseins einer Basisinfrastruktur („Energiedatensystem“), wie sie bisher noch in keinem europäischen Land aufgebaut wurde. Eine solche Infrastruktur geht weit über das in vielen Ländern – auch in Österreich – geplante Ausrollen von Smart Metern hinaus. Neben der verbesserten Sensorik, die die Transparenz des Gesamtsystems durch eine Überwachung von Spannung und Lastflüssen erhöht, bedarf es auch der Integration von Aktorik, um neue und alte Akteure miteinander zu verknüpfen und die Systemstabilität zu wahren. Vor allem intelligente Energiemanagementsoftware und die zugehörige Hardware, die die Interaktion zwischen Akteuren am Markt ermöglicht und die Bedürfnisse innerhalb des Systems gegeneinander ausregeln können, sind notwendig. Energiemanagement ist vor allem in Hinblick auf den Gegenstand der vorliegenden Studie zentral. Zentrale und dezentrale Energiemanagementsysteme stimmen Fahrpläne aufeinander ab und können so gebündelte Produkte aus dezentralen Lastverlagerungspotentialen für Netz und Markt anbieten (siehe Abb. 14 Funktionalitäten unterschiedlicher Energiemanagementsysteme machen intelligentes Lastmanagement in Unternehmen möglich, Quelle: Eigene Darstellung der B.A.U.M. Consult 2011).

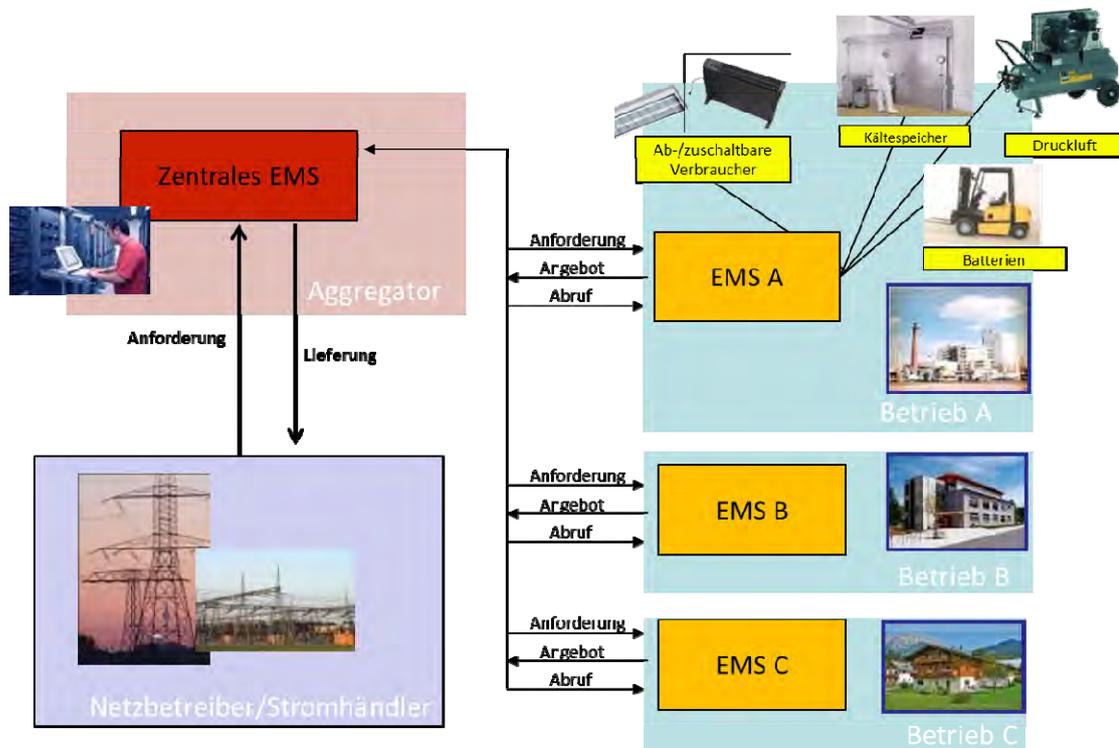


Abb. 14 Funktionalitäten unterschiedlicher Energiemanagementsysteme machen intelligentes Lastmanagement in Unternehmen möglich, Quelle: Eigene Darstellung der B.A.U.M. Consult 2011

Neben der Unterscheidung zwischen Software und Hardware-Komponenten sowie der Unterscheidung zwischen Sensorik und Aktorik muss bei Betrachtung der neuen IKT im Energiesystem auch der Zielrichtung Rechnung getragen werden. Richten sich die IKT-Anwendungen darauf, den reinen Netzbetrieb, den regulierten Bereich, zu verbessern oder zielen sie auf die Herstellung neuer, marktbasierter Anwendungen im grünen Bereich, in dem das Netz keine Rolle spielt, ab? Die deutsche Bundesnetzagentur hat zur Unterscheidung dieser beiden Ansätze die Begriffe „Smart Grid“ und „Smart Market“ vorgeschlagen. In der von DNV KEMA durchgeführten VKU-Studie zu Anpassungs- und Investitionsbedürfnissen in Hinblick auf IKT (DNV KEMA für VKU 2012) werden die zentralen IKT-Komponenten für das Smart Grid mit Rücksicht auf die speziellen Unterscheidungen dargestellt. Die in dieser Studie getroffene Klassifizierung ist in Tab. 3 zusammengefasst.

Anwendung	Benötigte zu kommunizierende Daten	IKT-Hardwarekomponenten	IKT-Softwaresysteme
<b>technische Ausrichtung – Smart Grid</b>			
Netzüberwachung	Netzzustandsdate, Schaltzustände/-befehle	Messeinrichtung, RONT (einschließlich Fernwirktechnik)	Datendrehscheibe (SCADA)
Spannungshaltung	Netzzustandsdaten (I, U, P, Q)	Messeinrichtungen, RONT	Datendrehscheibe
Direkte Steuerung	Messwerte, Netz	Messeinrichtung, Meter	Datendrehscheibe
Schaltung durch den VNB	Zustandsdaten	Gateway/ Energiemanager	(SCADA, EDM)
<b>Erschließung neuer Marktanwendungen – Smart Market</b>			
Preisbasierte Demand Response	Preise/Tarifsignale, Tarifprognosen, Messwerte	Messeinrichtung, Meter Gateway/ Energiemanager	Datendrehscheibe/ Marktplatz (Marktkommunikation)
Anreizbasierte Demand Response Programme	Messwerte, Netzzustandsdaten-prognosen (I, U, P, Q, Sollwerte P und Q), Feedback web- oder mobilfunkbasiert (aktueller Verbrauch, Kosten, Einsparungen etc.)	Messeinrichtung, Meter Gateway/ Energiemanager, core-Plattform	Marktplatz (Marktkommunikation)

**Tab. 3 IKT-Komponenten differenziert nach Smart Grid und Smart Market, Quelle: basierend auf KEMA DNV 2012, ergänzt durch Brunner 2012, leicht geändert durch B.A.U.M. Consult GmbH 2013**

Lastmanagement in Betrieben ist zunächst dem Smart Market zuzuordnen. Allerdings bleibt festzuhalten, dass aus den Demand Response-Prozessen auch Produkte, die als Systemdienstleistungen, wie z.B. Regelenergie gehandelt werden können, hervorgehen. So bilden diese Marktprodukte einen quasi „gelben Bereich“, der dafür Sorge trägt, den „roten Bereich“

so klein wie möglich zu halten. Im „grünen Bereich“ stehen ausreichend Netzkapazitäten zur Verfügung, um den gehandelten Strom ungehindert zu transportieren.

Die ersten Generationen von Smart Grid Piloten haben bereits erste Erfahrungen mit Lastmanagement bei Haushalts-, aber auch Gewerbekunden gesammelt und konnten die technische Machbarkeit der neuen Lösungen sowie die Zuverlässigkeit der eingesetzten IKT-Komponenten unter Beweis stellen. Zentrale Funktionalitäten, die eine IKT-Ausrüstung vor allem im Zusammenhang mit intelligentem Lastmanagement bei Gewerbekunden besitzen muss, stehen bereits heute fest (z.B. Erfassung und Übermittlung von Verbrauchsdaten, Fernsteuerbarkeit etc.).

Um Flexibilitäten in Betrieben zu heben – speziell auch um monetäre und andere Anreize dafür zu schaffen – bedarf es des Einsatzes der oben genannten IKT sowie gut bedienbarer Mensch-Maschinen-Schnittstellen. Hier herrscht Bedarf nach intelligenten Energiemanagementsystemen sowohl bei den Akteuren mit der Aggregationsfunktion, als auch bei den Haushalten oder – wie im Fall der vorliegenden Studie – Betrieben.

Diese erfüllen zentrale neue Leistungen, die in interne Funktionalitäten einerseits und externe Funktionalitäten andererseits geclustert werden können.

Intern wirkt der Energiemanager wie bereits heute bekannte Systeme, die Verbrauch und Erzeugung sowohl in Haushalten als auch in Betrieben optimieren können. So kann man die internen Funktionalitäten auch als Smart Home – oder für Betriebe analog als Smart Business- Funktionalitäten beschreiben. Sie werden vor allem durch PLC, Funk oder (W)LAN kommuniziert. So erzeugen und/oder implementieren sie Fahrpläne für Verbrauchs- und oder Erzeugungsanlagen im Betrieb oder Haushalt nach bestimmten Kriterien und voreingestellten Parametern. Innerhalb von Betrieben und bezüglich Erzeugungsanlagen hat sich in Feldtests in den deutschen E-Energy-Modellregionen herausgestellt, dass der Standard IEC 61850 eine ideale Basis für Datenmodelle bietet und die Basis für eine sichere und zuverlässige Übermittlung der Fahrplänen und anderen Daten sorgt<sup>7</sup>.

An der Schnittstelle zu den externen Funktionalitäten des Energiemanagement steht die Bereitstellung von Feedback für Prosumer in Haushalten und Betrieben. Sowohl externe Daten wie Preise oder Energiespartipps als auch interne Daten über individuelle Verbräuche und Erzeugung können für Visualisierungen aufbereitet werden.

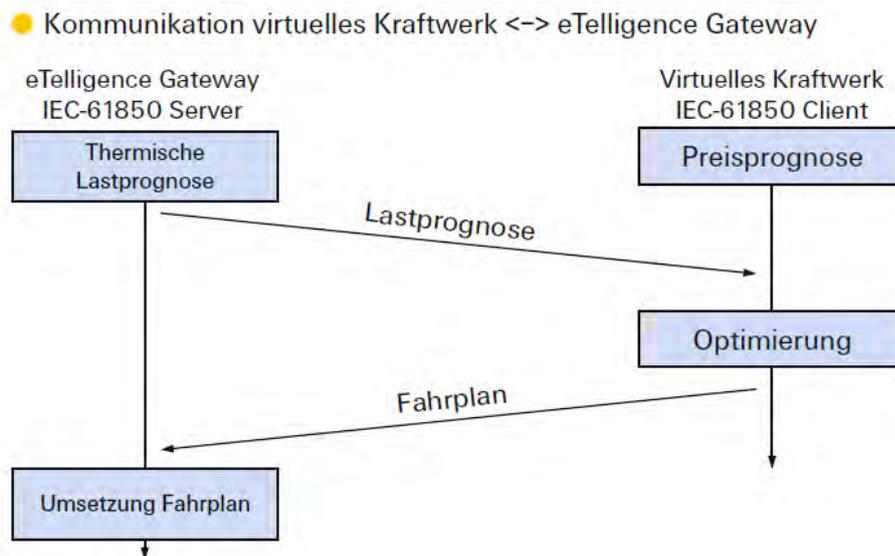
Die externen Funktionalitäten erfolgen zumeist internetbasiert und sind der Unterschied zu bereits bekannten Smart Home/Smart Business-Lösungen. Der Energiemanager bringt die Kunden quasi „an den (elektronischen) Marktplatz“. Er kann die Flexibilität des Betriebs oder Haushalts errechnen und am Marktplatz handeln bzw. sich von einem Akteur mit Aggregationsfunktion (Vertrieb, Aggregator, VK-Betreiber, VNB) in einem Vertrag zur Abrufung von Flexibilitäten verpflichten. Der Energiemanager beim Kunden empfängt Fahrpläne vom zentralen Energiemanagementsystem bzw. versendet Fahrplanangebote, die dann in ein ver-

---

<sup>7</sup> In Haushalten kann vor allem mit Hilfe der Protokolle EEBus, KNX oder ZigBee sowie über andere proprietäre Lösungen eine reibungslose Kommunikation gelingen (B.A.U.M. Consult GmbH et al, 2011 / 2013)

bindliches Produkt gewandelt werden können. Diese können dann sowohl an Märkten gehandelt werden, aber auch z.B. dem Verteilnetzbetreiber als lokales Produkt zur Erhaltung der Versorgungssicherheit angeboten werden. Die Prozesse zwischen Kunden und Aggregator, die dem Bündeln von Energiemengen unterliegen, werden in Abb. 14 gezeigt.

Für die unterliegende Kommunikation hat sich vor allem die Weiterentwicklung des IEC 61850 als Durchbruch im Bereich der Einbindung von Gewerbe- und Erzeugungsanlagen erwiesen. Abb. 15 zeigt zum Beispiel das Konzept für die Nutzung zur Einbindung von BHKWs in Gewerbebetrieben im Rahmen der E-Energy Modellregion eTelligence<sup>8</sup>. Zentrale Vorteile des Standards sind zum einen seine weltweite Anerkennung und zum anderen seine freie Verfügbarkeit<sup>9</sup>.



**Abb. 15 eTelligence Konzept für die Integration eines BHKW in ein Virtuelles Kraftwerk über den IEC-61850-Kommunikationsstandard, Quelle: Agsten et al 2012**

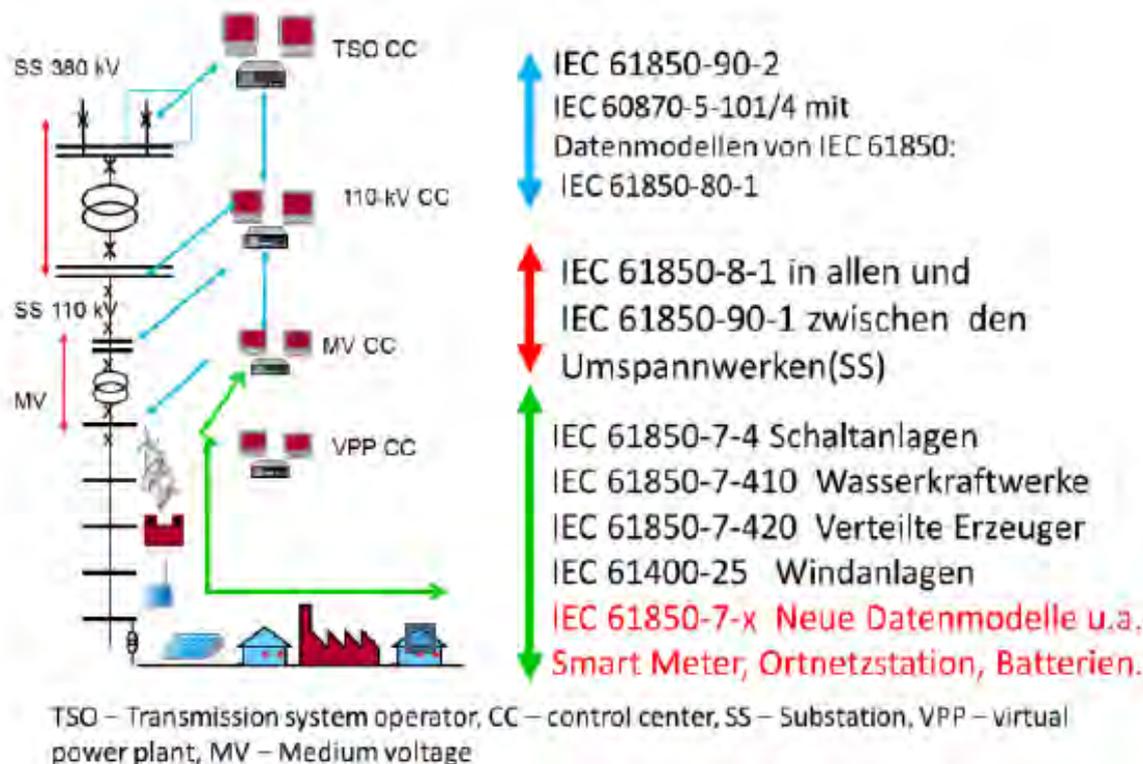
IEC 61850 übersteigt seine Funktion zur Definition von Kommunikationsprotokollen bei weitem. Er stützt das Gesamtsystem, erleichtert die Konzeption und Umsetzung von Kommunikationssystemen, Konformitätstests und andere Aspekte. Ganze Protokollstacks können mit Hilfe von IEC 61850 entwickelt wurde. Abb. 16 Flächendeckender Einsatz von IEC 61850 von Hoch- bis Niederspannungsebene, Quelle: Brunner et al 2012 zeigt, dass dieser neue Standard für Interoperabilität im gesamten System sorgt und gibt einen Einblick in die Anwendungen, die sich mit seiner Hilfe implementieren lassen.

Die Kommunikation mit den zukünftigen elektronischen Marktplätzen kann über die Implementierung des Standards IEC-61970 (CIM) erfolgen. Energiemanagementsysteme sind aber nicht nur in Haushalten und Gewerben notwendig, in denen Flexibilität gesammelt werden soll. Auch die Akteure, die die Flexibilität aggregieren, ob nun Aggregator, Betreiber Vir-

<sup>8</sup> Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 2009

<sup>9</sup> Seine Implementierung wurde vor allem im deutschen eTelligence Projekt entwickelt und steht vielerorts im Internet zum freien Download bereit. Z.B.: <http://www.openmuc.org/index.php?id=8#c50>

tueller Kraftwerke oder Vertriebe müssen über entsprechende zentrale Energiemanagementsysteme verfügen, die die Daten, die von den dezentralen Energiemanagementsystemen ihrer Kunden kommuniziert werden, aufnehmen und einsetzen können (siehe Abb. 17).



**Abb. 16 Flächendeckender Einsatz von IEC 61850 von Hoch- bis Niederspannungsebene, Quelle: Brunner et al 2012.**

In diesem Zusammenhang kann man von Aggregatorenleitsystemen sprechen. Sie müssen versendete Kann-Fahrpläne von Energiemanagern empfangen können. Diese können – mit dem Umweg über eine anonymisierende Datenzentrale - dann als Eingangsgrößen für Prognosesoftware genutzt werden, aber auch zur Zusammenstellung der Flexibilitätsangebote für den Markt genutzt werden.

Des Weiteren kann das Leitsystem auch selbst optimierte Fahrpläne zur Erstellung seiner Produktbündel an die dezentralen Energiemanager versenden und so konkrete Flexibilität abrufen. Ebenfalls ist denkbar, dass im Falle eines drohenden Netzengpasses ähnliche Prozesse im Auftrag des Netzbetreibers entweder durch Ausschreibung an einen Aggregator oder – wenn regulatorisch möglich – durch direkten Schaltbefehl des Verteilnetzbetreibers selbst ohne vorherige Verhandlungen durchgesetzt werden (siehe Abb. 18). Mit dem Priosignal erteilt der Aggregator oder der Verteilnetzbetreiber bestimmten Energiemanagern Schaltbefehle und nutzt die vorher durch Kann-Fahrpläne bereitgestellte Flexibilität zu einem bestimmten Zeitpunkt aus.

Ob rein marktgetriebene oder netzgetriebene Aggregation: Hier sind Standards, vor allem IEC 61850, zur sicheren und reibungslosen Funktion des Aggregatoren- bzw. Netzleitsystems unerlässlich.

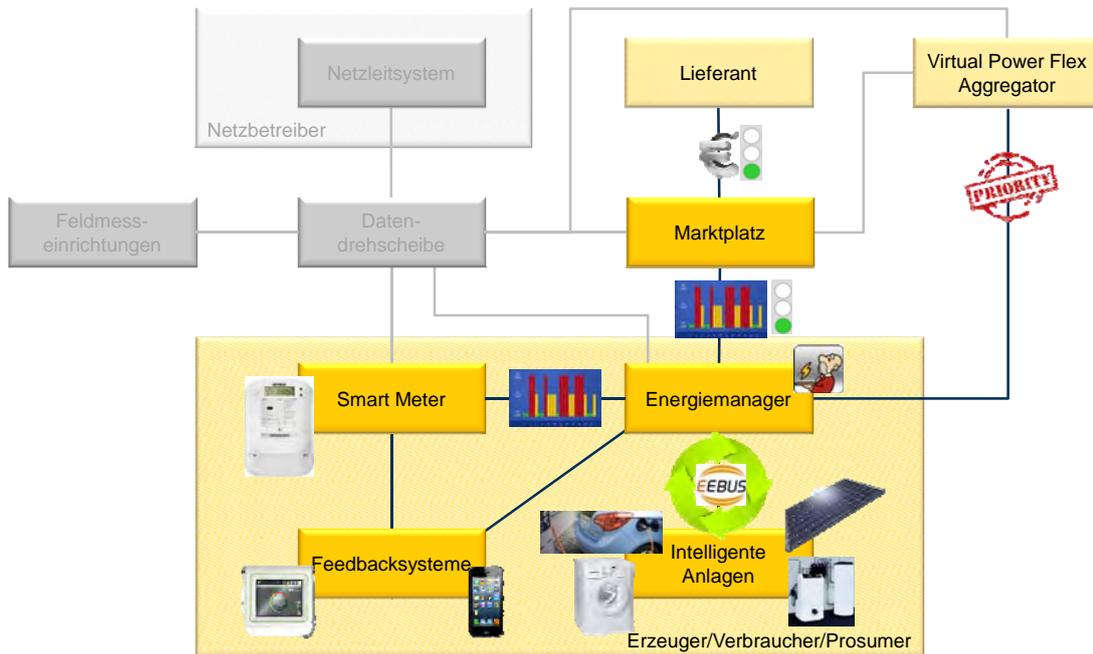


Abb. 17 Architekturschaubild: Aggregation ohne Netzbelange, Quelle: B.A.U.M. Consult GmbH 2014

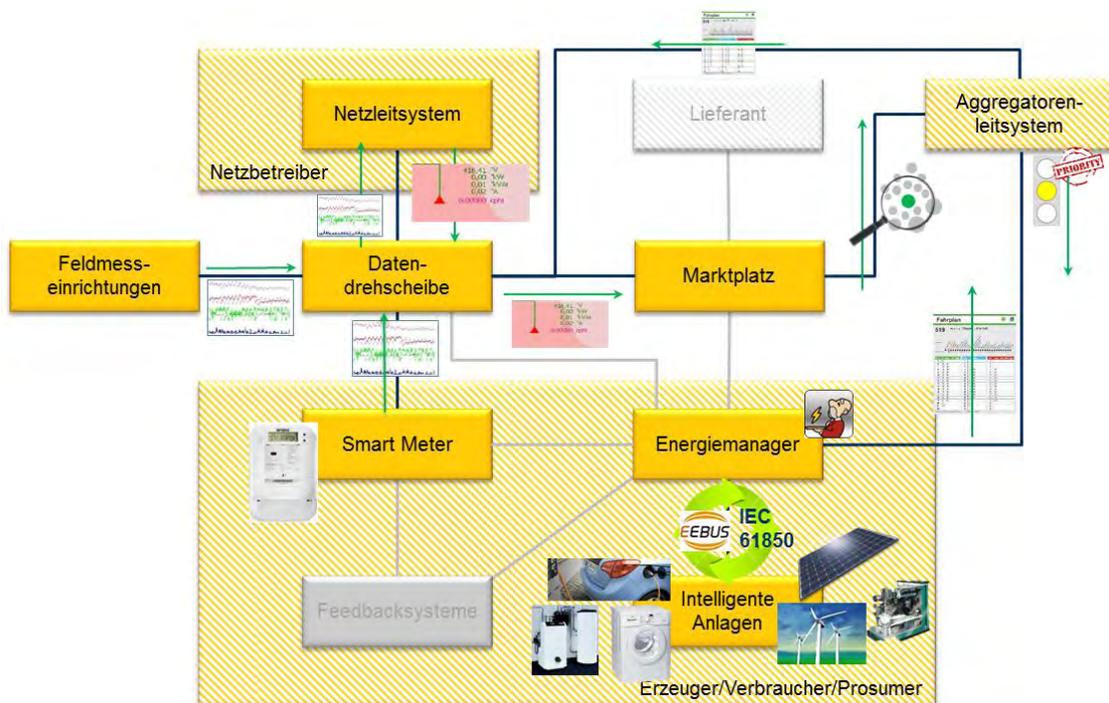


Abb. 18 Architekturschaubild: Zentrale IKT-Komponenten im Zusammenhang mit Netzengpassmanagement, Quelle: B.A.U.M. Consult GmbH 2014

## 4.2 Tarifierung und Regulierung in Österreich

### 4.2.1 Strommarktiliberalisierung und Notwendigkeit der Regulierung

Die Vorgaben der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie wurden in Österreich 1998 mit dem Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz (EIWOG) in nationales Recht umgesetzt. Ursprünglich vorgesehen war eine stufenweise Marktöffnung von 35 Prozent bis zum Jahr 2003. Bereits am 01. Oktober 2001 erfolgte mit einer Novelle des EIWOG eine 100 %ige Liberalisierung des österreichischen Strommarktes. Seither unterliegen Übertragung und Verteilung (durch den Netzbetreiber) der Regulierung, während die Bereiche Erzeugung und Vertrieb dem freien Wettbewerb ausgesetzt sind. Seit der Liberalisierung des Strommarktes hat jeder Stromkunde in Österreich das Recht seinen Stromlieferanten frei zu wählen und auch zu wechseln.

Zur Wahrung der Wettbewerbssicherheit, Überwachung des Unbundling (Trennung von Netz und Wettbewerbsbereich) und Sicherstellung der Gleichberechtigung aller Netznutzer wurde 2001 die Energie-Control GmbH (E-Control) gegründet. Zunächst zu 100 Prozent in der Hand des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit, wurde sie mit 03. März 2011 in eine Anstalt öffentlichen Rechts umgewandelt. Die E-Control Austria ist die unabhängige Energie-regulierungsbehörde für Strom und Gas und derzeit als Doppelbehörde eingerichtet, bestehend aus der E-Control GmbH (ECG) und der E-Control Kommission (ECK).

### 4.2.2 Rechtliche Grundlage der Tarifierung und Anreizregulierung in Österreich<sup>10</sup>

Die maßgeblichen rechtlichen Grundlagen für die Bestimmung der Netztarife (Systemnutzungsentgelte) sind in § 51 EIWOG sowie in der SNT-VO 2003 (mittlerweile SNE-VO 2012, Novelle 2013) verankert.

Seit 2006 erfolgt die Bestimmung des Netznutzungsentgelts, das die bedeutendste Entgeltart der Netztarife ist, im Rahmen eines mehrjährigen Anreizregulierungssystems. Ziel der Anreizregulierung ist es, effiziente Netzbetreiber zu belohnen um verbesserte Planungs- und Investitionssicherheiten zu schaffen sowie zusätzliche Investitionen in die Netzinfrastruktur zu fördern.

Mit dem Inkrafttreten der Systemnutzungstarif-Verordnung (SNT-VO) 2006 wurde erstmalig eine vierjährige Regulierungsperiode bis Ende 2009 vorgesehen, an welche seit 1. Jänner 2010 eine weitere bis Ende 2013 geltende Regulierungsperiode anschließt.

Nach § 59 Abs. 1 und 2 EIWOG sind bei der Tarifbestimmung folgende Grundsätze zu berücksichtigen:

- Kostenorientierung entsprechend dem Grundsatz der Kostenwahrheit,
- eine Durchschnittsbetrachtung, ausgehend von den Kosten eines rationell geführten Unternehmens,

---

<sup>10</sup> Vgl. Österreichs Energie (2013-1)

- (Fakultative) Zugrundelegung von Zielvorgaben, die sich am Einsparungspotenzial der Unternehmen orientieren.
- Die nach den obigen Grundsätzen ermittelte Kostenbasis des jeweiligen Netzbetreibers wird bei der Anreizregulierung jährlich nach einer Regulierungsformel mit folgenden Parametern angepasst:
- Inflationsanpassung nach dem Netzbetreiberindex, der sich zu je 30 Prozent aus dem Verbraucherpreisindex (VPI) und dem Baupreisindex sowie zu 40 Prozent aus dem Tariflohnindex zusammensetzt.
- Abschlag auf Grund der generellen branchenüblichen Produktivitätsentwicklung in der Höhe von jährlich 1,95 Prozent.
- Individueller Produktivitätsabschlag zur Realisierung des ermittelten Effizienzsteigerungspotenzials. Das Effizienzsteigerungspotenzial wird durch einen Benchmarking-Vergleich der Kosten eines vergleichbaren Unternehmens ermittelt.
- Investitions- und Betriebskostenfaktor zur Berücksichtigung von während der Regulierungsperiode anfallenden Investitionen und zusätzlichen Betriebskosten durch Neuanlagen und Netzausbau
- Netzverlustkosten und vorgelagerte Netzkosten der Netzebene 1 und 2

#### 4.2.3 Bestimmung der Netztarife (Systemnutzungsentgelte)

Die Bestimmung der Netztarife (Systemnutzungsentgelte) erfolgt jährlich durch die E-Control Kommission auf Grundlage der im EIWOG und in der Systemnutzungsentgelte-Verordnung (SNE-VO) getroffenen Festlegungen, abhängig von der jeweiligen Netztarifarart, pro Netzbereich und je Netzebene. Die Systemnutzungsentgelte werden unter Berücksichtigung einer Kostenwälzung gemäß § 62 EIWOG auf Basis der festgestellten Kosten und des jeweiligen Mengengerüsts bestimmt.

Hierbei sind „[...] die Netzkosten je Netzebene zuzüglich dem aus der überlagerten Netzebene abgewälzten Kostenanteil auf die direkt aus der Netzebene des Netzbereichs versorgten Endverbraucher und zur Entgeltentrichtung verpflichteten Einspeiser auf die dieser Netzebene unterlagerte Netzebene bzw. alle untergelagerten Netzebenen [...] aufzuteilen.“<sup>11</sup>

Für die Netzbenutzung sind von den Endkunden die folgenden 6 Entgelte zu entrichten<sup>12</sup>:

**Netznutzungsentgelt:** Mit dem Netznutzungsentgelt werden dem Netzbetreiber die Kosten für die Errichtung, den Ausbau, die Instandhaltung und den Betrieb (z.B. Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung) des Netzsystems abgegolten. Das Netznutzungsentgelt wird den Entnehmern und seit 01.01.2008 auch für Pumpstromlieferungen verrechnet. Das Netznutzungsentgelt deckt ca. 80 Prozent des gesamten Aufkommens der Systemnutzungstarife ab und kann damit als die wichtigste Entgeltart angesehen werden.

<sup>11</sup> SNE-VO 2012 (2013)

<sup>12</sup> Vgl. Österreichs Energie (2013-2)

**Netzbereitstellungsentgelt:** Das Netzbereitstellungsentgelt ist vom Entnehmer für den zur Ermöglichung des Anschlusses notwendigen Netzausbau zu entrichten. Es wird als Pauschalbetrag für den bereits durchgeführten und vorfinanzierten Ausbau jener Netzebenen verrechnet, die entsprechend dem vereinbarten Ausmaß der Netznutzung tatsächlich in Anspruch genommen werden.

**Netzverlustentgelt:** Durch das vom Entnehmer und seit 1. 1. 2008 auch von Einspeisern ab einer Engpassleistung von 5 MW zu entrichtende Netzverlustentgelt werden dem Netzbetreiber jene Kosten abgegolten, die dem Netzbetreiber für die Beschaffung der für den Ausgleich von Netzverlusten erforderlichen Energiemengen entstehen. Ab 2011 sollen die der Bemessung des Netzverlustentgelts zugrunde liegenden Kosten auf der Grundlage einer gemeinsamen Beschaffung der Netzbetreiber ermittelt werden.

**Netzzutrittsentgelt:** Durch das vom Netzbenutzer einmalig zu leistende Netzzutrittsentgelt werden dem Netzbetreiber alle angemessenen und den marktüblichen Preisen entsprechenden Aufwendungen abgegolten, die mit der erstmaligen Herstellung eines Netzanschlusses oder der Abänderung eines bestehenden Anschlusses infolge der Erhöhung der Anschlussleistung des Netzbenutzers verbunden sind. Das Netzzutrittsentgelt wird aufwandsorientiert verrechnet.

**Systemdienstleistungsentgelt:** Durch das vom Erzeuger zu entrichtende Systemdienstleistungsentgelt werden dem Regelzonenführer jene Kosten abgegolten, die sich aus dem Erfordernis ergeben, Lastschwankungen durch Sekundärregelung auszugleichen. Für die Bemessung des Systemdienstleistungsentgelts ist ein arbeitsbezogener Systemdienstleistungspreis tarifmäßig zu bestimmen. Die Tarifgestaltung hat so zu erfolgen, dass die mit der Sekundärregelung verbundenen Kosten auf alle Betreiber von Elektrizitätserzeugungsanlagen (einschließlich Eigenanlagen) mit einer Engpassleistung von mehr als einem MW umgelegt werden.

**Entgelt für Messleistungen:** Mit dem vom Netzbenutzer zu entrichtenden Entgelt für Messleistungen werden dem Netzbetreiber jene direkt zuordenbaren Kosten abgegolten, die mit der Errichtung und dem Betrieb von Zählern (einschließlich notwendiger Wandler), der Eichung und der Datenauslesung verbunden sind.

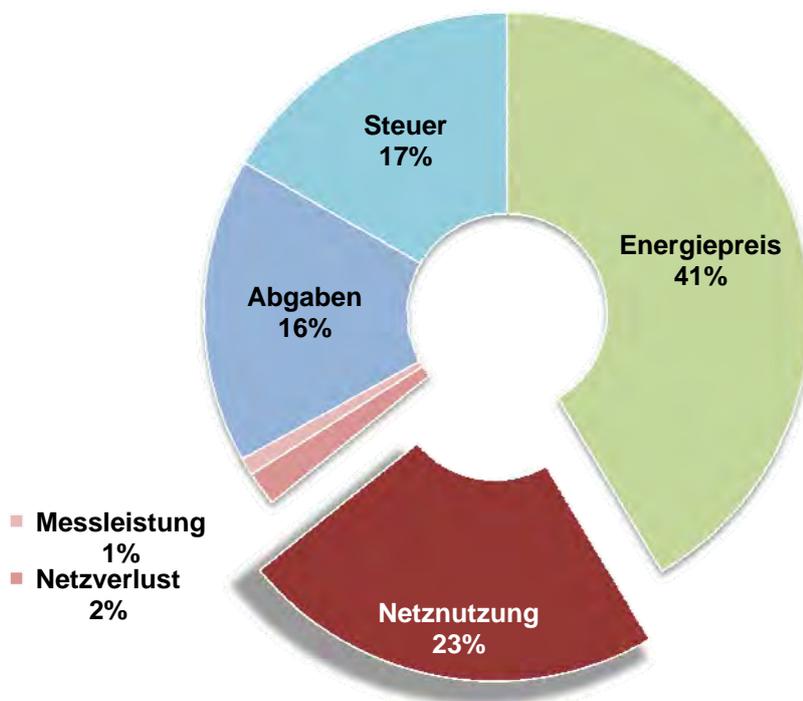
#### 4.2.4 Der Strompreis für Gewerbekunden

Die Preiszusammensetzung für den Strombezug in Österreich gliedert sich grundsätzlich in die 4 Haupt-Entgeltkomponenten:

- Energiepreis (Leistungspreis und Mehraufwand für Herkunftsnachweis Ökoenergie)
- Netztarif (Netznutzungs-, Netzverlustentgelt und Entgelt für Messleistung)
- Abgaben (Elektrizitätsabgabe, Ökostrompauschale, Ökostromförderbeiträge, Gebrauchsabgabe)
- Steuer (20 Prozent Umsatzsteuer)

Der Anteil des Netznutzungsentgelts am gesamten Strompreis den ein Gewerbekunde in Österreich zu zahlen hat, ist vor allem abhängig vom Stromverbrauch und der benötigten Leistung je Netzebene. Gemäß der von der E-Control genehmigten „Allgemeinen Bedingungen für den Zugang zum Verteilernetz“ (AB VN) wird für jeden Zählpunkt eines Endverbrau-

chers, der weniger als 100.000 kWh Jahresverbrauch oder weniger als 50 kW Anschlussleistung aufweist ein standardisiertes Lastprofil zugewiesen. Bei Netzkunden über 100.000 kWh und 50 kW Anschlussleistung wird der Jahresstromverbrauch mittels Lastprofilzähler tatsächlich gemessen.



**Abb. 19 Zusammensetzung des Strompreis eines durchschnittlichen Gewerbekunden, NE 7, 67.000 kWh, 33 kW (Kunde Salzburg Netz GmbH mit Energiebezug Salzburg AG 2012), Quelle: Eigene Darstellung der Salzburg AG 2013**

Wie in Abb. 19 ersichtlich, trägt das Entgelt für die Netznutzung bei einem durchschnittlichen Gewerbekunden nur zu etwa einem Viertel am gesamten Endkundenstrompreis bei, während vor allem der Anteil des Entgelts für die Energielieferung dominiert.

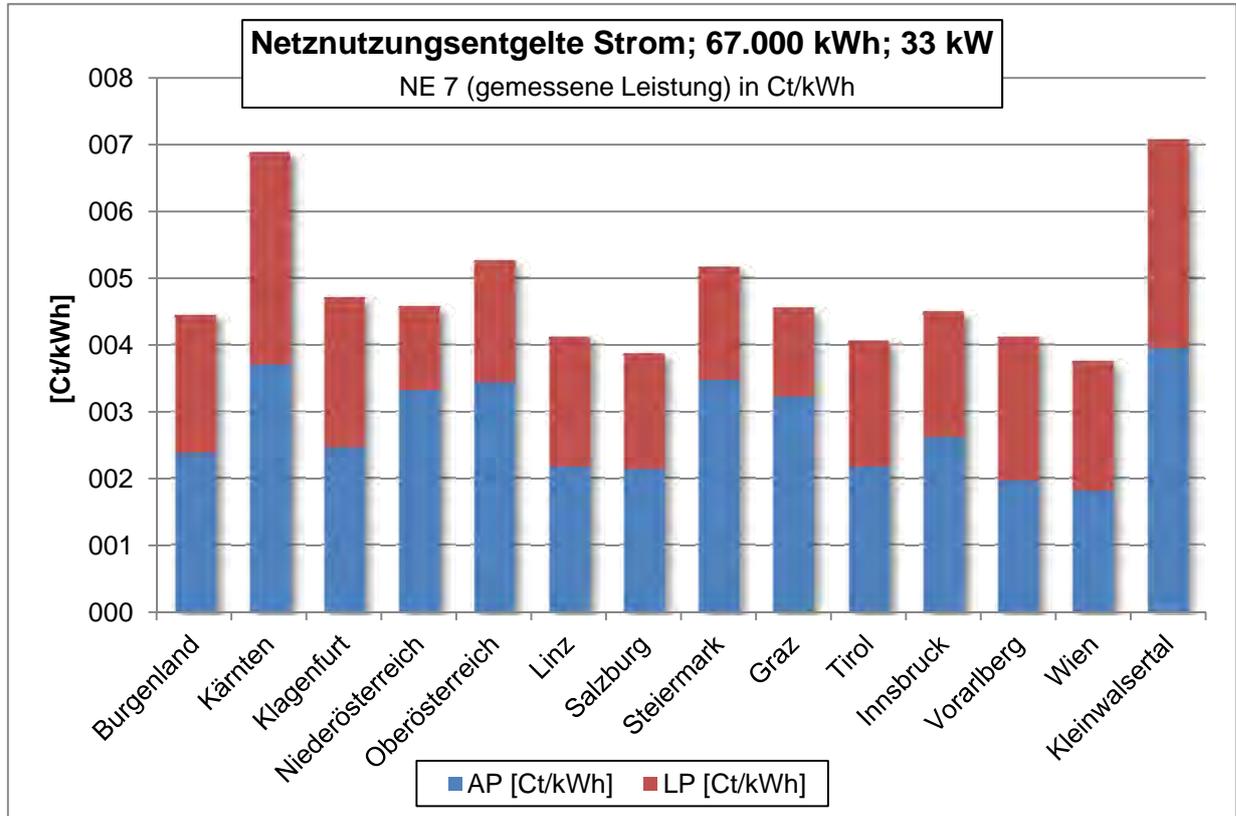
Gewerbekunden können den Energielieferanten frei wählen und den Energiepreis grundsätzlich verhandeln. Wie in Tab. 4 darstellt, lag der gewichtete Durchschnitt des Energiepreises in Österreich im Jahr 2012 bei 7,340 ct/kWh.

**Tab. 4 Bandbreite der Energiepreise für Strom im Gewerbe 2012, Quelle: E-Control 2013<sup>13</sup>**

Art der Erhebung	Min.	Max.	Gewichteter Durchschnitt
Marktstatistik Gewerbe über alle Verbrauchsklassen	3,8 ct/kWh	11,49 ct/kWh	7,34 ct/kWh

<sup>13</sup> Die Minimal- bzw. Maximalwerte markieren jeweils den günstigsten bzw. teuersten Energiepreis innerhalb der erhobenen Verbrauchergruppe. Der gewichtete Durchschnittswert wird unter Berücksichtigung jeweiligen Abgabemengen der Unternehmen berechnet. Alle Preise sind reine Energiepreise ohne Netztarife und ohne Steuern und Abgaben.

Die Netznutzungsentgelte hingegen unterliegen wie bereits erwähnt dem regulierten Bereich und werden von der E-Control je Netzebene jährlich neu ermittelt und vorgegeben. Abb. 20 zeigt beispielhaft die aktuellen Netznutzungsentgelte 2013 im Österreichvergleich für einen durchschnittlichen Gewerbekunden.



**Abb. 20 Gegenüberstellung der verordneten Netznutzungsentgelte in Österreich am Beispiel eines Gewerbetriebes (AP: Arbeitspreis, LP: Leistungspreis), Quelle: Eigene Darstellung der Salzburg AG gem. SNE-VO 2012-Novelle 2013**

#### 4.2.5 Tarifierung und Regulierung außerhalb von Österreich – Blick auf Deutschland

Laut einem deutschen Verbraucherportal ist der Strompreis zu Beginn des Jahres 2013 weiter gestiegen. Im Februar kostete die Kilowattstunde laut Verivox-Kundenportal durchschnittlich 27,6 ct. Aber wie genau setzt sich der Strompreis zusammen? Abb. 21 unterscheidet lediglich zwischen EEG-Umlage, Steuer und Abgaben und Beschaffung, während Abb. 22 die Abgaben genauer aufschlüsselt. Die große Preissteigerung zwischen 2012 und 2013 (etwa 12 Prozent) ist vor allem auf die Erhöhung der Netzentgelte, die Erhöhung der EEG-Umlage sowie neue Abgaben wie die §19-NEV-Umlage entstanden. Diese gleicht die Erlösausfälle, die durch die Möglichkeit sich vom Netzentgelt zu befreien bzw. sein Netzentgelt reduzieren zu lassen durch §19 Abs. 2 Strom NEV möglich geworden ist.



Abb. 21 Entwicklung der deutschen Strompreise nach Sektoren 2000-2012, Quelle: Agentur für Erneuerbare Energien 2013

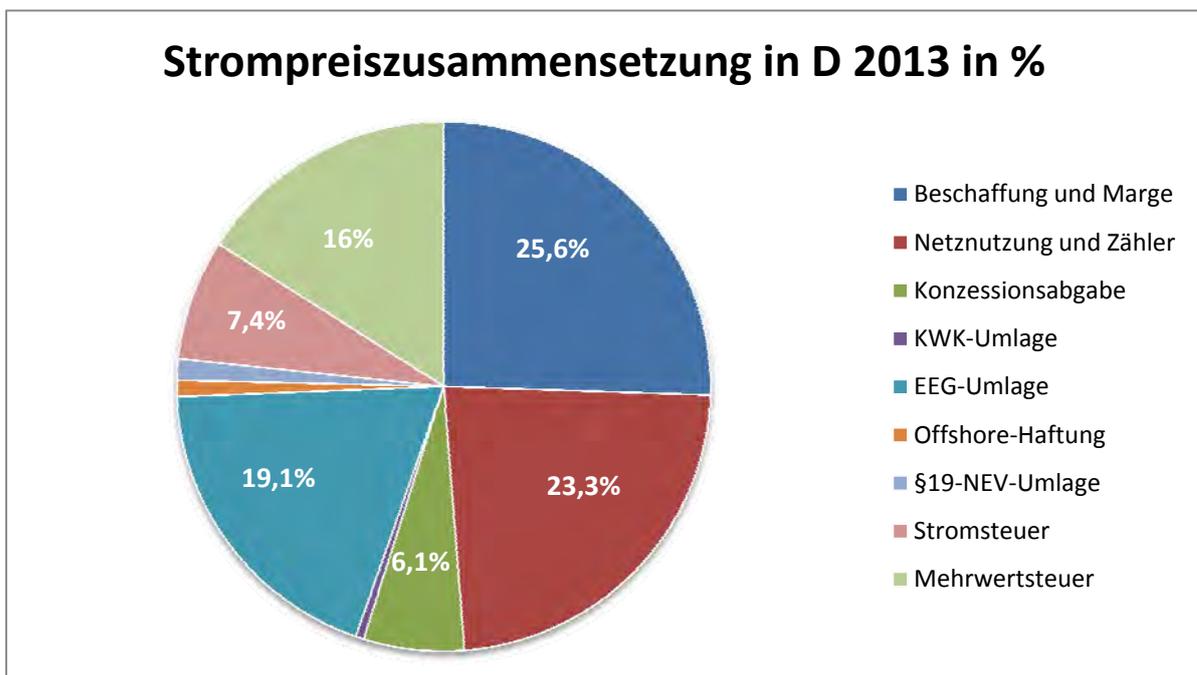


Abb. 22 Strompreiszusammensetzung in D 2013, Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M Consult GmbH nach Daten von destatis 2013

Einer innovativen Tarifierung in Deutschland stehen vor allem die immer noch für den Großteil der Anschlüsse genutzten Standardlastprofile im Weg, die repräsentative Lastkurven für alle Verbraucher gleichermaßen annehmen und zur einheitlichen Grundlage der Tarifierung machen. So reicht es weiterhin aus, einmal im Jahr die verbrauchte Leistung durch die Auslesung des herkömmlichen Ferraris-Zählers festzuhalten. Haushalte können in ihrer passiven Verbraucherrolle verbleiben und der tatsächliche Verbrauch bzw. Optionen ihnen an Bedarfe

von Markt oder Netz anzupassen bleiben intransparent. Anschlüsse in Haushalten (und Gewerben), die weniger als 100.000 kWh im Jahr verbrauchen fallen unter die Kategorie der SLP-Kunden. Standardlastprofile werden vor allem durch den Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) errechnet und von den Versorgern als Verbandsmitgliedern eingesetzt. Einige Vertriebe berechnen jedoch auch eigene Standardlastprofile.

Die vom BDEW ausgerechneten Standardlastprofile unterscheiden sich stark von den in Österreich durch die E-Control festgelegten Standardlastprofilen. So gibt es nur ein Haushaltsprofil (H0) und Erzeugungsanlagen/Stromeinspeisungen bzw. unterbrechbare Anwendungen werden nicht miteinbezogen. Dafür wird zwischen den Lastprofilen unterschiedlicher Gewerbebetriebe unterschieden (werktags, durchlaufend, Laden, Wochenendbetrieb, landwirtschaftlich etc.).

Auf Basis des §40 Abs.3 EnWG, der durch die letzte EnWG-Novelle 2011 wirksam wurde, bieten inzwischen Versorger vor allem relativ einfache zeitvariable Tarife an. Die durch sie gesetzten Anreize sind jedoch nicht besonders hoch, so dass sie wahrscheinlich kaum taugen werden, um hohe Potentiale für Lastverschiebungen zu heben. In Tab. 5 sind die Eckdaten eines neuen zeitvariablen Tarifs dargestellt.

<b>Beispielprodukt – der zeitvariable Tarif der Stadtwerke Oerlinghausen GmbH</b>			
<b>Tarifstufe</b>	<b>Gültigkeit</b>	<b>Preis</b>	<b>Spreizung</b>
HT	08:00 - 20:00 h	22,32 ct/kWh	3,56 ct
NT	20:00 - 08:00 h	19,08 ct/kWh	
Zusätzliche Kosten für die Schaltung dieses Tarifs liegen bei 121,52€/a.			
Quelle: <a href="http://www.stadtwerke-oerlinghausen.de/strom-oerlinghausen/zeitvariabler-tarif-strom-2011.html">http://www.stadtwerke-oerlinghausen.de/strom-oerlinghausen/zeitvariabler-tarif-strom-2011.html</a>			

**Tab. 5 Eckdaten eines zeitvariablen Tarif auf Basis von § 40 Abs. 3 EnWG**

Aber auch lastvariable Tarife werden auf Grund der letzten EnWG Novelle gefordert. Aber auch das Auflegen von lastvariablen Tarifen kann mit Minimalaufwand erledigt werden. Letztendlich ist auch die prinzipielle Schaffung eines Angebots von Tarifen, die

„Die heute geltenden Standardlastprofile müssen weiterentwickelt werden. Zudem dürfen die an eine Leistungsmessung gekoppelten Abrechnungs- und Prognosevorschriften von Industriegesellschaften nicht gleichermaßen für die Versorgung von Haushaltskunden gelten. § 40 Abs. 3 EnWG ist dahingehend zu konkretisieren, dass alle Stromhändler mindestens einen zur Anreizung der Lastverschiebungspotenziale entsprechend der erneuerbaren Einspeisesituation ausreichend differenzierten und gespreizten dynamischen Tarif mit automatisierter Systemführung auf Basis kundenseitig bestellter Nutzungsparameter anzubieten haben.“

Im Gegensatz zu den SLP-Kunden stehen die RLM- oder Sondervertragskunden. Unter diese Kategorie fallen solche Anschlüsse, die mehr als 100.000 kWh jährlich verbrauchen. RLM steht für registrierte Leistungsmessung. RLM-Kunden sind fast alle der Industrie oder dem produzierendem Gewerbe zuzuordnen. Bei ihnen werden die Daten der Leistungsmessung viertelstündlich an den Netzbetreiber versendet. So können Spitzenlasten genau gemessen werden und ihre Prognose bzw. die Optionen sie zu kappen verbessern sich. Des Weiteren ermöglichen die genauen Messungen eine transparente Kostenkontrolle, die genau an den Bedarf der Industrie- und Gewerbebetriebe angepasst ist. Diese könne ihren individuellen

---

Strompreis pro kWh im Vergleich zu den SLP-Kunden selbst mit den Versorgern aushandeln.

## 5 Auswertung abgeschlossener Studien (identifiziertes Potenzial und Erfolgsfaktoren)

### 5.1 Auswahl der Projekte und Studien

Die Zusammenstellung qualifizierter Studien und Projekte gründet sich auf die Anwendung diverser Auswahlkriterien. In erster Instanz mussten die Studien und Projekte sich hauptsächlich oder überwiegend mit dem Thema Lastmanagement befassen. Zudem musste ein aktueller Bezug auf die momentane Marktlage erkennbar sein. Aus diesem Grund sind nur Studien und Projekte ausgewählt worden, deren Publikationszeitpunkt nicht weiter als sechs Jahre zurück reicht. Für eine universelle Darstellung war es außerdem wichtig, möglichst vielseitige Betrachtungsweisen – Potenzialanalysen, Machbarkeitsstudien, Feldstudien, Pilotprojekte – in die Auswahl einfließen zu lassen. Ferner war es substantiell, dass in den Studien und Projekten Potenziale identifiziert und Erfolgsfaktoren für Lastmanagement bestimmt wurden.

### 5.2 Projektsteckbriefe

Um eine differenzierte und einheitliche Reflexion der ausgewählten Studien und Projekte zu erreichen, werden diese nach einem zuvor festgelegten Auswertungsbogen analysiert. Mit Fokus auf Lastmanagement werden die einzelnen Studien und Projekte nach den folgenden Kategorien ausgewertet:

- betrachtete Potenziale (theoretisch, technisch, wirtschaftlich, erschließbar),
- betrachtete Gerätekategorien (Erzeuger, Speicher, Verbraucher),
- Rahmenbedingungen (gesetzliche Vorgaben),
- Empfehlung zur gesetzlichen Regulierung,
- Geschäftsmodelle (Versorger/Erzeuger/Betreiber, Kunden),
- Vertrieb/Kundenkommunikation und
- technische Umsetzung.

Kap. 5.2.1 bis Kap. 5.2.10 behandelt die Steckbriefe der österreichischen Studien. Ab Kap. 5.2.11 bis Kap. 5.2.22 sind die Steckbriefe der deutschen Studien dargestellt.

Den jeweiligen Steckbriefen sind konzentrierte Zusammenfassungen der wesentlichen Inhalte der Studien oder der Projekte vorangestellt. Tab. 6 liefert eine Übersicht über alle betrachteten österreichischen und deutschen Studien. Ein grün hinterlegtes Feld bedeutet eine Untersuchung oder Thematisierung der ausgewählten Kategorie. Gelb hinterlegte Felder zeigen an, dass die betroffene Kategorie nicht erörtert wurde.

Eine Ausnahme stellt das Projekt LOADSHIFT in Kap. 5.2.8 dar. Zum Zeitpunkt der Erstellung des vorliegenden Berichts lagen noch keine verifizierten Ergebnisse oder Zwischenergebnisse aus dem aktuell laufenden Projekt vor. Deswegen sind für dieses Projekt alle Felder gelb hinterlegt.

**Tab. 6: Übersicht aller Projektsteckbriefe, Quelle: Eigene Darstellung der B.A.U.M. Consult GmbH 2013**

Kategorien												Ausgewertete Studien (Kurztitel)		
Technische Umsetzung	Vertrieb/ Kundenkommunikation	Geschäftsmodelle		Empfehlung zur gesetzlichen Regulierung	Rahmenbedingungen (gesetzlichen Vorgaben)	Betrachtete Geräte-kategorien			Betrachtete Potenziale					
		Kunden	Versorger/ Erzeuger/ Betreiber					Verbraucher	Speicher	Erzeuger	erschließbar	wirtschaftlich	technisch	theoretisch
												<b>Österreich</b>		
														Elektrischer Spitzenlastausgleich in Lebensmittelketten
														Konzeption innovativer Geschäftsmodelle zur aktiven Netzintegration
														Projekt IRON
														Projekt PEAP
														Energie neu denken
														Projekt GAVE
														Smart Distribution Grid im Großen Walsertal
														Projekt LOADSHIFT (nicht abgeschlossen)
														Potenziale/Hemmnisse für Power DSM
														Regulierung und Smart Grids
												<b>Deutschland</b>		
														Projekt MeRegio
														Projekt eTellicence
														Projekt moma
														Lastverschiebungspotenziale für DE
														Simulation eines Lastmanagements
														DSI in elektrischen Verteilnetzen
														Demand Response in der Industrie
														Potenziale der Wärmepumpe zum Lastmanagement
														Demand Side Integration
														Möglichkeiten der Laststeuerung
														Energiewende im Strommarkt
														Handbuch Lastmanagement

### 5.2.1 Elektrischer Spitzenlastausgleich in Lebensmittelketten

Im Rahmen der Programmlinie Energiesysteme der Zukunft des BMVIT wurde die Studie „Elektrischer Spitzenlastausgleich in Lebensmittelketten – Strategien zur Verbesserung der Energieeffizienz“ 2009 durchgeführt. Nachstehend sind die wesentlichen Inhalte aufgelistet:

- Detaillierte Untersuchung von Kälteaggregaten in einem Lebensmittelmarkt bezüglich des Lastverschiebungspotenzials
- Untersuchung der Nutzung der Flexibilitäten in einem Demand Response System
- Extrapolation der Ergebnisse auf alle Lebensmittelketten in Österreich
- Interne Lastvergleichmäßigung durch Speichersysteme und Lastmanagement
- Einsparung von Primär- und Sekundärenergie durch technische und organisatorische Maßnahmen zur Energieeffizienz

Weiterführende Informationen finden sich auf der Website von Energiesysteme der Zukunft beim Projekt „Elektrischer Spitzenlastausgleich in Lebensmittelketten - Strategien zur Verbesserung der Energieeffizienz“: <http://www.energiesystemederzukunft.at/results.html/id6052>

**Tab. 7 Elektrischer Spitzenlastausgleich in Lebensmittelketten**

Projektsteckbrief Thematisierte/Untersuchte Kategorien		
Betrachtete Potenziale	theoretisch	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Potenzial an Verschiebung von bis zu 20% im Lebensmittelhandel vorhanden</li> <li>• 10% der ca. 5.400 Supermärkte ergeben ein Lastverschiebungspotenzial von jährlich 20.000 MWh an Spitzenlaststrom</li> </ul>
	technisch	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tägliches Laden und Entladen von Speichern</li> <li>• Ladedauer des Kältespeichers: 5 Std., Entladedauer: 4 Std.</li> <li>• Wirkungsgrad: 89,7%</li> <li>• Flächendeckende Realisierung des Konzeptes reduziert den Spitzenlastbedarf um 3% bis 10%</li> </ul>
	wirtschaftlich	Annahme: Konzeptionierte Spitzenlast-Modell ist stark abhängig von den erzielbaren Erlösen oder Einsparungen durch eine mögliche Lastbegrenzung oder bei erhöhten Spitzenlasttarifen
	erschließbar	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Stromeinsparungen durch technische und organisatorische Maßnahmen</li> <li>• Stromeinsparungen in Höhe von 3% bis 10% möglich, gemessen am Gesamtstromverbrauch</li> <li>• Lastverschiebungspotenziale in der Höhe von bis zu 20% im Lebensmittelhandel vorhanden</li> </ul>
Betrachtete Geräte-kategorien	Erzeuger	Photovoltaik für die Versorgung der Axialkondensatorlüftermotoren
	Speicher	Reaktionsspeichersysteme, Latentspeichersysteme
	Verbraucher	Kältetechnische Anlagen (70% Pluskühlbereich, 30% Minuskühlbereich)
Rahmenbedingungen (gesetzliche Vorgaben)	Heutige Liberalisierungsgrad in Europa führt zunehmend zu einem marktwirtschaftlich orientierten Strommarkt	
Empfehlung zur gesetzlichen Regulierung	Einhaltung der Kühlkette von Lebensmittelprodukten (Qualitätssicherung)	

Geschäftsmodelle	Versorger/ Erzeuger/ Betreiber	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mögliche Marktpositionierung innovativer Stromlieferanten wie die Ökostrom AG im Lebensmittelsegment</li> <li>Lastverschiebung erfolgt entweder statisch über ein definiertes Zeitfenster oder dynamisch nach Netzanforderung (Komplexität liegt in der Umrüstung der Anlagen)</li> </ul>
	Kunden	Verschiedene Tarifmodelle als Anreizsystem → zusätzlicher Benefit für den Supermarktbetreiber und/oder Senkung der Strombezugskosten
Vertrieb/ Kundenkommunikation		<ul style="list-style-type: none"> <li>Stromverbrauchern bewusst machen, wie Lasten mit zeitlichen Freiheitsgraden geschaltet werden sollten, indem die Charakteristik des Beschaffungsmarktes näher erläutert wird</li> <li>Identifikation von Investitionsmöglichkeiten in verschiebbare Lasten</li> </ul>
Technische Umsetzung		<ul style="list-style-type: none"> <li>Zusammenfassung aller Energieverbraucher in einer gesamten Regel- und Steuereinheit → Basis für die Integration eines Supermarktes in ein Smart Grid</li> <li>Installation eines Frequenzumrichters in die Steuerung in die kältetechnischen Erzeugungsanlagen → Basis für das Lastverschiebungskonzept</li> </ul> <u>Steigerung der Energieeffizienz</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>Technische Maßnahmen, z.B. Abdeckung von Kühlmöbeln</li> <li>Organisatorische Verbesserungen, z.B. Lieferintervalle</li> </ul> <u>Bedarf zur Erzeugung der Pluskälte als Variable</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>Einsatz bzw. Einbindung von Kältespeichern</li> </ul> <u>Lastverschiebungsmodell</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>Statisch über Zeitfenster oder dynamisch nach Netzanforderung</li> <li>Integration einer Lastbegrenzung zur Senkung der Bezugsleistung</li> </ul>

### 5.2.2 Konzeption innovativer Geschäftsmodelle zur aktiven Netzintegration

Ebenfalls im Rahmen der Programmlinie Energiesysteme der Zukunft des BMVIT ist die Studie „KONDEA - Konzeption innovativer Geschäftsmodelle zur aktiven Netzintegration dezentraler Verbraucher und Erzeugeranlagen“ angelegt. Deren wesentlichen Inhalte sind wie folgt:

- Vier Fallstudien: Bewertung der ökonomischen Auswirkungen unterschiedlicher Akteurs spezifischer Smart Grid Geschäftsmodelle für Erzeuger, Verbraucher, Energievertriebe sowie Verteilnetzbetreiber
- Darstellung der gegenseitigen Abhängigkeiten und Kosten-Nutzen-Betrachtung der einzelnen Akteure in einem Smart Grid
- Ableitung möglicher Zukunftsszenarien für Österreich und Europa

Weiterführende Informationen finden sich auf der Website von Energiesysteme der Zukunft beim Projekt „Konzeption innovativer Geschäftsmodelle zur aktiven Netzintegration dezentraler Verbraucher- und Erzeugeranlagen“:

<http://www.energiesystemederzukunft.at/results.html/id6181>

**Tab. 8 Konzeption innovativer Geschäftsmodelle zur aktiven Netzintegration**

Projektsteckbrief		Thematisierte/Untersuchte Kategorien
Betrachtete Potenziale	theoretisch	-
	technisch	-
	wirtschaftlich	-
	erschließbar	-
Betrachtete Geräte-kategorien	Erzeuger	Kleinwasserkraft, Wasserkraft, Wind, Biomasse, Photovoltaik, Biogas
	Speicher	Mikro Kraftwärmekopplungsanlagen
	Verbraucher	-
Rahmenbedingungen (gesetzliche Vorgaben)		Marktregeln und regulatorische Rahmenbedingungen hauptsächlich nur für den passiven Netzbetrieb Einschränkung des Handlungsrahmens der Akteure in Bezug auf einen aktiveren Netzbetrieb (Effizienzsteigerung)
Empfehlung zur gesetzlichen Regulierung		-
Geschäftsmodelle	Versorger/ Erzeuger/ Betreiber	<p>Energievertriebe:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li><b>DSM und koordinierter Anlagenbetrieb</b> Probleme: Keine rechtl. Grundlage, unelastische Nachfrage mindert Potenziale, Kommunikationslösungen notwendig Auswirkungen: Vorteile für Erzeuger, Verbraucher und Energievertriebe, Nachteile für Netzbetreiber</li> <li><b>Bonus/Malus System für Verbraucher</b> Probleme: Keine rechtl. Grundlage, nicht diskriminierungsfrei, technische Umsetzung unwahrscheinlich, hohe Transferkosten Auswirkungen: Vorteile durch Transferkosten bei Energievertrieben</li> </ul> <p>Erzeuger:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li><b>Jährliche Entgelte für den Netzanschluss anstelle von Einmalzahlungen</b> Probleme: Änderungen in der Netzwirtschaft, Umstellung auf jährliche Netzanschlusskostenverrechnung, Validierung des sicheren Betriebs neuer Netzintegrationskonzepte Auswirkungen: Mehreinnahmen für Anlagenbetreiber, Mindererinnahmen für Netzbetreiber</li> <li><b>Stromdirektlieferung an Verbraucher ohne Netzanschluss der Erzeugeranlagen</b> Probleme: Entstehung paralleler Infrastrukturen, Langfristige Investition in eigene Leitungsverbindung, Wirkleistungsbegrenzungen von EE bedenklich Auswirkungen: Mehreinnahmen für Anlagenbetreiber, Geringerer Umsatz am Strommarkt, Zusatzkosten für Netzbetreiber und Energievertriebe</li> <li><b>Stromdirektlieferung an Verbraucher inklusive Netzanschluss der Erzeugeranlagen</b> Probleme: Rechtliche Grundlage für Direktlieferung, Beteiligung der Energievertriebe, -händler fraglich Auswirkungen: Mehreinnahmen für Anlagenbetreiber, Verluste für Energievertriebe, Energiehändler</li> </ul>

		<ul style="list-style-type: none"> <li>• <u>Stromzwischen-speicherung für Spitzenlastverkäufe oder Ausgleichsenergie</u> Probleme: Entwicklung ökonomisch sinnvoller und technisch flexibler Primär- und Sekundärenergiespeicher Auswirkungen: Mehreinnahmen für Anlagenbetreiber, Erhöhung des Umsatzes am Strommarkt Netzbetreiber:</li> <li>• <u>Netztarife für Erzeuger und Verbraucher geteilt zu gleichen Maß-</u> <u>ßen</u> Probleme: Keine rechtliche Grundlage, Unwirtschaftlichkeit kleiner Erzeugeranlagen bei gleichbleibenden Stromvergütungen, höhere Strompreise Auswirkungen: Geringer Kosten bei Verbrauchern, Nachteile bei den Erzeugern</li> <li>• <u>Alleinige Netztarife für Verbraucher</u> Probleme: Fehlendes Standortsignal im Netz für Anlagenbetreiber, Diskriminierung bestehender Anlagen Auswirkungen: Höhere Kosten bei Verbrauchern</li> <li>• <u>Alleinige Netztarife für Verbraucher inkl. standortbezogener Entgelte für Erzeuger als Innovationsbeitrag</u> Probleme: Keine rechtliche Grundlage, kurzfristige Mehrbelastung aller Akteure Auswirkungen: Vorteile für Netzbetreiber, Nachteile für Verbraucher, Geringer Kosten für Erzeuger werden durch Mehrbelastung kompensiert</li> <li>• <u>Zusätzliche Innovationsbeiträge für Erzeuger und Verbraucher</u> Probleme: Keine rechtliche Grundlage, Zweckwidmung der Mittel Auswirkungen: Mehrbelastung für Verbraucher und Erzeuger, Vorteile für Netzbetreiber</li> </ul>
	Kunden	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <u>Energieeinsparung durch Energieeffizienz und Transparenz beim Stromverbrauch</u> Probleme: Umdenken der Verbraucher notwendig, steht gegen die Prinzipien der Marktwirtschaft Auswirkungen: Einsparungen bei den Verbrauchern, Mehrkosten bei Netzbetreibern und Energievertrieben, Geringerer Umsatz am Strommarkt</li> <li>• <u>Verbraucher als Prosumer</u> Probleme: Wirtschaftlichkeit von Kleinerzeugern schwer darstellbar, Energieautarkie führt zu höheren Kosten für das restliche System, Contractinglösungen werden nur teilweise akzeptiert Auswirkungen: Einsparungen bei den Verbrauchern, Mehrkosten bei Netzbetreibern und Energievertrieben, Geringerer Umsatz am Strommarkt</li> <li>• <u>Direktvermarktung und Direkteinkauf am Strommarkt durch Kundenpools</u> Probleme: Marktregeln noch nicht vorhanden, Energiemanagementsysteme vorhanden =&gt; Erarbeitung geeigneter Kommunikationslösungen Auswirkungen: Vorteile von Verbrauchern, Nachteile bei Energievertrieben</li> </ul>
Vertrieb/ Kundenkommunikation	-	
Technische Umsetzung	Einbindung der einzelnen Anlagen über Smart Metering	

### 5.2.3 IRON - Integral Resource Optimisation Network Concept

Wie die bereits zuvor genannten Studien ist auch das Projekt „IRON“ ein Teil der Programmlinie Energiesysteme der Zukunft des BMVIT aus dem Jahr 2008. Die wesentlichen Inhalte sind dabei:

- Lastbeeinflussung im Netznormalbetrieb
- Umformung elektrischer Energie in andere Energieformen (potentielle Energie, thermische Energie) für zeitliche Speicherung (z.B. Kühlanlagen, Heizsysteme, Pumpsysteme etc.)
- Darstellung von vier möglichen Marktmodellen im Rahmen der aktuellen bzw. sich mittelfristig entwickelnden gesetzlichen Rahmenbedingungen

Weiterführende Informationen finden sich auf der Website von Energiesysteme der Zukunft beim Projekt „Integral Resource Optimisation Network - Concept“:  
[www.energiesystemederzukunft.at/results.html/id4474](http://www.energiesystemederzukunft.at/results.html/id4474)

**Tab. 9 Integral Resource Optimisation Network Concept**

Projektsteckbrief Thematisierte/Untersuchte Kategorien		
Betrachtete Potenziale	theoretisch	-
	technisch	-
	wirtschaftlich	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bewiesenes ökonomisches Umsetzungspotenzial für Lastmanagement-Maßnahmen auf Netzebene in einem mittelfristig entstehenden Marktumfeld</li> <li>• Kostenabdeckung und Gewinn für IRON-Systemprovider und Kunden, Lieferant erhält nur den Nutzen der Kundenbindung</li> <li>• Gewerbe und Landwirtschaft besitzen durch einen durchschnittlichen Energiebedarf von 10.500 kWh im Jahr ein höheres Potenzial als Haushaltskunden (genauere Betrachtung erforderlich)</li> <li>• Ohne Berücksichtigung des Arbeitspreises und gemessen an den Produktionskosten ergeben sich Kosten für die Bereitstellung von Regelleistung in Höhe von 100 € bis 300 €/kWh im Jahr</li> </ul>
	erschließbar	<p>Gewerbe und Landwirtschaft:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Annahme: Größtenteils Anlagen, welche elektrische in mechanische Energie umwandeln</li> <li>• Diese Verfahren besitzen kein Speichervermögen, welches zur Realisierung des IRON-Marktmodells nutzbar wäre</li> <li>• Höhe des Lastverschiebungspotenzials und Einsparungspotenzials ist dabei sehr stark branchenabhängig (Individuelle Untersuchungen erforderlich)</li> </ul> <p>Laut Umfrage: Anreiz für Haushaltskunden und Gewerbetreibende muss mind. bei 100 € pro Jahr liegen</p>
Betrachtete Geräte-kategorien	Erzeuger	-
	Speicher	Gefriergeräte, Klimaanlage, Lüftungsanlagen, Heizanlagen
	Verbraucher	-
Rahmenbedingungen (gesetzliche Vorgaben)		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Die aktuelle Rechtslage ist für derartige Systeme noch nicht ausgelegt</li> </ul>

Empfehlung zur gesetzlichen Regulierung		<ul style="list-style-type: none"> <li>Beispiele für konkrete Vertragsentwürfe zwischen Kunden und Netzbetreiber bzw. dem Lieferanten, Regelzonenführer, Bilanzgruppenkoordinator und -verantwortlicher</li> </ul>
Geschäftsmodelle	Versorger/ Erzeuger/ Betreiber	<ul style="list-style-type: none"> <li>Transportkostenoptimierung: Optimierung der Netzkapazität durch Vergleichmäßigung von Erzeugung und Verbrauch</li> <li>Regelenergie: Bereitstellung der Regelenergie durch Verbrauchseinrichtungen der Kunden</li> </ul>
	Kunden	<ul style="list-style-type: none"> <li>Variabler Strompreis: Einführung eines sehr kurzfristig, variablen Strompreises, um Strombezug von Zeitspannen mit hoher Nachfrage in Zeiträume mit geringerer Nachfrage zu verschieben</li> <li>Marktmodell „Transportkostenoptimierung“: Optimierung der Netzkapazität durch Abstimmung von Erzeugung und Verbrauch (Geldwerter Vorteil für den Kunden)</li> </ul>
Vertrieb/ Kundenkommunikation		Anreiz für die Kunden durch Chance auf günstigere Strompreise bzw. Energiekosten durch Anpassung des Lastverhaltens an die momentane Marktlage
Technische Umsetzung		<p><u>Technische Infrastruktur:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Algorithmische Komponenten Bestimmte Steueralgorithmen für das An- und Abschalten elektrischer Lasten</li> <li>Kommunikationstechnik Für zeitkritische Anwendungen (Primärregelenergie) Netzfrequenz als „implizierter“ Kommunikationskanal Für weniger zeitkritische Anwendungen (Sekundärregelleistung, zeitvariable Tarife) TCP/IP-Kommunikation über das Internet</li> <li>IRON-Box als Kommunikationsgerät auf der Lastseite</li> <li>Beschriebene Marktmodelle werden auf einer Dienstleistungsplattform aufgesetzt, welche aus informationstechnischen Komponenten besteht</li> <li>Nutzung von Internet-Kommunikation oder Smart-Metering-Netzen bedeutet Risiko für die IRON-Kommunikationsinfrastruktur</li> <li>IRON-Kommunikationsinfrastruktur wurde nicht für Echtzeit Steueraufgaben konzipiert und auch die Verfügbarkeit ist nicht immer gewährleistet</li> </ul> <p><u>Empfehlungen für weitere technische Umsetzung:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Weiterführung der Standardisierung der Hard- und Software, sowie der Schnittstellen und Formate für netzweites Lastmanagement</li> <li>Förderung der Integration der „Lastagenten“ (IRON-Box) in die elektrischen Einrichtungen der Kunden</li> <li>Analyse der Zusammenhänge zwischen den Anforderungen der Kunden an zukünftige Optimierungssysteme und die Bereitschaft der Kunden, Veränderungen des Service elektrische Energie zu akzeptieren und zu bewerten</li> </ul>

### 5.2.4 PEAP - Peak Energy Abatement Project

“PEAP – Peak Energy Abatement Project – Lastverschiebung in Industrie und Gewerbe in Österreich Chancen und Potenziale in zukünftigen Smart Grids“ ist ein Projekt innerhalb des Programms „Neue Energien 2020“ des Klima-Energie-Fonds und wird von den Projektpartnern New Energy Capital Invest und Allplan betreut. Die wesentlichen Inhalte sind:

- Recherche zu Ergebnissen vergleichbarer Untersuchungen im internationalen Raum (ENERNOC, Comverge etc.)
- Entwicklung einer Bewertungsmatrix (Typologie) zur Spezifikation möglicher Lastverschiebungsprodukte
- Identifikation der Potenziale in einer Modellregion
- Bewertung der Potenziale anhand von Kostenkurven

**Tab. 10 PEAP - Peak Energy Abatement Project**

Projektsteckbrief Thematisierte/Untersuchte Kategorien		
Betrachtete Potenziale	theoretisch	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gewerbe: mehr als 50 MW Lastverschiebungspotenzial in Österreich</li> <li>• Besonders Interessante Bereiche sind Kühlhäuser, Fleischerbetriebe, Supermärkte und Spitäler wegen der hohen benötigten Leistung für Kühlung und Systemträgheit</li> <li>• Weitere Potenziale bei kommunaler Infrastruktur</li> <li>• Besonders interessant sind z.B. Kläranlagen für Demand Response Systeme</li> </ul>
	technisch	-
	wirtschaftlich	-
	erschließbar	-
Betrachtete Geräte-kategorien	Erzeuger	-
	Speicher	Thermische Speicher
	Verbraucher	Kälteprozesse
Rahmenbedingungen (gesetzliche Vorgaben)		-
Empfehlung zur gesetzlichen Regulierung		-

Geschäftsmodelle	Versorger/ Erzeuger/ Betreiber	<p>Vergleich der Tarife in den USA:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <u>Direct Load Control</u> Beschreibung: Zyklische Steuerung von Kundengeräten Bemerkung: Typischerweise Klimageräte, Warmwasserboiler hauptsächlich im Haushaltssektor</li> <li>• <u>Interruptible/Curtailable Rate</u> Beschreibung: EVU können Kunden jederzeit vom Netz nehmen Bemerkung: Anwendung typischerweise nur bei großen Industriebetrieben</li> <li>• <u>Emergency Demand Response</u> Beschreibung: Ausgleichzahlung vor Lastabwurf Bemerkung: Kunden können Fallweise eine Lastreduktion vornehmen</li> <li>• <u>Capacity Market Programs</u> Beschreibung: Kunden verpflichten sich zur Lastreduktion Bemerkung: Strafzahlung für Kunden bei nicht geleisteten Lastabwurf</li> <li>• <u>Demand Bidding/Buyback Programs</u> Beschreibung: Auktionsverfahren für Lastreduktion (Großverbraucher) Bemerkung: Anwendung von Preis-/Mengenangeboten</li> <li>• <u>Ancillary Services and Market Programs</u> Beschreibung: Demand Response Programme als Substitut für Systemdienstleistungen Bemerkung: „non-spinning-reserve“, vergleichbar mit der Sekundärregelung im europäischen System</li> </ul>
	Kunden	<p>Vergleich der Tarife in den USA:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <u>Time of Use</u> Beschreibung: Arbeitspreis ist abhängig von Tageszeit und Wochentag Bemerkung: In Winter und Sommer unterschiedliche Tarifstufen</li> <li>• <u>Critical Peak Pricing</u> Beschreibung: Arbeitspreis ist abhängig von Tageszeit und Wochentag, zusätzliche Preissprünge bei Demand Response-Events</li> <li>• <u>Real Time Pricing</u> Beschreibung: Stündlich veränderliche Preisstufen Bemerkung: Bekanntgabe der Preisstufen erfolgt day ahead oder hour ahead</li> </ul>
Vertrieb/ Kundenkommunikation		-
Technische Umsetzung		-

### 5.2.5 Energie neu denken

Die Expertenworkshops „Energie neu denken“ sind Workshops zur Entwicklung kreativer Lösungen zur Aktivierung von Stromverbrauchern für ein aktives Verteilnetz. Gefördert werden diese vom BMVIT. Die wesentlichen Inhalte des Workshops von 2008 sind nachfolgend dargelegt:

- Auswirkungen für die Umwelt, im speziellen für die Verbraucher erlebbar und greifbar machen
- Smart Community Ansatz

Weiterführende Informationen zum Workshop unter:  
<http://www.energiesystemederzukunft.at/results.html/id5315>

**Tab. 11 Energie neu denken**

Projektsteckbrief Thematisierte/Untersuchte Kategorien		
Betrachtete Potenziale	theoretisch	-
	technisch	-
	wirtschaftlich	-
	erschließbar	-
Betrachtete Geräte-kategorien	Erzeuger	-
	Speicher	-
	Verbraucher	-
Rahmenbedingungen (gesetzliche Vorgaben)		-
Empfehlung zur gesetzlichen Regulierung		-
Geschäftsmodelle	Versorger/ Erzeuger/ Betreiber	-
	Kunden	-
	Fokus auf Haushaltssektor: Visualisierung des Verbrauchs bzw. den richtigen Umgang mit Energie	
Vertrieb/ Kundenkommunikation	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <u>Das aktive Haus</u> Energie tanken, umwandeln, behalten, sparen</li> <li>• <u>Energiekommissar</u> Betroffenheit bei den Kunden erzeugen</li> <li>• <u>Energieroulette</u> Emotionalisierung der Energie</li> <li>• <u>Smart Skulpture</u> Visualisierung zur Kundenkommunikation, Einbindung in den Alltag</li> <li>• <u>Smart Ken</u> App für Smartphones</li> </ul>	
Technische Umsetzung		-

### 5.2.6 GAVE - Gemeinde Großschönau als virtueller Energiespeicher

Hauptverantwortlich für das Projekt „GAVE“ ist das Institut für Computertechnik an der Technischen Universität Wien. Zugleich ist es ebenfalls ein Bestandteil des Programms „Neue Energien 2020“ des Klima-Energie-Fonds. Die wesentlichen Inhalte sind nachstehend aufgeführt:

- Prüfung der Benutzerakzeptanz und Umsetzbarkeit von verbraucherseitiges Energiemanagement anhand der Modellregion Gemeinde Großschönau Niederösterreich
- Ausrüstung von privaten, öffentlichen und gewerblichen Stromkunden mit Sensorik und Aktorik für Lastverschiebungen
- Simulation und Exploration des Lastverschiebungspotenzials der Gemeinde
- „best practice“-Katalog zur Einbindung flexibler Lasten

Weiterführende Informationen unter:

[www.klimafonds.gov.at/foerderungen/gefoerderte-projekte/detail/?mzcall=1&pid=46463](http://www.klimafonds.gov.at/foerderungen/gefoerderte-projekte/detail/?mzcall=1&pid=46463)

**Tab. 12 GAVE- Gemeinde Großschönau als virtueller Energiespeicher**

Projektsteckbrief Thematisierte/Untersuchte Kategorien		
Betrachtete Potenziale	theoretisch	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Potenzial im Bereich der Abwasser- bzw. Frischwasserversorgung der Gemeinde</li> <li>• Demand Side Management am Beispiel eines Trinkwasserhochbehälters: Hochrechnung des zeitlichen Verschiebepotenzials auf 7.000 kWh im Jahr + 1 kWh/Tag für die Abwasseranlagen</li> </ul>
	technisch	-
	wirtschaftlich	-
	erschließbar	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Allgemeiner Energieverbrauch bereits gering</li> <li>• Verschiebbare Lasten überschaubar</li> </ul>
Betrachtete Geräte-kategorien	Erzeuger	-
	Speicher	Trinkwasserhochbehälter
	Verbraucher	-
Rahmenbedingungen (gesetzliche Vorgaben)		-
Empfehlung zur gesetzlichen Regulierung		-
Geschäftsmodelle	Versorger/ Erzeuger/ Betreiber	-
	Kunden	Das ganze Projekt kann als Geschäftsmodell angesehen werden, da es zur Energieeinsparungen führen soll
Vertrieb/ Kundenkommunikation		-
Technische Umsetzung		Kommunikationsinfrastruktur baut auf dem IRON Concept auf

### 5.2.7 Smart Distribution Grid im Großen Walsertal

Das Smart Grid Testnetz in Voralberg im großen Biosphärenpark des Großen Walsertals steht für die Entwicklung von Lösungen für eine ressourcenschonende und smarte Einbindung von erneuerbaren Energieträgern im ländlichen Raum. Die wesentlichen Inhalte des Projektes sind:

- Energieautonomie bis 2050 des Bundeslandes Voralberg auf Basis erneuerbarer Energieträger und Smart Grids
- Koordinierte und intelligente Spannungsregelung im großen Walsertal – Bidirektionales „aktives“ Verteilnetz (Energietransport in beide Richtungen)
- Einbeziehung von touristischen Anlagen (Hotels, Lifte)

Weiterführende Informationen unter:

[www.bmvit.gv.at/service/publikationen/innovation/energieumwelttechnologie/schriftenreihe.html](http://www.bmvit.gv.at/service/publikationen/innovation/energieumwelttechnologie/schriftenreihe.html)

**Tab. 13 Smart Distribution Grid im Großen Walsertal**

Projektsteckbrief Thematisierte/Untersuchte Kategorien		
Betrachtete Potenziale	theoretisch	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Im Moment installierte Leistung im Walsertal an Wasserkraft 3 MW</li> <li>• Ausbaufähiges Potenzial von zusätzlich 10 MW Leistung ABER: Potenzial kann nicht genutzt werden auf Grund von Überlastung des Netzes durch die zusätzlich installierte Leistung</li> </ul>
	technisch	-
	wirtschaftlich	<p>Vergleich der smarten Lösungsansätze zum Leitungsausbau (Kosten pro zusätzlicher Gas und Dampf-Kombikraftwerks-Leistung in €/kWh):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <u>Leitungsbau (Referenz):</u> STEIL 16,8 MW – Kosten ca. 445 €/kWh FLACH 16,8 MW – Kosten ca. 355 €/kWh</li> <li>• <u>Koordinierte Spannungsregelung:</u> STEIL 16,8 MW – Kosten ca. 50 €/kWh FLACH 16,8 MW – Kosten ca. 45 €/kWh</li> <li>• <u>Fernregelung:</u> STEIL 11,6 MW – Kosten ca. 60 €/kWh FLACH 14,8 MW – Kosten ca. 45 €/kWh</li> <li>• <u>Lokale Verstellung der Blindleistung Q:</u> STEIL 4 MW – Kosten ca. 40 €/kWh FLACH 10,8 MW – Kosten ca. 10 €/kWh</li> </ul> <p>Erklärung STEIL und FLACH: Verschiedene zeitliche Kraftwerkszubauserien</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <u>STEIL</u> steht für Zubau für das Netz in ungünstiger Reihenfolge, d.h. etwa den Zubau starker Kraftwerke am Netzende zuerst</li> <li>• <u>FLACH</u> steht für Zubau für das Netz in günstiger Reihenfolge, d.h. starke Kraftwerke am Netzende zuletzt</li> </ul>
	erschließbar	-
Betrachtete	Erzeuger	Photovoltaikanlagen, Wasserkraft, Biomasse, Wärmepumpen

Geräte- kategorien	Speicher	Pumpspeicherkraftwerke
	Verbraucher	-
Rahmenbedingungen (gesetzliche Vorgaben)		-
Empfehlung zur gesetzlichen Regulierung		-
Geschäfts- modelle	Versorger/ Erzeuger/ Betreiber	-
	Kunden	-
Vertrieb/ Kundenkommunikation		-
Technische Umsetzung		Koordinierte Spannungsregelung: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Kombination der Fernregelung mit der Q-Regelung (Spannungsbeeinflussung mittels Verstellung der Blindleistung Q von Kraftwerken)</li> <li>• Steuerung durch die intelligente Central Voltage Control Unit (CVCU)</li> <li>• Kombination führt zu einer besseren Ausnutzung des Spannungsbandes (ca. 1/3 höhere Leistungsaufnahme bei geringeren Kosten als die Fernregelung bzw. die vierfache Leistungsaufnahme bei fast gleichen Kosten gegenüber der lokalen Q-Regelung)</li> </ul>

### 5.2.8 Projekt LOADSHIFT

Im Projekt LOADSHIFT geht es um Lastverschiebung in Haushalt, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur. Gleichzeitig dient es als Potenzialanalyse für Smart Grids. Federführend ist das Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz GmbH. Nachstehend sind die wesentlichen Inhalte aufgelistet:

- Erhebung der Potenziale für die Verschiebung der Energienachfrage von Hochlastzeiten in Verbrauchstäler
- Anpassung des Erzeugungsgangs
- Analyse der ökonomischen, technischen, rechtlichen und organisatorischen Aspekte
- Untersuchung der Lastverschiebungspotenziale in den Sektoren, Industrie, Gewerbe, Haushalt und kommunale Infrastruktur
- Konsistente Schätzungen für den Aufwand verschiedener Grade der Potenzialaus-schöpfung
- Ableitung einer Cost-Curve für Österreich

#### Anmerkung

Zum Zeitpunkt der Erstellung des vorliegenden Berichts lagen noch keine verifizierten Ergebnisse oder Zwischenergebnisse aus dem aktuell laufenden Projekt LOADSHIFT vor, weshalb der Projektsteckbrief nicht ordnungsgemäß ausgefüllt werden konnte.

Weiterführende Informationen unter:

Tab. 14 Projekt LOADSHIFT

Projektsteckbrief Thematisierte/Untersuchte Kategorien		
Betrachtete Potenziale	theoretisch	
	technisch	
	wirtschaftlich	
	erschließbar	
Betrachtete Geräte-kategorien	Erzeuger	
	Speicher	
	Verbraucher	
Rahmenbedingungen (gesetzliche Vorgaben)		
Empfehlung zur gesetzlichen Regulierung		
Geschäfts- modelle	Versorger/ Erzeuger/ Betreiber	
	Kunden	
Vertrieb/ Kundenkommunikation		
Technische Umsetzung		

### 5.2.9 Potenziale und Hemmnisse für Power Demand Side Management

Potenziale und Hemmnisse für Power Demand Side Management in Österreich ist eine Studie des Instituts für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz aus dem Jahr 2008. Eine komprimierte Übersicht der wesentlichen Inhalte liefert anschließende Aufzählung:

- Detaillierte Übersicht des österreichischen Strompreises im Strommarkt und Tarifempfehlungen
- Guter Gesamtüberblick über den österreichischen Strommarkt
- Erläuterung der Bedeutung des Power Demand Side Managements zur Reduktion von Lastspitzen in einem Versorgungsgebiet/Bilanzgruppe
- Grundlagen und Abschätzung des Power Demand Side Managements in Österreich
- Diskussion über die geltenden Tarifsysteme
- Nutzungskosten von Power Demand Side Management Maßnahmen

Weiterführende Informationen unter:

[www.online.tugraz.at](http://www.online.tugraz.at)

**Tab. 15 Potenziale und Hemmnisse für Power Demand Side Management**

Projektsteckbrief Thematisierte/Untersuchte Kategorien		
Betrachtete Potenziale	theoretisch	-
	technisch	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gesamtpotenzial 664 MW an verbraucherseitige Lastreduktion in Österreich (KMU nicht explizit genannt)</li> <li>• Abschätzung erfolgt anhand der jeweiligen Branchenstromverbräuche</li> </ul>
	wirtschaftlich	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verflechtung des technischen und wirtschaftlichen Potenzials zu einer Einheit</li> <li>• Zur Ermittlung des Potenzials werden flächendeckende Untersuchungen vorgeschlagen</li> </ul>
	erschließbar	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Erfahrung aus anderen UCTE-Ländern werden heran gezogen: Realisierung von mind. 4% der Jahreshöchstlast für Demand Side Management</li> <li>• Umsetzung des tatsächlichen Potenzials hängt von der jeweiligen Produktionsauslastung der Unternehmen ab (Individuallösungen)</li> </ul>
Betrachtete Geräte-kategorien	Erzeuger	Wasserkraftwerke, thermische Kraftwerke
	Speicher	Pumpspeicherkraftwerk, Energiedienstleistungsspeicher, Kältespeicher, Nachtspeicher, Wärmepumpen, Schotterwerke
	Verbraucher	-
Rahmenbedingungen (gesetzliche Vorgaben)	Im derzeitigen Tarifsystem findet keine verursachergerechte Aufteilung der Fixkosten der Elektrizitätserzeugung statt	
Empfehlung zur gesetzlichen Regulierung	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Eine Berücksichtigung der Fixkosten ist z.B. in den Netztarifen und Regulenergiemärkten implementiert, nicht jedoch beim Markt für elektrische Arbeit</li> </ul> Verursachergerechte Aufteilung der Kapazitätskosten des Elektrizitätssystems auf die einzelnen Kundengruppen führt zu einer Erhöhung der Gesamteffizienz	

Geschäftsmodelle	Versorger/ Erzeuger/ Betreiber	-
	Kunden	-
Vertrieb/ Kundenkommunikation		-
Technische Umsetzung		-

### 5.2.10 Regulierung und Smart Grids

Dieses Exposé ist während der 7. Internationalen Energiewirtschaftstagung 2011 an der Technischen Universität Wien durch die Energie-Control GmbH entstanden. Deren wesentliche Inhalte sind:

- Grundlagen zu Smart Grids in Österreich
- Entwicklungen und Überblick im internationalen Umfeld von Regulierung und Smart Grids in Österreich
- Technische Betrachtung, Entwicklung, Herausforderung
- Investitionen in den Netzbetrieb – „traditionell vs. smart“
- Regulierungsregime und deren Einflüsse auf die Investitionsentscheidung von regulierten Netzunternehmen
- Übersicht von Pilotprojekten zu Smart Grid in Österreich

Weiterführende Informationen unter:

<http://eeg.tuwien.ac.at/>

**Tab. 16 Regulierung und Smart Grids**

Projektsteckbrief Thematisierte/Untersuchte Kategorien		
Betrachtete Potenziale	theoretisch	-
	technisch	-
	wirtschaftlich	-
	erschließbar	-
Betrachtete Geräte-kategorien	Erzeuger	-
	Speicher	-
	Verbraucher	-
Rahmenbedingungen (gesetzliche Vorgaben)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Rate-of-Return-Regulierung: Cost-Plus Regulierung ist ein klassischer Regulierungsansatz, bei welchem die von der Regierungsbehörde festgesetzten Umsätze den festgestellten Kosten des Unternehmens folgen → Kosten-Plus Regulierung in Österreich</li> <li>• Anreizregulierung: Das Regime der Anreizregulierung umfasst grundsätzlich zwei Ansätze: die Preis- und die Erlösbegrenzungsregulierung → Anreizregulierung für Verteilernetze in Österreich</li> </ul>	
Empfehlung zur	-	

gesetzlichen Regulierung		
Geschäftsmodelle	Versorger/ Erzeuger/ Betreiber	-
	Kunden	-
Vertrieb/ Kundenkommunikation		-
Technische Umsetzung		Erschließung des Potenzials durch dein Einsatz intelligenter Steuerungs- und Regelsysteme im Netz

### 5.2.11 Projekt MeRegio

Innerhalb des Projektes MeRegio (Minimum Emission Region), welches Teil des BMWi Förderprogramms E-Energy – IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft ist, wurden Untersuchungen zum Lastverschiebungspotenzial durchgeführt. Die wesentlichen Inhalte sind dazu wie folgt zusammengefasst:

- Ziel: Forderung nach effizienteren dezentralen Energiesystemen durch die Integration fortschrittlichster Informations- und Kommunikationstechnologien in alle Teile der Energie-Wertschöpfungskette zu erfüllen
- Verknüpfung der physikalischen Ebene mit der Handelsebene
- Steigerung der Energieeffizienz durch die Integration von Energieverbrauchern und dezentralen Erzeugern in den Markt
- Installation und Betrieb von dezentraler Infrastruktur bei 1000 Haushalts-, Gewerbe- und kleineren Industriekunden
- Detailanalysen von Lastspitzen unter Verwendung von Submetern und kontinuierlicher Verbesserungsprozess
- Konzentration auf die Bereiche Baugewerbe, Metallbearbeitung, Lebensmittel, Werkzeugherstellung und Elektronik

Weiterführende Informationen unter:  
<http://www.meregio.de/>

**Tab. 17 Projekt MeRegio**

Projektsteckbrief Thematisierte/Untersuchte Kategorien		
Betrachtete Potenziale	theoretisch	-
	technisch	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verbrauch folgt Erzeugung: Lastverlagerungen von bis zu 20% in einzelnen Stunden, durchschnittlich 7% bis 15% an erreichter Lastverlagerung</li> <li>• Hohe Lastflexibilisierung in KMU sowie kommunalen Einrichtungen generell möglich</li> </ul>
	wirtschaftlich	<p>Gewerbe:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Derzeit keine ausreichenden Erträge → hohe Investitionskosten</li> <li>• Bereitstellung erzielt noch keinen finanziellen Ertrag</li> <li>• Bereitstellung/Nutzung von Lastflexibilisierung muss finanziell</li> </ul>

		honoriert werden
	erschließbar	<p>Erfahrungen:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Grundsätzlich fehlendes Potenzial in Haushalten und Gewerbe</li> <li>• In Gewerbe und Industrie hohe Bereitschaft zur Teilnahme, aber geringer technischer Reifegrad der Anlagen und "just-in-time" Produktion behindern die Erschließung des Potenzials</li> <li>• Zeitliche Lastreduktion im Feldversuch von bis zu 20% bei den ausgewählten Kunden</li> </ul>
Betrachtete Geräte-kategorien	Erzeuger	Photovoltaik, Wärmepumpen, Heizpatronen
	Speicher	Batteriespeicher, thermische Speicher (d.h. Gebäudespeicher und Heißwasserspeicher), Elektrospeicherheizung
	Verbraucher	<p>Empfehlung:</p> <p>Generelle Untersuchung von Produktionsschritten hinsichtlich der möglichen Flexibilisierung und des entsprechenden Aufwandes</p>
Rahmenbedingungen (gesetzliche Vorgaben)		Weitreichender Ausbau der nachhaltigen Energieversorgung kann mit den existierenden Rahmenbedingungen kaum optimal gestaltet werden
Empfehlung zur gesetzlichen Regulierung		Regulierung der Datenverwendung
Geschäftsmodelle	Versorger/ Erzeuger/ Betreiber	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Vermeidung des klassischen Netzausbaus über Betriebsmittel im eher ländlichen Netzgebieten</li> <li>• Erhöhung der Transparenz im Niederspannungsnetz für den Netzbetreiber</li> <li>• Ampelsystem: Anreiz über gesamtwirtschaftliche Preissignale, Abstimmung von Angebot und Nachfrage</li> </ul>
	Kunden	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verlagerung des Verbrauchs → günstigerer Energiepreis</li> <li>• Einsatz von Smart Metering erhöht die Informationsmenge über dein eigenen Energieverbrauch → Effizienzsteigerungen</li> </ul>
Vertrieb/ Kundenkommunikation		Bewegung der Kunden zu systemfreundlichen Verhalten über geeignete Anreize
Technische Umsetzung		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Vernetzung dezentraler Stromerzeuger, Verbraucher und intelligente Speicher über Datenleitungen</li> <li>• Manuelle Steuerung gemäß Preissignal: Applikation „Online Cockpit“ aus Lastgangzähler iPhone Applikation „Stromradar“ visualisiert Stromverbrauch im Sekundentakt</li> <li>• Automatische Steuerung einer Anlage: Automatische Optimierung erfolgt über installierte Steuerbox Echtzeitverbrauch der einzelnen Anlage über Power Submeter Display Nachträglich werden Auswertungen der Power Submeter Daten zur Verfügung gestellt</li> <li>• Unternehmen müssen eigenen Infrastruktur (EDV, Steuerbox, Steuerleitungen) ausbauen</li> <li>• Anpassungen an Maschinen und Anlagen oder Neuanschaffungen</li> </ul>

### 5.2.12 Projekt eTellicence

Das Projekt eTellicence ist ebenfalls eine Modellregion des BMWi Förderprogramms E-Energy – IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft. Ebenfalls wie in MeRegio wurden Untersuchungen zum Lastverschiebungspotenzial durchgeführt. Nachfolgend sind die wesentlichen Inhalte angeführt:

- Ziel: Schaffung eines Marktplatzes der Erzeuger, Verbraucher mit Lastverschiebungspotenzial, Energiedienstleister und Netzbetreiber mittels intelligenter Systemintegration miteinander vereinigt
- Erprobung eines komplexen Regelsystems zur Ausbalancierung der Fluktuation von Windenergie, welches den Strom intelligent in die Netze einspeist und so in den regionalen Markt integriert
- Integration dieses Marktplatzes in die bestehenden Geschäftsprozesse des übergeordneten Energieversorgungssystems
- Feldphase: Zwei Kühlhäuser, ein Windpark, Stadtbad Cuxhaven, eine Kläranlage sowie ein Blockheizkraftwerk

Weiterführende Informationen unter:

[http://www.e-energy.de/documents/eTellicence\\_Projektbericht\\_2012.pdf](http://www.e-energy.de/documents/eTellicence_Projektbericht_2012.pdf)

**Tab. 18 Projekt eTellicence**

Projektsteckbrief Thematisierte/Untersuchte Kategorien		
Betrachtete Potenziale	theoretisch	-
	technisch	-
	wirtschaftlich	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Virtuelles Kraftwerk: Senkung der Strombezugskosten auf dem Großhandelsmarkt um 6% bis 8%</li> <li>• Innovativer Mengentarif bei Haushalten: Ersparnis von durchschnittlich 100 € während der Testphase</li> <li>• Flexible Großverbraucher: Senkung der Strombezugskosten für Kühlhäuser um 6%</li> </ul>
	erschließbar	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Haushalt: Senkung des Stromverbrauchs um durchschnittlich 11% Bei Malus-Events Verschiebung um ca. 20% der Last Bei Bonus-Events Steigerung des Verbrauchs um 30%</li> <li>• Virtuelles Kraftwerk: Steigerung der Fahrplaneinhaltung des Virtuellen Kraftwerks gegenüber dem Fahrplan der erneuerbaren Energien um 15%</li> <li>• Fahrplanbasierte Anlagen- und Gebäudebetriebsführung: Stromverkauf zu Hochpreiszeiten über den eTellicence Marktplatz erhöht die Einnahmen gegenüber einer rein wärmegeführten Betriebsweise</li> </ul>
Betrachtete Geräte-kategorien	Erzeuger	8 Windenergieanlagen, 19 Photovoltaikanlagen, 53 Blockheizkraftwerke
	Speicher	3 Kühlhäuser, 50 Elektroautomobile
	Verbraucher	Thermische Speicher
Rahmenbedingungen		-

(gesetzliche Vorgaben)		
Empfehlung zur gesetzlichen Regulierung		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verbindliche Sicherheitsanforderungen für fernauslesbare digitale Stromzähler</li> <li>• Verwendung der Erfahrungen und Kenntnisse aus der E-Energy-Begleitforschung Fachgruppe Recht für ein „Schutzprofil“</li> </ul>
Geschäftsmodelle	Versorger/ Erzeuger/ Betreiber	-
	Kunden	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Event-Tarif: Bonus Events → wenn viel Energie zur Verfügung steht Malus Events → Stromverbrauch besonders hoch und nur wenig Energie, Preisspreizung von 0,00 €/kWh bis 0,80 €/kWh</li> <li>• Mengen-Tarif: Ermittlung der kundenindividuellen Verbrauchsschwellen über historische Verbrauchswerte</li> </ul>
Vertrieb/ Kundenkommunikation		Innovative Feedbacksysteme die monetäre Anreize bieten → Kunden setzen Einsparungen und Lastverschiebung um
Technische Umsetzung		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Überprüfung neuer Komponenten (z.B. Anlagen) auf Standardkonformität durch die im Projekt entwickelten Testmaschinen (IEC-61850-Tests)</li> <li>• Kommunikation für Zähler- und Anlagemessdaten erfolgt auf Basis des CIM-Datenmodells (IEC 61968, Meter-Data-Reading)</li> <li>• Übertragung von Geboten und Gebotsinformationen zwischen der eTelligence Marktplattform und den Marktagenten zur automatischen Marktteilnahme erfolgt gemäß CIM-Datenmodell</li> <li>• Kommunikation zwischen zentraler IKT-Infrastruktur und Netzmesssensoren, Anlagen und übergeordneten Anlagensteuerungen zur Marktteilnahme und Fahrplangestaltung erfolgt nach IEC-61850-Standard</li> <li>• Einsatz von Smart Metering und Feedbacksysteme „Mein Energieportal“ (webbasiert) bei Feldtesthaushalt</li> </ul> <p>Zusätzlicher Bedarf an Energiespeichern, um kurzfristig vor Ort Netzengpässe zu verhindern oder Energie für die lokale Nutzung zwischen zu speichern</p>

### 5.2.13 Projekt moma

Gleichbedeutend zu den zuvor genannten Projekten ist die Modellstadt Mannheim (moma) Teil des BMWi Förderprogramms E-Energy – IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft. Während des Projektes wurde die Nutzung thermischer Speicher als Energiespeicher untersucht. Die wesentlichen Inhalte des Projektes sind:

- Ziel: Detaillierte Beschreibung eines Lastverlagerungspotenzials in der Kälteerzeugung der Stadt Mannheim
- Untersuchung ob mittels IKT und dezentralen Entscheidungsmechanismen thermische Speicher in Form von Kälteanlagen für ein Lastmanagement genutzt werden können
- Intensive Interviews mit Betreibern v.a. von Kälteanlagen in fast allen relevanten Branchen
- Konkreter Fragebogen für Betreiber von Kälteanlagen
- Betrachtungen zur nötigen Steuerungstechnologie
- Abgestufte Darstellung des Potenzials (technisch, wirtschaftlich, realisierbar)

Weiterführende Informationen unter:

<http://www.modellstadt-mannheim.de/moma/web/de/home/index.html>

**Tab. 19 Projekt moma**

Projektsteckbrief Thematisierte/Untersuchte Kategorien		
Betrachtete Potenziale	theoretisch	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gewerbliche Klimatisierung: Potenzial 26,42 MW</li> <li>• Industrielle Klimatisierung: Potenzial 9,63 MW</li> <li>• Gewerbliche Kühl- und Gefrieranlagen im Lebensmittelhandel: Potenzial 10,03 MW</li> <li>• Gewerbliche Kühl- und Gefrieranlagen in Kühlslagern: Potenzial 3,98 MW</li> <li>• Prozesskälte in Industrieanwendungen: Potenzial 0,81 MW</li> <li>• Klein &amp; Kleinstanlagen: Potenzial 3,65 MW</li> </ul>
	technisch	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gewerbliche Klimatisierung: Potenzial 26,42 MW</li> <li>• Industrielle Klimatisierung: Potenzial 0,00%</li> <li>• Gewerbliche Kühl- und Gefrieranlagen im Lebensmittelhandel: 07:00-09:00 = 0 MW 09:00-17:00 = 2,23 MW 17:00-20:00 = 0 MW 20:00-07:00 = 4,63 MW</li> <li>• Gewerbliche Kühl- und Gefrieranlagen in Kühlslagern: 22:00-06:00 = 0 MW 06:00-22:00 = 1,90 MW</li> <li>• Prozesskälte in Industrieanwendungen: Potenzial 0,00%</li> <li>• Klein &amp; Kleinstanlagen: Potenzial 2,08 MW</li> </ul>

	wirtschaftlich	<ul style="list-style-type: none"> <li>Gewerbliche Klimatisierung: Potenzial 26,42 MW</li> <li>Industrielle Klimatisierung: Potenzial 0,00%</li> <li>Gewerbliche Kühl- und Gefrieranlagen im Lebensmittelhandel: 07:00-09:00 = 0 MW 09:00-17:00 = 2,23 MW 17:00-20:00 = 0 MW 20:00-07:00 = 4,63 MW</li> <li>Gewerbliche Kühl- und Gefrieranlagen in Kühllagern: 22:00-06:00 = 0 MW 06:00-22:00 = 1,90 MW</li> <li>Prozesskälte in Industrieanwendungen: Potenzial 0,00%</li> <li>Klein &amp; Kleinstanlagen: Potenzial 2,08 MW</li> </ul>
	erschließbar	<ul style="list-style-type: none"> <li>Gewerbliche Klimatisierung: Potenzial 2,65 MW</li> <li>Industrielle Klimatisierung: Potenzial 0,00%</li> <li>Gewerbliche Kühl- und Gefrieranlagen im Lebensmittelhandel: 07:00-09:00 = 0 MW 09:00-17:00 = 2,23 MW 17:00-20:00 = 0 MW 20:00-07:00 = 4,63 MW</li> <li>Gewerbliche Kühl- und Gefrieranlagen in Kühllagern: 22:00-06:00 = 0 MW 06:00-22:00 = 0,80 MW</li> <li>Prozesskälte in Industrieanwendungen: Potenzial 0,00%</li> <li>Klein &amp; Kleinstanlagen: Potenzial 2,08 MW</li> </ul>
Betrachtete Geräte-kategorien	Erzeuger	-
	Speicher	Kältespeicher
	Verbraucher	Kälteerzeugungsanlagen
Rahmenbedingungen (gesetzliche Vorgaben)		<ul style="list-style-type: none"> <li>Bestimmungen für die maximale Temperaturen bei der Verarbeitung und Lagerung von Nahrungsmitteln</li> <li>Grundlegende Verordnung EG 853/2004</li> <li>Umsetzung in Deutschland durch die Tierische Lebensmittel-Hygieneverordnung am 08.08.2007</li> </ul>
Empfehlung zur gesetzlichen Regulierung		-
Geschäftsmodelle	Versorger/ Erzeuger/ Betreiber	-
	Kunden	-
Vertrieb/ Kundenkommunikation		-
Technische Umsetzung		<p>Teilnahme großer Kühllhäuser durch Rundsteuerung an Lastmanagement</p> <p><u>Notwendige technische Voraussetzungen:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Messung des Stromverbrauchs und der Kühlanforderungen</li> <li>Anbindung der Kälteanlagen an die Kommunikationsinfrastruktur</li> <li>Regelung des Verdichters und der Kühlstellen</li> </ul>

### 5.2.14 Demand Side Integration - Lastverschiebungspotenziale in Deutschland

Die Studie Demand Side Integration des Verbands der Elektrotechnik Elektronik Informatik e.V. (VDE) ist 2012 veröffentlicht worden. Verantwortlich war für die Studie die ETG-Task Force Demand Side Management. Ihre wesentlichen Inhalte sind anschließend aufgeführt:

- Technologieübersichten zu Industrie und Gewerbe (sortiert nach Branchen)
- Auswertung vorhandener Arbeiten, Simulationen und Potenzialabschätzungen
- Szenarien für 2020 und 2030, die die Marktentwicklung unterschiedlicher Technologien und die Effizienzsteigerungen in Betracht ziehen

Weiterführende Informationen unter:

<http://www.vde.com/de/fg/ETG/Arbeitsgebiete/V2/Aktuelles/Oeffentlich/Seiten/StudieDSI.aspx>

**Tab. 20 Demand Side Integration - Lastverschiebungspotenziale in Deutschland**

Projektsteckbrief Thematisierte/Untersuchte Kategorien		
Betrachtete Potenziale	theoretisch	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sektor GHD: 2010 Leistungspotenzial 7 GW 2020 Leistungspotenzial 11 GW 2030 Leistungspotenzial 11 GW</li> <li>• Hohes theoretisches Potenzial im Wärmebereich</li> <li>• Hauptanteil Wärme- und Kühlungsprozesse</li> </ul>
	technisch	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sektor Haushalt: 2010 Leistung 2,6 GW, Energie 8,0 TWh/a 2020 Leistung 3,8 GW, Energie 12,4 TWh/a 2030 Leistung 6,0 GW, Energie 32,3 TWh/a</li> <li>• Sektor GHD: 2010 Leistung 1,4 GW, Energie 5,0 TWh/a 2020 Leistung 1,7 GW, Energie 5,6 TWh/a 2030 Leistung 1,8 GW, Energie 9,7 TWh/a</li> <li>• Sektor Industrie: 2010, 2020, 2030 Leistung 4,5 GW</li> </ul>
	wirtschaftlich	Aktuelle ökonomische Rahmenbedingungen erlauben keine über das technisch erschließbare Potenzial hinausgehende Nutzung des Lastverschiebungspotenzials in den Sektoren Haushalt und GHD
	erschließbar	Hauptsächlich elektrische Heizungssysteme und Warmwassererzeuger auf Grund ihrer Speicherefähigkeit
Betrachtete Geräte- kategorien	Erzeuger	Windenergie, Solarenergie, Photovoltaik, Blockheizkraftwerk
	Speicher	Elektrische Heizungssysteme (Wärmepumpe, Nachtspeicherofen), Warmwassererzeuger, Kühl- und Gefriergeräte, Klimatisierung
	Verbraucher	Waschmaschinen, Wäschetrockner

Rahmenbedingungen (gesetzliche Vorgaben)		<p>Zweiter Nationale Energieeffizienz-Aktionsplan:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Gemäß der Richtlinie 2006/32/EG ist eine gezielte Beeinflussung des Nachfrageverhaltens in Industrie, Gewerbe, Privathaushalten geboten</li> <li>• Ziel: Steuerung des Energiebedarfs ohne Einschränkung des Verbrauchsgewohnheiten</li> <li>• Weiterentwicklung von Energiemanagementsystemen unter Berücksichtigung von Lastmanagementaspekten</li> <li>• Befreiung von Netzentgelten § 19 Abs. 2 StromNEV Regelung der Reduzierung bzw. Befreiung von Netzentgelten Erheblichkeitsschwelle ist abhängig von der Netzebene in der die Stromentnahme stattfindet Befreiung von den Netzentgelten wenn der jährliche Stromverbrauch &gt; 10 GWh und jährliche Benutzungsstundenzahl mind. 7.000 Stunden erreichen</li> </ul>
Empfehlung zur gesetzlichen Regulierung		-
Geschäftsmodelle	Versorger/ Erzeuger/ Betreiber	<p>Gründe:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Technischer Natur, z.B. Reduktion des Energieflusses wegen Überlastung von Netzbetriebsmitteln</li> <li>• Kommerzieller Natur, z.B. Vermeidung von kostspieligen Spitzenlasten, Erhöhung des Verbrauchs bei Leistungsüberschuss oder vertragliche Teilnahme am Regelenergiemarkt mit positiver/negativer Regelleistung</li> <li>• Ökologischer Natur, z.B. bestmögliche Ausnutzung vorhandener erneuerbarer Energie durch das Laden nichtelektrischer oder elektrischer Speicher während Starkwindzeiten und Entladen der Speicher in Schwachwindzeiten</li> </ul> <p>Vorteile:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Erhöhung der Netzauslastung (Benutzerstunden)</li> <li>• Minimierung von Netzverlusten</li> <li>• Vermeidung von Netzausbau</li> <li>• Nutzung von schaltbaren Lasten zur Netzstabilisierung</li> <li>• Nutzung von positiver/negativer Regelenergie</li> </ul>
	Kunden	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mehrtarifnutzung</li> <li>• Verschiebung von Strombezugsmengen in preisgünstige Tarifzonen</li> <li>• Verkauf von positiver/negativer Regelenergie</li> </ul>
Vertrieb/ Kundenkommunikation		-
Technische Umsetzung		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Weiterentwicklung von innovativen Verfahren, Geräten und Konzepten zur Erschließung des Lastmanagementpotenzials für die Integration erneuerbarer Energien im industriellen und privaten Bereich</li> <li>• Einbeziehung „neuer“ Verbraucher wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Anlagen zur Klimatisierung im Lastmanagement</li> <li>• Smart Meter und variable Tarife sind Grundvoraussetzung für die Nutzung von Demand Side Integration in Haushalten</li> </ul>

### 5.2.15 Dynamische Simulation eines Lastmanagements

Die Dissertation „Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten“ von M. Klobasa wurde 2007 publiziert. Folgende wesentliche Inhalte enthält die Dissertation:

- Analyse der „Innovation Lastmanagement“ und deren technisch-ökonomischen Potenziale
- Darstellung der gesamten Lastmanagementpotenziale für Deutschland
- Aktivierungskosten zur Hebung der Lastmanagementpotenziale

Weiterführende Informationen unter:

<http://e-collection.library.ethz.ch/view/eth:29926>

**Tab. 21 Dynamische Simulation eines Lastmanagements**

Projektsteckbrief Thematisierte/Untersuchte Kategorien		
Betrachtete Potenziale	theoretisch	Sektor GHD (Schätzwerte) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Kälte: Leistung 1.165 MW, Energie 748 GWh</li> <li>• Klimatisierung: Leistung 5.310 MW, Energie 160 GWh</li> <li>• Ventilation/Belüftung: Leistung 900 MW, Energie 329 GWh</li> <li>• Wärme: Leistung 2.545 MW, Energie 5.037 GWh</li> <li>• Back-Up: Leistung 400 MW</li> </ul> Gesamt: Leistung ca. 10.320 MW, Energie ca. 6.300 GWh
	technisch	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sektor Industrie: Maximal verfügbares Potenzial 2.800 MW Leistung</li> <li>• Sektor GHD: Maximal verfügbares Potenzial 10.320 MW Leistung</li> <li>• Sektor Haushalt: Maximal verfügbares Potenzial 20.600 MW Leistung</li> </ul>
	wirtschaftlich	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wirtschaftliches Potenzial bei großen Kühlhäusern und Lebensmittelmärkten vorhanden</li> <li>• Kostenreduktion um bis zu 20% der Stromkosten</li> <li>• Kosten pro kW bei 10 bis 20 € pro Jahr</li> </ul>
	erschließbar	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Potenziale in der Industrie und Lebensmitteleinzelhandel als erstes realisierbar</li> <li>• Potenziale in Sektor GHD und Haushalt noch nicht genutzt (kleinere Leistungsgrößen sind noch zu teuer, administrative Hemmnisse)</li> </ul>
Betrachtete Geräte- kategorien	Erzeuger	Windkraftanlagen, Kernkraftwerk, Steinkohlekraftwerk, Erdgas, Gas und Dampf-Kombikraftwerk, Braunkohlekraftwerk, Gasturbine, Notstromsysteme
	Speicher	Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicher, Batteriespeicher, Wasserstoffspeicherung, thermische Speicher
	Verbraucher	Kühlung und Gefrierung, Klimatisierung und Ventilatoren, Raumheizung, Prozesswärme, Notstromsysteme
Rahmenbedingungen (gesetzliche Vorgaben)		-

Empfehlung zur gesetzlichen Regulierung		-
Geschäftsmodelle	Versorger/ Erzeuger/ Betreiber	<p><u>Handlungsmöglichkeiten für Strommarktunternehmen</u></p> <p>Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Für die Übertragungsnetzbetreiber eröffnen sich durch Lastmanagement zusätzliche Möglichkeiten Regelleistung vorzuhalten, um einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten</li> </ul> <p>Versorger:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Für Versorger wie Stadtwerke liegen die Anreize eines Lastmanagements vor allem in der Vermeidung von Bilanzkreisabweichungen und damit im Bezug von Regelenergie oder Ausgleichsenergie</li> <li>Ein weiterer Anreiz ist die Reduktion der Bezugsspitze vom Vorlieferanten</li> </ul> <p>Unabhängige Stromerzeuger:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Für unabhängige Stromerzeuger ergibt sich durch ein Lastmanagement die Möglichkeit, ihr Geschäftsfeld auszuweiten</li> <li>Werden mehrere eigene Kraftwerke bereits durch eine zentrale Leitwarte gesteuert und wird Kraftwerksleistung auf den Großhandelsmärkten und Regelenergiemärkten gehandelt, kann diese Erfahrung und die vorhandene Infrastruktur genutzt werden, um zusätzliche Lastverlagerungen zu vermarkten</li> </ul>
	Kunden	<p>Indirektes Lastmanagement mit dynamischen Stromtarifen</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Real Time Pricing</li> <li>Zeitvariable Tarife</li> <li>Erzielbare Lastverlagerungen mit dynamischen Tarifen</li> </ul>
Vertrieb/ Kundenkommunikation		-
Technische Umsetzung		<ul style="list-style-type: none"> <li>Lastmanagementpotenziale in der Industrie sowie im Lebensmitteleinzelhandel als erstes realisierbar</li> <li>Lastmanagement beim Stromverbraucher erhöht die Systemicherheit und die Effizienz der Strommärkte</li> <li>Windprognosegenauigkeit wichtig für die Integrationskosten der Windenergie</li> <li>Sicherstellung der Netzstabilität in Schwachlastzeiten</li> <li>Minimierung des zusätzlichen Reservebedarfs durch Windenergieeinspeisung</li> <li>Vermiedene Kosten für Regelleistung durch Lastmanagement beim Stromverbraucher</li> </ul>

### 5.2.16 Demand Side Integration in elektrischen Verteilnetzen

„Demand Side Integration in elektrischen Verteilnetzen – Potenzialanalyse und Bewertung“ ist eine Arbeit von Martin Stözer und ist 2012 im Verlag der Universität Magdeburg erschienen. Wesentliche Inhalte der Arbeit sind:

- Potenzialanalyse zur Abschätzung der technischen Möglichkeiten in den Bereichen Haushalt, GHD und Elektromobilität (heute und zukünftig)
- Verbrauchsverteilung auf eine Modellregion mit 500.000 Einwohnern
- Die Zusammensetzung der Modellregion erlaubt eine Skalierung der Demand Side Integration Potenziale auf Deutschland
- Fahrplanoptimierung eines dezentralen Energieversorgungssystems durch die gewonnenen Demand Side Integration Potenziale (Parameter)
- Berechnung der Erlösschwelle für den wirtschaftlichen Einsatz von Demand Side Integration am Beispiel von Haushalten

Weiterführende Informationen unter:

**Tab. 22 Demand Side Integration in elektrischen Verteilnetzen**

Projektsteckbrief Thematisierte/Untersuchte Kategorien		
Betrachtete Potenziale	theoretisch	<p>Haushalte:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 2010 ca. 11,3 GW in den Sommer- und 13 GW in den Wintermonaten für Deutschland</li> <li>• 2020 ca. 16,6 GW in den Sommer- und 17,4 GW in den Wintermonaten für Deutschland</li> <li>• 2030 ca. 20,3 GW in den Sommer- und 18,4 GW in den Wintermonaten für Deutschland</li> </ul> <p>Elektromobilität:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Potenzial 2020 (1 Mio. Fahrzeuge) von ca. 2 GW bei 3,7 kW Ladeleistung</li> <li>• Potenzial 2030 (10 Mio. Fahrzeuge) von ca. 16 GW bei 11 kW dreiphasiger Ladung</li> </ul> <p>Gewerbe, Handel und Dienstleistungen:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 2010 ca. 7 GW in den Sommer- und 10 GW in den Wintermonaten für Deutschland</li> <li>• 2020 ca. 6,5 GW in den Sommer- und 12 GW in den Wintermonaten für Deutschland</li> <li>• 2030 ca. 6 GW in den Sommer- und 11,5 GW in den Wintermonaten für Deutschland</li> </ul>
	technisch	<p>Haushalt:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Darstellung des Gesamtpotenzials DSI-fähiger Lasten in Gruppe 1 - thermische Speicherfähigkeit und Gruppe 2 - nicht unterbrechbarer Prozess. Entwicklung synthetischer Lastblöcke die das Verbrauchs- und Lastverschiebbarkeitsverhalten über eine Leistungs- und Zeitkomponente beschreiben</li> </ul> <p>GHD:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Identifizierung von vier Prozesstypen: Prozesskälte/Klimakälte, Prozesswärme, Mechanische Energie</li> </ul>

		<p>Elektromobilität:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Möglichkeit den elektrischen Speicher zu laden und Energie in das Netz zurück zu speisen</li> <li>• Einsatz als Zweitwagen: Laufleistung von 15.000 km im Jahr, entspricht einem Verbrauch von 20 kWh pro 100 km = 3.000 kWh im Jahr</li> <li>• Annahme: Durchdringung von 1 Mio. Elektrofahrzeugen in 2020 bzw. 10 Mio. in 2030, Ladung alle zwei Tage, Heimladung mit 3,7 kW</li> <li>• Semi-öffentliche Ladung 11 kW (nur 2030), Durchdringung nur in 2+ Personenhaushalten, typischer Arbeitstag (8-17 Uhr), ungesteuerte Ladung</li> </ul>
	<p>wirtschaftlich</p>	<p><u>Kostensenkungspotenzial (Stromgestehungskosten)</u></p> <p>Extremfälle:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 2010 Jahresmittelwert von ca. 60 €/MWh ohne Demand Side Integration – mit 20 Prozent DSI-Potenzial und Speicher Reduzierung von ca. 11 Prozent</li> <li>• 2050 Jahresmittelwert von ca. 120 €/MWh ohne Demand Side Integration – mit 20 Prozent DSI-Potenzial und Speicher Reduzierung von ca. 7,5 Prozent</li> </ul> <p>Kosten-Nutzen-Analyse von DSI am Beispiel Haushalte:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Infrastrukturkosten Roll-out von 34 Mio. Smart Meters 4 bis 5 Mrd. €, pro Haushalt 117 € - 147 €</li> <li>• Ausrüstungskosten für technische Befähigung der Haushaltsgeräte pro Gerät 10 € bis 30 € + Stand-by Kosten 2 € bis 4 € pro Jahr</li> <li>• Reduzierung der jährlichen Energiekosten von bis zu 0,5 ct/kWh</li> <li>• Aufbau der IKT-Infrastruktur für Demand Side Integration bei der ausschließlichen Nutzung zur Lastverschiebung nicht wirtschaftlich</li> </ul>
	<p>erschließbar</p>	<p>Im deutschen Energiesystem durch Haushalts- und GHD-Lasten zur Netzregulierung:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 2010 positive (Lastreduzierung) Lastverschiebung von ca. 4 GW negative Lastverschiebung (Lasterhöhung) von ca. 3,2 GW</li> <li>• 2020 positive Lastverschiebung von ca. 5,7 GW negative Lastverschiebung von ca. 4,8 GW</li> <li>• 2030 positive Lastverschiebung von ca. 7,8 GW negative Lastverschiebung von ca. 7,5 GW</li> </ul> <p>Durchschnittlich verschiebbare elektrische Energie in Haushalt und GHD:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 2010: 5 Prozent</li> <li>• 2020: 7 Prozent</li> <li>• 2030: 16 Prozent</li> </ul>
<p>Betrachtete Geräte-kategorien</p>	<p>Erzeuger</p>	<p>Windenergieanlagen, Photovoltaikanlagen, Biogasanlage, Blockheizkraftwerk, Laufwasserkraftwerk</p>

	Speicher	Thermische Speicher (Kühlgeräte, Raumklimatisierung, Wärmepumpen Prozesswärme), Elektromobilität, Pumpspeicherkraftwerk
	Verbraucher	Nicht unterbrechbare Geräte (Wasch-, Spülmaschine), Verschiebung von Produktionsprozessen
Rahmenbedingungen (gesetzliche Vorgaben)		-
Empfehlung zur gesetzlichen Regulierung		-
Geschäftsmodelle	Versorger/ Erzeuger/ Betreiber	<p><u>Optimierter Netzbetrieb</u></p> <p>Einsatz von DSI zur Fahrplanoptimierung am Beispiel Wind- und PV-Anlagen:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Großteil der elektrischen Energie kann lokal genutzt bzw. gespeichert werden</li> <li>• Gespeicherte Energie wird zu höheren Preisen verkauft oder zur Lastdeckung genutzt</li> <li>• Zusätzliche Erlöse aus dem Energiehandel führen zu einer durchschnittlichen Senkungen der Energiekosten</li> </ul> <p>Auslastung von Betriebsmitteln (Netzleitungen und Kabel):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Rückspeisung der Lastumkehr wird minimiert und die Belastung kann im Tagesverlauf leicht reduziert werden</li> <li>• Vergleichmäßigung des Wirkleistungsprofils eines Transformators</li> </ul> <p>Netzspannungshaltung (Wirkleistungsflussänderung):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Lastverschiebung, insbesondere der PV-Anlagen, kann positiv zur Netzsicherheit und Netzqualität im Niederspannungsnetz beitragen</li> </ul>
	Kunden	-
Vertrieb/ Kundenkommunikation		-
Technische Umsetzung		-

### 5.2.17 Demand Response in der Industrie

„Demand Response in der Industrie, Status und Potenziale in Deutschland“ ist eine Studie der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. aus dem Jahr 2010. Wesentliche Inhalte der Studie sind unter anderem:

- Definition und Funktionsweise von Demand Response
- Identifizierung möglicher schaltbarer Verbraucher und Berechnung des technischen Potenzials für Demand Response
- Wirtschaftliche Bewertung von Demand Response
- Hemmnisse und Lösungsansätze für die Verwendung von Demand Response

Weiterführende Informationen unter:

[http://www.ffe.de/download/langberichte/353\\_Demand\\_Response\\_Industrie/von\\_Roon\\_Gobmaier\\_FfE\\_Demand\\_Response.pdf](http://www.ffe.de/download/langberichte/353_Demand_Response_Industrie/von_Roon_Gobmaier_FfE_Demand_Response.pdf)

Tab. 23 Demand Response in der Industrie

Projektsteckbrief Thematisierte/Untersuchte Kategorien		
Betrachtete Potenziale	theoretisch	-
	technisch	<p>Technisches Potenzial der abschaltbaren Leistung von Industriebetrieben in Abhängigkeit der Abschaltzeit:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 5 min: 9.000 MW</li> <li>• 15 min: 4.800 MW</li> <li>• 1h: 2.400 MW</li> <li>• 4 h: 1.000 MW</li> </ul> <p>Zusammengefasste abschaltbare Leistung und Energie für die Sektoren Industrie, GHD und Haushalt (Sommer):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Maximale Leistung 17 GW, verlagerbare Energie 19 GWh</li> <li>• Ohne Nachtspeicher und Wärmepumpen Maximale Leistung 9,5 GW, verlagerbare Energie 15,75 GWh</li> </ul> <p>Das gesamte Potenzial steigt bis 2020, vor allem durch zunehmende Klimatisierung in den Sektoren GHD und Haushalten.</p> <p>In der Industrie wird eine geringe Reduktion erwartet, da energieintensive Prozesse teilweise aus Deutschland abwandern.</p>
	wirtschaftlich	<p>Beispielrechnung für den Regelleistungsmarkt Deutschland (Abschätzungsrechnung auf Basis der mittleren Preise der Jahre 2008 bis 2010):</p> <p><u>Sekundärregelleistung:</u> 1 MW positiv als auch negativ steht zu jeder beliebigen Zeit zur Verfügung</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Erlös für 1 MW positiver Sekundärregelleistung von 96.000 Euro pro Jahr</li> <li>• Erlös für 1 MW negativer Sekundärregelleistung von 93.000 Euro pro Jahr</li> </ul> <p><u>Minutenreserve:</u> 1 MW positiv als auch negativ steht zu jeder beliebigen Zeit zur Verfügung</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Erlös für 1 MW positiver Minutenreserve von 35.000 Euro pro Jahr</li> <li>• Erlös für 1 MW negativer Minutenreserve von 67.000 Euro pro Jahr</li> </ul> <p>In der Praxis ist ein geringes Potenzial zu erwarten nachdem die gesamte Leistung über den gesamten Angebotszeitraum nicht immer zur Verfügung steht, nicht in allen Zeitblöcken die gleiche Leistung verfügbar ist, nicht immer ein Zuschlag erfolgen wird und eine hohe Zuschlagshäufigkeit nur mit geringeren als den mittleren Preisen zu erreichen ist.</p>
	erschließbar	-
Betrachtete Geräte-kategorien	Erzeuger	-
	Speicher	-
	Verbraucher	Organisatorisch schaltbare Verbraucher, manuell schaltbare Verbraucher, automatisiert schaltbare Verbraucher
Rahmenbedingungen (gesetzliche Vorgaben)		-

Empfehlung zur gesetzlichen Regulierung		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Demand Response könnte bei der Integration der erneuerbaren Energien einen wichtigen Beitrag leisten. Eine rein marktgetriebene Einführung von Demand Response würde erst zum Zuge kommen, wenn Engpässe entsprechende Preissignale im Markt auslösen. Da der Aufbau und die Erprobung von Demand Response Zeit benötigt, könnten Förderprogramme die Einführung erleichtern. Hierdurch könnte Demand Response rechtzeitig eingesetzt werden, um die Probleme der Integration der erneuerbaren Energien abzumildern bevor Zuverlässigkeitsprobleme auftreten.</li> <li>• Große Förderprogramme wie z.B. E-Energy des BMWi unterstützen Projekte im Bereich des Smart Grid und der Einbindung von Verbrauchern zum Leistungsmanagement. Das neue Energiekonzept der Bundesregierung nennt mehrere Punkte die dem Demand Response Geschäftsmodell entgegenkommen, wie z.B. der Förderung von Speichern, Bonus für Grundlastband aus erneuerbaren Energien oder die Umstellung auf eine Marktprämie.</li> </ul>
Geschäftsmodelle	Versorger/ Erzeuger/ Betreiber	-
	Kunden	-
Vertrieb/ Kundenkommunikation		-
Technische Umsetzung		-

### 5.2.18 Potenziale der Wärmepumpe zum Lastmanagement

2011 wurde die umfassende Studie „Potenziale der Wärmepumpe zum Lastmanagement im Strommarkt und zur Netzintegration erneuerbarer Energien“ vom BMWi in Auftrag gegeben und von den Kooperationspartnern Ecofys Germany GmbH und Prognos AG durchgeführt. Nachstehend sind die wesentlichen Inhalte der Studie aufgeführt:

- Verschiedene Szenarien für die Betriebsweise von Wärmepumpen (Referenzsituation Szenario A, Szenario B)
- Darstellung diverser Mengengerüste wie sozioökonomische Rahmendaten, Marktdaten, Effizienzentwicklung der Wärmepumpen
- Wärmepumpen im Strommarktmodell
- Auswertung der Szenarien über Systembetriebskosten, Abregelung von erneuerbaren Energien und Systemflexibilität
- Analyse von regulatorischen Hemmnissen und Handlungsempfehlungen

Weiterführende Informationen unter:

<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/potenziale-der-waermepumpe,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

Tab. 24 Potenziale der Wärmepumpe zum Lastmanagement

Projektsteckbrief Thematisierte/Untersuchte Kategorien		
Betrachtete Potenziale	theoretisch	<p>Elektrische Heizungswärmepumpen 2020:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Szenario A ca. 2,9 GW Leistung</li> <li>• Szenario B ca. 3,6 GW Leistung</li> </ul> <p>Elektrische Heizungswärmepumpen 2030:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Szenario A ca. 3,7 GW Leistung</li> <li>• Szenario B ca. 5,3 GW Leistung</li> </ul> <p>Abregelung von Erneuerbaren Energien 2030:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Absolute Reduktion der Abregelung im Szenario A ca. 260 GWh</li> <li>• Absolute Reduktion der Abregelung im Szenario B ca. 351 GWh</li> </ul>
	technisch	Angebot von Regelleistung in 2030 für Szenario B: Nutzung von 50% des maximalen Potenzials von 2,2 GW negative Reserve und 0,45 GW positiver Reserve
	wirtschaftlich	<p>Refinanzierung der Mehrkosten für stromgeführte Wärmepumpen (Modell):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Betriebskosteneinsparungen: Je nach Gebäudevariante 8 bis 136 Euro pro Wärmepumpe im Jahr</li> <li>• In der Realität dürften die wirtschaftlichen Einsparungen höher sein!</li> <li>• Wirtschaftliche Beurteilung des Angebots von Regelleistung in 2030 für Szenario B: Berechnungsgrundlage: 30 €/kW im Jahr für negative Regelleistung und 5 €/kW im Jahr für positive Regelleistung ergibt 68 Mio. realisierbares wirtschaftliches Potenzial pro Jahr</li> </ul>
	erschließbar	-
Betrachtete Geräte- kategorien	Erzeuger	-
	Speicher	Elektrische Wärmepumpen, thermische Wärmepumpen
	Verbraucher	-
Rahmenbedingungen (gesetzliche Vorgaben)	Bilanzierungsverfahren und Abwicklungsverfahren für Wärmepumpen	
Empfehlung zur gesetzlichen Regulierung	Änderungsempfehlung: Registrierende Leistungsmessung oder äquivalentes Verfahren, viertelstundenscharfe Bilanzierung	
Geschäfts- modelle	Versorger/ Erzeuger/ Betreiber	<p>Systemkosteneinsparungen 2030:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Erneuerbare Energien Anteil bei 50 Prozent: Szenario A Kostenreduktion von 33,9 Mio. Euro Szenario B Kostenreduktion von 39,4 Mio. Euro</li> <li>• Erneuerbare Energien Anteil bei 72 Prozent: Szenario A Kostenreduktion von 34,2 Mio. Euro Szenario B Kostenreduktion von 41 Mio. Euro</li> </ul>
	Kunden	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reduktion der Jahreshöchstlast führt zu Kosteneinsparungen zwischen 7,2 und 32,4 Millionen Euro für das Szenario B in 2030. Umgerechnet auf die gesamte installierte thermische Kapazität der Wärmepumpen ergeben sich damit zusätzliche Einnahmen zwischen 0,4 und 1,8 € pro kW für die thermischen</li> </ul>

		<p>Wärmepumpen. Abhängig von der Wärmepumpengröße ergeben sich Kosteneinsparungen von 1,2 bis max. 117 Euro pro Wärmepumpe im Jahr.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Gestaltung von Tarifen für Wärmepumpen mit zeitvariabler Abschaltung, real-time-pricing (Haupttarif/Nebentarif)</li> </ul>
Vertrieb/ Kundenkommunikation		-
Technische Umsetzung		<p>Definition Betriebszeiten der Wärmepumpen:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Dynamische Festlegung von Betriebszeiten v.a. durch Lieferanten oder Aggregator, Netzbetreiber müssen Netzrestriktionen als Randbedingung einfließen lassen</li> </ul> <p>Technische Umsetzung der Steuerung der Wärmepumpen:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Option 1: Nutzung bestehender vorbereiteter Rundsteuerungen, Aufrüstung der übrigen WP mit Rundsteuerung, NB müssen Steuerungsfunktionalitäten den Lieferanten diskriminierungsfrei zur Verfügung stellen</li> <li>Option 2: Aufbau einer neuen NB unabhängigen Steuerungsinfrastruktur auf Basis einer Smart Grid Strategie, Aufbau von bidirektionaler IKT, Nutzung auch zur Zählerauslesung</li> </ul> <p>Regelenergiemarkt und Abschaltvereinbarung:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Option 1: Beide Produkte existieren parallel</li> <li>Option 2: Koordination der Produktdefinition und des Einsatzes zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber</li> </ul>

### 5.2.19 Demand Side Integration Potenzialanalyse

Der Fachartikel „Demand Side Integration – A potential analysis for the German Power System“ ist 2012 im Veranstaltungsband zum Power and Energy Society General Meeting IEEE erschienen. Die wesentlichen Inhalte sind wie folgt:

- Betrachtung verschiedener DSM-Potenziale
- Vergleich zu anderen Studien
- Netzdienstleistung mit DSM (Netzsteuerung)
- Zusammenfassung der Ergebnisse

Weiterführende Informationen unter:

<http://ieeexplore.ieee.org/xpl/login.jsp?tp=&arnumber=6345090&url=http%3A%2F%2Fieeexplore.ieee.org%2Fiel5%2F6330648%2F6343905%2F06345090.pdf%3Farnumber%3D6345090>

**Tab. 25 Demand Side Integration Potenzialanalyse**

Projektsteckbrief Thematisierte/Untersuchte Kategorien		
Betrachtete Potenziale	theoretisch	<p>Sektor Haushalt:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>2010: 15 GW im Sommer und 17 GW im Winter</li> <li>2020: 21 GW im Sommer und 22 GW im Winter</li> </ul> <p>Sektor GHD:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>2010: 4 GW im Sommer und 4 GW im Winter</li> <li>2020: 7 GW im Sommer und 12 GW im Winter</li> </ul> <p>Lastprofiloptimierung (Hochrechnung Sommer):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>2010: Spitzenlastreduktion von 1,3 GW (ohne Industrie), Konstante Reduktion der Last von 1,65 GW für Deutschland</li> </ul>

		<ul style="list-style-type: none"> <li>2020: Spitzenlastreduktion von 3,8 GW (ohne Industrie), Konstante Reduktion der Last von 6,9 GW für Deutschland</li> <li>2030: Spitzenlastreduktion von 6,6 GW (ohne Industrie), Konstante Reduktion der Last von 10 GW für Deutschland</li> </ul> <p>Zum Ausgleich von Prognosefehlern/Vorhersagen bei der Windenergieerzeugung:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>2010: Potenzial von 1.280 MW, Integrierte erneuerbare Energien durch Demand Side Integration 2.110 MW</li> <li>2020: Potenzial von 3.680 MW, Integrierte erneuerbare Energien durch Demand Side Integration 6.064 MW</li> <li>2030: Potenzial von 6.400 MW, Integrierte erneuerbare Energien durch Demand Side Integration 10.547 MW</li> </ul>
	technisch	-
	wirtschaftlich	-
	erschließbar	<ul style="list-style-type: none"> <li>In der Praxis wird das theoretische Potenzial geringer ausfallen</li> <li>Erste Ergebnisse aus den E-Energy Projekten haben gezeigt, dass in etwa nur 10 % des theoretischen Potenzials für Demand Response über dynamische Tarife abgerufen werden können</li> </ul>
Betrachtete Geräte-kategorien	Erzeuger	Windenergieanlagen
	Speicher	Thermische Speicher (Kühlung, Heizung)
	Verbraucher	Im Startzeitpunkt verschiebbare Verbraucher (Wasch- u. Spülmaschine), Prozesswärme, Prozesskälte, Elektrostahlprozesse
Rahmenbedingungen (gesetzliche Vorgaben)		-
Empfehlung zur gesetzlichen Regulierung		-
Geschäftsmodelle	Versorger/ Erzeuger/ Betreiber	-
	Kunden	-
		-
Vertrieb/ Kundenkommunikation		-
Technische Umsetzung		-

### 5.2.20 Möglichkeiten der Laststeuerung

Bei dem Fachartikel „Möglichkeiten der Laststeuerung im deutschen Netz, Possibility of the Demand Side Management in German Power System“ handelt es sich um eine Arbeit einer Expertengruppe der 2011 im VDE Verlag veröffentlicht wurde. Im Folgenden sind die wesentlichen Inhalte des Artikels aufgeführt:

- Betrachtung verschiedener DSM-Potenziale
- Vergleich zu anderen Studien
- Netzdienstleistung mit DSM (Netzsteuerung)
- Zusammenfassung der Ergebnisse

Weiterführende Informationen unter:

<http://www.vde-verlag.de/proceedings-en/453336017.html>

**Tab. 26 Möglichkeiten zur Laststeuerung**

Projektsteckbrief Thematisierte/Untersuchte Kategorien		
Betrachtete Potenziale	theoretisch	<ul style="list-style-type: none"> <li>Haushalte: positiv verschiebbare Gesamtleistung 5,4 GW, negativ verschiebbare Gesamtleistung 23,8 GW</li> <li>Gewerbe: Handel: 1.100 MW, Gastgewerbe: 600 MW, Landwirtschaft 675 MW, Gartenbau 20 MW, Bäder 1.400 MW, Wäscherei 170 MW, Herstellungsbetriebe 1200 MW → Gesamt: 5.165 MW</li> <li>Industrie: 2,8 GW</li> <li>Anhebung der Niederlastzeit um bis zu 30 MW, Verringerung der Lastspitze um 15 MW auf 250 MW</li> </ul>
	technisch	-
	wirtschaftlich	-
	erschließbar	-
Betrachtete Geräte-kategorien	Erzeuger	-
	Speicher	Thermische Speicher
	Verbraucher	-
Rahmenbedingungen (gesetzliche Vorgaben)		-
Empfehlung zur gesetzlichen Regulierung		-
Geschäftsmodelle	Versorger/ Erzeuger/ Betreiber	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fahrplanoptimierung</li> <li>Bündelung als Regelreserve</li> </ul>
	Kunden	Flexible Tarife
Vertrieb/ Kundenkommunikation		-
Technische Umsetzung		Zusammenschluss einzelner DSM-Potenziale zu Lastblöcken: <ul style="list-style-type: none"> <li>Zeit für Verschiebung</li> <li>Pause nach der Verschiebung</li> <li>Durchschnittliche Nutzungsdauer</li> <li>Durchschnittlicher Energieverbrauch</li> </ul>

### 5.2.21 Energiewende im Strommarkt

2012 veröffentlichte der bayerische Industrie- und Handelskammertag die Studie „Energiewende im Strommarkt, Chancen nutzen – Risiken vermeiden“, welche von der Forschungsstelle für Energiewirtschaft mbH erarbeitet wurde. Die wesentlichen Inhalte der Studie sind nachstehend angeführt:

- Auswirkungen der Energiewende auf die Stromversorgung, wie z.B. politische Zielsetzung, Ausbau der erneuerbaren Energien oder steigende Stromkosten
- Qualitätsmerkmale der Stromversorgung in den Bereichen Bedarf, Erzeugung, Regelung und Monitoring der Energiewende
- Feststellung von vermehrten Problemen bei gewerblichen Verbrauchern in Bayern
- Maßnahmen zur Vermeidung von Risiken durch Stromversorgung, existierende und bereits bewehrte Maßnahmen eingeschlossen
- Potenzial der Lastverschiebung und Flexibilisierung
- Juristische Rahmenbedingungen für die Reduzierung von Abgaben- und Steuerlasten in Bezug auf den Strompreis

Weiterführende Informationen unter:

<http://www.bihk.de/bihk/Anhaenge/studie-die-energiewende-im-strommarkt-.pdf>

**Tab. 27 Energiewende im Strommarkt**

Projektsteckbrief Thematisierte/Untersuchte Kategorien		
Betrachtete Potenziale	theoretisch	-
	technisch	-
	wirtschaftlich	-
	erschließbar	Industrie: Demand Response Potenzial 2,5 GW Leistung für 1 Stunde
Betrachtete Geräte-kategorien	Erzeuger	Raumluftechnische Anlagen, Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, Photovoltaikanlagen, Windenergieanlagen, Wasserkraftanlagen, Blockheizkraftwerke
	Speicher	Kältespeicher, Druckluftspeicher, allgemein elektrische Speicher
	Verbraucher	-
Rahmenbedingungen (gesetzliche Vorgaben)	<p>Mögliche Reduzierung der Abgaben- und Steuerlasten in Bezug auf den Strompreis:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Begrenzung der EEG-Umlage § 40, § 41 EEG Regelung der Voraussetzung und die Höhe der Ermäßigung EMAS-Zertifizierung, ISO 50001 oder DIN EN 16001 bei Unternehmen mit einem Stromverbrauch &gt; 10 GWh</li> <li>• Befreiung von Netzentgelten § 19 Abs. 2 StromNEV Regelung der Reduzierung bzw. Befreiung von Netzentgelten Erheblichkeitsschwelle ist abhängig von der Netzebene in der die Stromentnahme stattfindet Befreiung von den Netzentgelten wenn der jährliche Stromverbrauch &gt; 10 GWh und jährliche Benutzungszahl mind. 7.000 Stunden erreicht</li> <li>• Befreiung von der Stromsteuer § 9, § 10 StromStG Regelung der Ermäßigung bzw. Befreiung von der Stromsteuer Bedingung für den Erhalt des Spitzenausgleichs ab 2013 ist die Einführung eines Energiemanagementsystems nach ISO 50001, eines Umweltmanagementsystems nach EMAS oder vergleichbarer Maßnahmen oder Systeme</li> </ul>	
Empfehlung zur	-	

gesetzlichen Regulierung		
Geschäftsmodelle	Versorger/ Erzeuger/ Betreiber	-
	Kunden	<p>Stromversorgungsvertrag:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Verbraucher hat die Möglichkeit volatile Preise zu beanspruchen oder sich davon zu entkoppeln (fester Arbeitspreis)</li> <li>• HT/NT-Tarife finden bei Sondervertragskunden (Jahresverbrauch &gt; 100 MWh) heutzutage kaum noch Anwendung</li> <li>• Flexible Lastgangsbepreisung mit Hourly-Forward-Curve ist derzeit die meistverwendete Variante → Senkung der Strombezugskosten</li> <li>• Zusätzlicher Vorteil durch Laststeuerung im Intraday-Handel</li> </ul> <p>Teilnahme am Regelenergiemarkt (idealistische Erlösberechnung mit der Angebotsmenge 1 MW):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 2008: Positive Minutenreserve 45.000 € Negative Minutenreserve 22.000 € Positive Sekundärregelleistung 110.000 € Negative Sekundärregelleistung 60.000 €</li> <li>• 2012: Positive Minutenreserve fast 0 € Negative Minutenreserve 25.000 € Positive Sekundärregelleistung 20.000 € Negative Sekundärregelleistung 95.000 €</li> </ul> <p>Erlössituation bei der negativen Minutenreserve weist über die letzten Jahre keinen eindeutigen Trend auf (immer über 20.000 €)</p> <p>Erlössituation bei der negativen Sekundärregelleistung weist über die letzten Jahre keinen eindeutigen Trend auf (Schwankung zwischen 60.000 € bis 140.000 €)</p>
Vertrieb/ Kundenkommunikation		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Checkliste „Verschiebbare Lasten“ für die Klärung der Frage ob ein Unternehmen die Voraussetzungen für den Zugang zum Regelenergiemarkt erfüllt</li> <li>• Checklisten zu Entlastungen und Befreiung von Entgelten, Umlagen und Steuern</li> <li>• Checkliste zur Ermittlung des wirtschaftlichen Risikos durch Betriebsunterbrechungen</li> </ul>
Technische Umsetzung		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Erleichterung des Markteintritts am Regelenergiemarkt durch Demand Response Aggregatoren → Bündelung und Steuerung von Leistungen die einzeln nicht der Mindestangebotsgröße entspricht</li> <li>• Zusammenschluss ermöglicht Interessenten mit einer regelbaren Leistung ab 500 kW am Regelleistungsmarkt teilzunehmen</li> </ul>

### 5.2.2 Handbuch Lastmanagement

Das „Handbuch Lastmanagement, Vermarktung flexibler Lasten: Erlöse erwirtschaften – zur Energiewende beitragen“ ist eine Publikation der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) aus dem Jahr 2012. Die wichtigsten Inhalte des Handbuches sind nachfolgend angeführt:

- Energieeffizienz und Lastmanagement
- Lastmanagementpotenziale in Deutschland
- Einführung eines Energiemanagementsystems
- Senkung der Energiekosten mit Energiemanagement
- Lastmanagement als Teil des Energiemanagementsystems
- Erlösquellen für flexible Lasten
- Praxisbeispiele für verschiedene Anwendungsfelder für Lastmanagement
- Schrittweise Anleitung für überbetriebliches Lastmanagement im Unternehmen

Weiterführende Informationen unter:

<http://www.dena.de/publikationen/energiesysteme/handbuch-lastmanagement.html>

**Tab. 28 Handbuch Lastmanagement**

Projektsteckbrief Thematisierte/Untersuchte Kategorien		
Betrachtete Potenziale	theoretisch	-
	technisch	Theoretisch, technisch erschließbares Lastmanagementpotenzial: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Sektor Industrie: 5,8 GW</li> <li>• Sektor Gewerbe und Handel: 2,1 GW</li> <li>• Sektor Haushalt: 7,3 GW</li> <li>• Gesamt: 15,2 GW</li> </ul>
	wirtschaftlich	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Grad der Erschließung des theoretisch technischen Lastmanagementpotenzials hängt vom Aufwand der Erschließung und den damit zu erzielenden Erlösen ab</li> <li>• Bereitstellungskosten für die Flexibilität sind im privaten Bereich deutlich höher als in der Industrie (viele kleine Einzellasten)</li> </ul> Wirtschaftlichkeitsanalyse (Erlösmöglichkeiten für Regelenergie Stand 2012): <ul style="list-style-type: none"> <li>• Geringe Verfügbarkeit der Last, wenige Schaltungen im Jahr 500 kW zuschalten: Erlös p.a. 5.000 € - 40.000 € 500 kW reduzieren: Erlös p.a. 4.000 € - 10.000 €</li> <li>• Hohe Verfügbarkeit der Last, viele Schaltungen im Jahr 500 kW zuschalten: Erlös p.a. 15.000 € - 80.000 € 500 kW reduzieren: Erlös p.a. 10.000 € - 25.000 €</li> </ul> Erlösmöglichkeiten durch Preisschwankungen am Spotmarkt: 8 bis 27 Euro pro Tag und MW (Quelle: FfE, Stand 2012) → Dieses Erlösniveau ist noch zu gering um den Aufwand für eine Vermarktung zu refinanzieren
	erschließbar	-

### 5.3 Die Ergebnisse im Überblick

Im weiteren Verlauf werden die Konklusionen der einzelnen Studien und Projekte parallelisiert und die jeweiligen Untersuchungskategorien näher erörtert. Darüber hinaus wird auf die sprachliche Unterscheidung zwischen Studie, Projekt, Dissertation und Fachartikel aus Vereinfachungsgründen in diesem Kapitel verzichtet. Aller Veröffentlichungstypen werden allgemein unter dem Begriff Studie zusammengefasst. Die Verweise zu den jeweiligen Studien werden anhand der entsprechenden Kapitelnummer vorgenommen.

#### 5.3.1 Theoretische, technische, wirtschaftliche und erschließbare Potenziale

Die Analyse der Potenziale wird länderspezifisch vorgenommen, um die Disparität im Umfang der Untersuchungen zu verdeutlichen. Dazu werden zuerst die Potenziale für Lastmanagement in Österreich aufgeschlüsselt wiedergegeben. Die Auswertung der Potenziale für Deutschland erfolgt im Anschluss.

#### Österreich

*Studien zeigen in sektoralen Betrachtungen die Lastverlagerungsoptionen auf.*

Die Bestimmung des theoretischen Potenzials an Lastmanagement in Österreich gestaltet sich als sehr schwierig. In keiner der ausgewählten Studien werden Abschätzungen, Hochrechnungen oder Aussagen über das gesamte theoretische Potenzial über alle Sektoren – Haushalte, GHD, Industrie, kommunale Infrastruktur – getroffen.

Allein für den Lebensmittelhandel wird das theoretische Potenzial an verschiebbarer Last auf 20 Prozent beziffert. 10 Prozent der ca. 5.400 Supermärkte ergeben dabei ein Lastverschiebungspotenzial von jährlich 20.000 MWh an Spitzenlaststrom. In Kap. 5.2.4 wird im Gewerbebereich von einem theoretischen Potenzial von 50 MW Leistung ausgegangen. Allerdings ist hierbei nicht ersichtlich welchen Bereich von Lastmanagement, wie z.B. Load Shifting oder Peak Clipping die genannten 50 MW umfassen.

Simultan zum theoretischen Potenzial finden sich kaum Abschätzungen, Hochrechnungen oder Aussagen über das gesamt vorhandene technische Potenzial in Österreich. Lediglich in Kap. 5.2.9 wird das Gesamtpotenzial für Österreich an verbraucherseitiger Lastreduktion auf 664 MW angegeben. Dabei beruht dieser Wert auf Abschätzungen anhand der jeweiligen Branchenstromverbräuche. Eine explizite Nennung von KMU unterbleibt.

Demgegenüber erfolgt eine fundierte und wissenschaftliche Betrachtung des technischen Potenzials für den elektrischen Spitzenlastausgleich in Lebensmittelketten in Kap. 5.2.1. Durch einen Wirkungsgrad der Kälteanlagen von durchschnittlich 89,7 Prozent können Kälteanlagen in Lebensmittelketten in ganz Österreich den Spitzenlastbedarf um 3 Prozent bis 10 Prozent senken.

Das wirtschaftliche Potenzial von Lastmanagement befindet sich in einem Abhängigkeitsverhältnis zu den vorangegangenen Potenzialen. Je genauer die vorgelagerten Potenziale untersucht werden, desto einfacher gestalten sich Aussagen über das wirtschaftliche Potenzial von Lastmanagement.

Auf Grund der fehlenden Substanz der vorangegangenen Potenziale lassen sich nur vereinzelt Aussagen zu wirtschaftlichen Potenzialen ableiten. Zumeist wird darauf verwiesen, dass technisch umsetzbare Modelle, wie das Spitzenlastmodell in Lebensmittelketten, sehr stark abhängig von den erzielbaren Erlösen sind. Studienübergreifend sollten deshalb technisch realisierbare Modelle in weiteren Pilotprojekten, Einzelfallentscheidungen oder Vor-Ort-Untersuchungen noch einmal auf ihr wirtschaftliches Potenzial überprüft werden. Im Gegensatz dazu verlaufen die Ergebnisse aus der Studie IRON (siehe Kap. 5.2.3) diametral. Hierbei wurde nachweislich ein ökonomisches Umsetzungspotenzial für Lastmanagement-Maßnahmen auf Netzebene in einem mittelfristig entstehenden Marktumfeld festgestellt. Die Kostendeckung und der finanzielle Gewinn entfallen dabei auf den IRON-Systemprovider und die Kunden. Als weiteres Ergebnis besitzen das Gewerbe und die Landwirtschaft ein höheres wirtschaftliches Potenzial als Haushaltskunden. Der Preis für Regelleistung ist anhand der Produktionskosten für Regelleistung aus Kraftwerken zu messen und dient als Grundlage für die Bildung eines Marktpreises. Entsprechend der typischen Investitionskosten für Kraftwerke und unter Berücksichtigung der Betriebs-, Instandhaltungs- und Primärenergiekosten ergeben sich Kosten für die Bereitstellung der Regelleistung von 100 Euro bis 300 Euro pro kW im Jahr, wenn kein Arbeitspreis berücksichtigt wird.

Einen weiteren interessanten Ansatz zum wirtschaftlichen Potenzial bietet die Studie Smart Distribution Grid im Großen Walsertal in Kap. 0. Dabei werden verschiedene smarte Lösungsansätze zur Spannungsregelung als Alternative zum Leitungsausbau miteinander verglichen. Grundlage für die Bewertung bilden die Kosten pro zusätzlich installierte Gas-Dampf-Kombikraftwerk-Leistung in Euro pro kWh. Innerhalb eines Smart Grids mit koordinierter Spannungsregelung liegen die Kosten bei ca. 45 Euro bis 50 Euro pro zusätzlicher kWh. Ein Leitungsausbau verursacht hingegen 355 Euro bis 445 Euro pro zusätzlicher kWh.

Die Analogie zu anderen UCTE-Ländern zeigt, dass 4 Prozent der Jahreshöchstlast für Lastverschiebung realisierbar sind. In Lebensmittelketten sind Stromeinsparungen in Höhe von 3 Prozent bis 10 Prozent durch Lastmanagement zu erzielen. Gemessen am Gesamtstromverbrauch ergibt sich ein erschließbares Potenzial in Lebensmittelketten von 20 Prozent.

Laut einer Umfrage in Studie 5.2.3 muss der Anreiz für die zur Verfügung Stellung des Potenzials bei Haushaltskunden und Gewerbetreibenden mindestens 100 Euro im Jahr betragen. Eine weitreichendere Veranschaulichung des erschließbaren Potenzials in Österreich lässt sich an dieser Stelle nicht konstatieren. Ebenfalls wie beim wirtschaftlichen Potenzial wird studienübergreifend auf weitere Pilotprojekte, Einzelfallentscheidungen oder Vor-Ort-Untersuchungen verwiesen.

Mit dem Hinweis darauf, dass die energiewirtschaftlichen Verhältnisse etwa einem Zehntel von Deutschland entsprechen, könnte man grob die österreichischen Gesamtpotenziale als 10 Prozent der deutschen ableiten. Dies könnte eine Begründung sein dafür, dass sich die österreichischen Studien eher mit Einzelbetrachtungen als mit Gesamtpotenzialen beschäftigen haben.

## Deutschland

*Studien differenzieren Lastverlagerungspotenziale im GW-Bereich in zeitlicher Auflösung (2010-2030; saisonal, Tages, stunden, minutenweise) und je nach Erschließbarkeit und Verwendung (pos/neg, Minutenreserve oder Sekundärregelleistung und Netzebene).*

Für die Darstellung des theoretischen Potenzials lassen sich für Deutschland anhand der Studien genaue Werte für einzelne Sektoren aus heutiger/zukünftiger Sicht und unterteilt nach Winter- und Sommermonaten ableiten. Für eine bessere Übersicht sind die berechneten Potenziale aus allen deutschen Studien nachfolgend in Tab. 29 konkretisiert. Die Spanne in den jeweiligen Potenzialberechnungen ergibt sich aus den verschiedenen Berechnungsansätzen, die der jeweiligen Studie zugrunde gelegt wurden.

**Tab. 29 Theoretische Potenziale für Lastmanagement in Deutschland, Quelle: Eigene Darstellung der B.A.U.M. Consult GmbH, 2013 (Zusammenfassung der Ergebnisse aus den deutschen Studien)**

Sektoren	Theoretisches Potenzial Sommer	Theoretisches Potenzial Winter
Haushalt	2010: ca. 11,3 GW bis 15 GW 2020: ca. 16,6 GW bis 21 GW 2030: ca. 20,3 GW	2010: ca. 13 GW bis 17 GW 2020: ca. 17,4 GW bis 22 GW 2030: ca. 18 GW
GHD	2010: ca. 4 GW bis 7 GW 2020: ca. 6,5 GW bis 7 GW 2030: ca. 6 GW	2010: ca. 4 GW bis 10 GW 2020: ca. 12 GW 2030: ca. 11,5 GW
Industrie	2010: Lastverschiebung von ca. 2,5 GW bis 2,8 GW	
Elektromobilität	Potenzial 2020 (1 Mio. Fahrzeuge) von ca. 2 GW bei 3,7 kW Ladeleistung Potenzial 2030 (10 Mio. Fahrzeuge) von ca. 16 GW bei 11 kW dreiphasiger Ladeleistung	

Des Weiteren wurden in Kap. 5.2.13 Schätzwerte für einzelne Gerätekategorien im Sektor GHD, wie z.B. Kälte, Wärme oder Klimatisierung veranschaulicht (siehe Projektsteckbrief). Ferner werden in Kap. 4.2.18 und Kap. 4.2.19 die Möglichkeiten der Einbeziehung des theoretischen Potenzials zur Lastprofiloptimierung und zum Ausgleich von Prognosefehlern/Vorhersagen bei der Windenergieerzeugung erläutert.

Der prognostizierte Wert zur konstanten Lastreduktion in der Lastprofiloptimierung (ohne Industrie) reicht dabei von 1,65 GW im Jahr 2010 bis 10 GW im Jahr 2030. Zum Ausgleich von Prognosefehlern wird von einem Potenzial 2010 von 1,28 GW bis 6,4 GW im Jahr 2030 ausgegangen. Darüber hinaus wurden in einzelnen Modellregionen in Deutschland (siehe Kap. 4.2.13) fundierte Untersuchungen des theoretischen Lastmanagementpotenzials vorgenommen.

**Analog zum theoretischen Potenzial werden nachkommend die technischen Potenziale tabellarisch aus heutiger und zukünftiger Sicht für die jeweiligen Sektoren dargestellt. Die Differenzierung erfolgt dabei zwischen der verschiebbaren Leistung und der verlagerbaren Energie. Die in**

Tab. 30 dargelegten Daten beruhen zumeist auf der Studie des VDE (siehe Kap. 5.2.14) und zum Teil auf dem Handbuch für Lastmanagement der Deutschen Energie-Agentur GmbH (5.2.22).

**Tab. 30 Technisches Potenzial für Lastmanagement in Deutschland, Quelle: , Quelle: VDE ETG-Task Force Demand Side Management 2012**

Sektoren	Verschiebbare Leistung	Verlagerbare Energie
Haushalt	2010: ca. 2,6 GW 2020: ca. 3,8 GW 2030: ca. 6,0 GW	2010: ca. 8,0 TWh pro Jahr 2020: ca. 12,4 TWh pro Jahr 2030: ca. 32,3 TWh pro Jahr
GHD	2010: ca. 1,4 GW 2020: ca. 1,7 GW 2030: ca. 1,8 GW	2010: ca. 5,0 TWh pro Jahr 2020: ca. 5,6 TWh pro Jahr 2030: ca. 9,7 TWh pro Jahr
Industrie	2010, 2020, 2030 Verschiebepotenzial von 2,8 GW bis 4,5 GW	

Ein völlig anderes Bild zeigt sich jedoch in der Studie Demand Side Integration – Lastverschiebungspotenziale in Deutschland in Kap. 4.2.15. Der Wert für das technisch maximal verfügbare Potenzial an Leistungsverschiebung liegt mit 2,8 GW noch nahe dem berechneten Werten aus

Tab. 30. Anders verhält es sich jedoch für die Sektoren GHD und Haushalt. Die hier beziffernten Werte für das maximal verfügbare Potenzial sind mit 10,32 GW für den Sektor GHD und mit 20,6 GW für den Sektor Haushalt um ein vielfaches höher.

Des Weiteren wurde in Kap. 5.2.17 das technische Potenzial in Abhängigkeit der Länge der Abschaltzeit für den Sektor Industrie aufgeschlüsselt ausgearbeitet. Das Volumen an verschiebbarer Leistung nimmt dabei umso mehr ab, je länger die Abschaltzeit andauert. Für eine Abschaltzeit von 5 Minuten stehen 9 GW verschiebbarer Leistung zur Disposition. Bei einer Abschaltzeit bis 15 Minuten können noch 4,8 GW Leistung realisiert werden. Ab einer Stunde sinkt der Wert weiter auf 2,4 GW. Den geringsten Anteil an verschiebbarer Leistung von 1 GW kann bei einer Abschaltzeit von bis zu 4 h bereitgestellt werden.

Für die Umsetzung des technischen Potenzials ist es zudem sinnvoll das Gesamtpotenzial Demand Side Integration-fähiger Lasten verschiedene synthetische Lastblöcke zu entwickeln, die das Verbrauchs- und Lastverschiebbarkeitsverhalten über eine Leistungs- und Zeitkomponente beschreiben (siehe Kap. 5.2.16).

Wie bereits beim theoretischen Potenzial wurden in einzelnen Modellregionen in Deutschland zudem fundierte Untersuchungen zum technischen Lastverschiebungspotenzial durchgeführt. Dabei konnten Lastverlagerungen von durchschnittlich 7 Prozent bis 15 Prozent, gemessen am Gesamtstromverbrauch, erreicht werden. Eine hohe Lastflexibilisierung in KMU und kommunalen Einrichtungen ist aus technischer Sicht generell möglich.

Für die Ermittlung des wirtschaftlichen Potenzials ist auch in den deutschen Studien keine klare Linie oder Tendenz erkennbar. In Kap. 5.2.16 wird festgestellt, dass die aktuellen ökonomischen Rahmenbedingungen keine über das technisch erschließbare Potenzial hinausgehende Nutzung des Lastverschiebungspotenzials in den Sektoren Haushalt und GHD erlauben. Die Bereitstellung von Lasten erzielt auch nach der Studie MeRegio in Kap. 5.2.11 keinen ausreichenden finanziellen Ertrag wegen zu hoher Investitionskosten.

Zu einer anderen Schlussfolgerung gelangt man in Kap. 5.2.12 und Kap. 5.2.13. Hierbei wurden nachweislich die Strombezugskosten um 6 Prozent bis 8 Prozent auf dem Großhandelsmarkt gesenkt und die teilnehmenden Haushalte erreichten eine Ersparnis von 100 Euro während der Testphase. Aus Kap. 5.2.15 geht ebenfalls hervor, dass ein wirtschaftliches Potenzial für Lastmanagement in großen Kühlhäusern und Lebensmittelketten vorhanden ist und eine Reduktion der Strombezugskosten von bis zu 20 Prozent erreichbar scheint. Ebenso attestiert die Studie Demand Side Integration in elektrischen Verteilnetzen in Kap. 5.2.16, unter Verwendung einer Kosten-Nutzen-Analyse für den Sektor Haushalt, die wirtschaftlich sinnvolle Nutzung von Lastmanagement.

Im industriellen Bereich können durch die Bereitstellung von Regelenergie am Regelenergiemarkt für die Sekundärregelleistung und Minutenreserve Erlöse von 35.000 Euro bis 96.000 Euro erzielt werden (siehe Kap. 5.2.17). Die Berechnung basiert auf den mittleren Preisen für Regelleistung der Jahre 2008 bis 2010. In der Praxis ist jedoch mit einem geringeren Potenzial zu rechnen, nachdem die gesamte Leistung über den ganzen Angebotszeitraum nicht immer zur Verfügung steht, nicht in allen Zeitblöcken die gleiche Leistung verfügbar ist, nicht immer ein Zuschlag erfolgen wird und eine hohe Zuschlagshäufigkeit nur mit geringeren als den mittleren Preisen zu erreichen ist.

Die Wirtschaftlichkeitsanalyse für überbetriebliches Lastmanagement in Kap. 5.2.22 liefert ein ähnliches Bild. Die Spannbreite der Erlöse für die Erbringung von Regelleistung durch verschiebbare Lasten ergibt sich aus den verschiedenen Regelleistungsprodukten (z.B. Minutenreserveleistung, Sekundärregelleistung und Primärregelleistung).

Eine geringe Verfügbarkeit der Last und wenige Schaltungen im Jahr führen bei einer Zuschaltung von 500 kW zu einem Erlös p.a. von 5.000 Euro bis 40.000 Euro. Bei einer Reduzierung von 500 kW können Erlöse p.a. von 4.000 Euro bis 10.000 Euro erwirtschaftet werden. Eine hohe Verfügbarkeit der Last und viele Schaltungen im Jahr führen bei einer Zuschaltung von 500 kW zu einem Erlös p.a. von 15.000 Euro bis 80.000 Euro. Bei einer Reduzierung von 500 kW können Erlöse p.a. von 10.000 Euro bis 25.000 Euro erzielt werden.

Das Handbuch für Lastmanagement der Deutschen Energieagentur GmbH in Kap. 5.2.22 zeigt außerdem, dass sich Erlöse durch Preisschwankungen am Spotmarkt von 8 bis 27 Euro pro Tag und MW generieren lassen. Allerdings ist der erzielte Gewinn aus heutiger Sicht noch zu gering um den Aufwand einer Vermarktung zu refinanzieren.

Die Ergebnisse aus den deutschen Studien zeigen, dass das erschließbare Potenzial zuerst in der Industrie und im Lebensmittelhandel auf Grund des höheren technischen Reifegrads der Anlagen und größerer Einzellasten realisierbar ist. Die Bereitschaft zur Teilnahme an Lastmanagement in Industrie und Gewerbe ist zwar vorhanden, jedoch verhindern „just-in-time“ Produktionsprozesse zumeist die volle Erschließung des verfügbaren Potenzials.

Nur etwa 10 Prozent des theoretischen Potenzials für Lastmanagement können laut den Erfahrungen aus den E-Energy Modellregionen über dynamische Tarife abgerufen werden. Ein weiteres Problem stellt die technische Befähigung der Anlagen in den Bereichen Haushalt und GHD dar.

Im Gegensatz zu den vorangegangenen Ausführungen werden in Kap. 5.2.16 bereits heute erschließbare Potenziale den Sektoren Haushalt und GHD zur Netzregulierung bescheinigt. (siehe

Tab. 31). Die dabei durchschnittlich verschiebbare elektrische Energie in den Sektoren Haushalt und GHD liegt 2010 bei 5 Prozent, 2020 bei 7 Prozent und 2030 bei 16 Prozent.

**Tab. 31 Erschließbares Potenzial für Lastmanagement in Deutschland, Quelle: Stözer et al 2012**

Sektoren	Positive Lastverschiebung (Reduktion)	Negative Lastverschiebung (Erhöhung)
Haushalt und GHD	2010: ca. 4,0 GW 2020: ca. 5,7 GW 2030: ca. 7,8 GW	2010: ca. 3.2 GW 2020: ca. 4,8 GW 2030: ca. 7,5 GW

### 5.3.2 Favorisierte Branchen und Gerätekategorien

*Studien sehen attraktive Lastverlagerungspotenziale in der Wirtschaft (inkl. Kommunen) – insbesondere thermische Anlagen eignen sich aufgrund relativ geringer Speicherkosten und allgegenwärtiger Verfügbarkeit.*

Sowohl in den deutschen als auch in den österreichischen Studien ist die favorisierte Branche eindeutig die Großindustrie wegen ihres hohen Strombezugs, den vorhandenen Großanlagen und der schon heute existierenden Möglichkeit Anlagen anzusteuern und einen Lastabwurf zu initiieren.

Ein anderer bevorzugter Bereich ist der Lebensmittelhandel in Folge der möglichen Speicherfunktion der Kühl- und Gefrieranlagen und der Steuerbarkeit der Kälteprozesse. Auf kommunaler Ebene gelten Bäder wegen ihrer Warmwassererzeuger und Kläranlagen als attraktiv für Lastmanagement-Maßnahmen – ebenso Krankenhäuser.

Im Sektor Haushalt und GHD sind die Potenziale vorhanden, jedoch müssten zuerst Investitionen getätigt werden, um den technischen Reifegrad der Geräte zu erhöhen, was den Erlös schmälert.

Studienübergreifend ist der Konsens zu den bevorzugten Gerätekategorien eindeutig. Bei den Erzeugern wurden hauptsächlich erneuerbare Energien, wie Photovoltaik, Windkraftanlagen, Wasserkraftanlagen oder Blockheizkraftwerke einbezogen. Vereinzelt wird auch die konventionelle Energieerzeugung in Lastmanagement-Maßnahmen integriert.

Der Fokus bei den Speichern liegt ganz klar auf den thermischen Speichern. Wärmepumpen in Haushalten und Nachtspeicheröfen bzw. allgemein elektrische Heizsysteme eignen sich sehr gut für Lastmanagement. Bei den Kältespeichern sind es vordergründig Kühl- und Gefriergeräte in Abhängigkeit ihrer Dimensionierung und Funktion. Weitere identifizierte Kategorien sind die Klimatisierung, Druckluftspeicher, Batteriespeicher, Wasserstoffspeicher, Pumpspeicherkraftwerke oder zukünftig die Elektromobilität.

Bei der Gerätekategorie der Verbraucher sind ebenfalls Kälte- oder Wärmeprozesse favorisiert. Darüber hinaus werden im Startzeitpunkt variable Verbraucher, wie Waschmaschine und Spülmaschine als interessant angesehen. Ebenfalls wird auch der Einsatz von Notstromsystemen zur Deckung oder Reduktion von Lastspitzen diskutiert.

### 5.3.3 Anreize für Lastmanagement zur Entwicklung tragfähiger Geschäftsmodelle

*Studien sehen für Lastverlagerung mit zunehmenden Ausbau EE einen Markt (Infrastruktureffekte, Netzengpassmanagement, Beschaffungsoptimierung, alternative Systemdienstleistungen), wenn die Rahmenbedingungen angepasst werden. Kleinere flexible Einheiten können sukzessive durch Aggregation integriert werden.*

Aus Sicht von Versorgern, Erzeugern und Betreibern bietet Lastmanagement die Möglichkeit neue Geschäftsfelder zu erschließen. Der Vorteil der daraus generiert wird, ist eine verbesserte Marktpositionierung gegenüber Konkurrenten und ermöglicht zusätzliche Vermarktungskanäle. Lastmanagement kann zudem zur Optimierung der Transportkosten und damit zur Optimierung der Netzkapazität beitragen.

Ein weiterer positiver Effekt ist die Verringerung des Zukaufs von Regelleistung und die dadurch vermiedenen kostspieligen Spitzenlasten. Stattdessen werden die flexiblen Lasten innerhalb des Netzes zur Ausbalancierung (positive und negative Regelleistung) genutzt. Durch zyklische und/oder dynamische direkte Laststeuerung von Kundengeräten und/oder Anlagen lassen sich ferner Ausgleichzahlungen für Not-Lastabschaltungen reduzieren.

Lastmanagement kann auch als Alternative zum klassischen Netzausbau gesehen werden. Ein weiterer Vorteil für den Netzbetreiber entsteht durch die Erhöhung der Transparenz im Niederspannungsnetz wenn intelligente Lastmanagementsysteme zum Einsatz kommen. Der verstärkte Ausbautrend der dezentralen Energieversorgung, vor allem der massive Ausbau erneuerbare Energien, befürwortet die großflächige Einbindung des Lastmanagements.

Ein weiterer Anreiz besteht in der besseren Auslastung der vorhandenen Betriebsmittel. In den Studien werden zahlreiche Geschäftsmodelle bzw. Konzeptionierungen von Geschäftsmodellen passend zu den diversen Anreizen dargelegt. Das Problem, das sich hierbei wie ein roter Faden durch alle Studien zieht, ist das oftmals der juristische Wortlaut einer direkten Umsetzung im Wege steht und die Geschäftsmodelle noch einmal an die gesetzlichen Rahmenbedingungen angepasst werden müssen.

Aus Sicht des Kunden liegt der Fokus bei einer Teilnahme an Lastmanagement vor allem in der Chance seine Strombezugskosten zu senken. Obwohl das intelligente Energiesystem ebenfalls für den Betrieb Strom benötigt, ist in verschiedenen Studien aus den sechs Modellregionen der Bundesförderinitiative E-Energy<sup>14</sup> nachgewiesen worden, dass trotzdem nicht mehr Energie verbraucht wurde bzw. eine Effizienzsteigerung und Einsparung erzielt werden konnte.

Zusätzlich zu der Reduktion der Strombezugskosten können Kunden durch Lastmanagement außerordentlichen Erlös durch die Bereitstellung von Regelleistung oder Lastflexibilisierung erzielen. Ein weiterer Punkt ist die Einbindung des Kunden in seine Rolle als „Prosumer“ und der damit aktiven Beteiligung am Energiesystem der Zukunft. Außerdem erlaubt das sogenannte „Pooling“ oder „Bündeln“ Verbrauchern ihre individuellen Flexibilitäten in Eigenvermarktung über einen Aggregator anzubieten.

Verschiedenste Studien zeigen, dass primär variable Tarife in Zeiten steigender Strompreise bei den Verbrauchern sehr hohen Zuspruch fanden, was die Zahlen beispielsweise in Kap. 5.2.12 belegen. Zwar ist die Bereitschaft für Lastmanagement generell bei den Verbrauchern als hoch einzustufen, jedoch ist tendenziell das Bewusstsein bzw. ein Umdenken beim Stromverbrauch beim Kunden weiter zu forcieren.

---

<sup>14</sup> Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 2009

### 5.3.4 Zielführende Vorgehensweisen zur Hebung der Potenziale

*Die Studien verweisen als Bedingung zur umfassenden Mobilisierung der Lastverlagerungspotenziale auf eine bidirektionale kommunikative Anbindung der Anlagen (Abrechnung und Steuersignale).*

Ein zielführendes Vorgehen zur Hebung der in Kap. 5.3.1 betrachteten Potenziale fand ausschließlich in Studien mit Pilotprojekten statt. Die dabei identifizierten Potenziale wurden entsprechend den konzeptionierten Geschäftsmodellen der jeweiligen Studie umgesetzt. Die gewonnen Erkenntnisse in den Piloten, wie z.B. die Ergebnisse zum elektrischen Spitzenlastausgleich in Lebensmittelketten (siehe Kap. 5.2.1), lassen Rückschlüsse auf das weitere Vorgehen zur Hebung der gesamten Potenziale in bestimmten Sektoren zu.

Im Vordergrund steht die Nutzung und Weiterentwicklung der vorhandenen IKT-Infrastruktur und die Ausweitung der intelligenten Systeme auf Produktionsanlagen oder auch alltägliche Geräte wie beispielsweise Waschmaschinen. Außerdem gilt es die Hebung der Potenziale im Einklang mit den juristischen Vorgaben zu bringen. In den Piloten wurden bei den teilnehmenden Betrieben statt des Standardlastprofils genaue Lastgangmessungen vorgenommen, um den tatsächlichen Stromverbrauch einzelner Anlagen zu ermitteln.

Dies verdeutlicht noch einmal, wie essentiell für die Hebung der Potenziale genaue Daten über den Verbrauch oder auch Speichermöglichkeit einzelner Anlagen zur Realisierung des Lastmanagements sind. Weitere zielgerichtete Vorgehensweisen zur Hebung aller Potenziale konnten indes nicht ermittelt werden.

### 5.3.5 Vertriebsansätze und Kundenkommunikation

*Studien beschäftigen sich nur am Rande mit neuartigen Einbindungsstrategien für die Verbraucher (Gewerbe, Haushalte).*

Betrachtet man die Übersichtstabelle der österreichischen und deutschen Studien in Kap. 5.2, so ist ersichtlich, dass der Bereich Vertrieb/Kundenkommunikation nur sehr sporadisch in wenigen Studien erarbeitet wurde und es einen erheblichen Nachholbedarf auf diesem Gebiet gibt. Verschiedene Vertriebskanäle oder Vertriebsansätze werden nicht explizit genannt.

Allein der Bereich den Kunden für Lastmanagement zu gewinnen, wird etwas näher erläutert. Im Kern soll der Verbraucher über die Chance auf günstigere Strompreise bzw. Energiekosten für Lastmanagement-Maßnahmen gewonnen werden. Monetäre Anreizsysteme geben dem Kunden Einblick über seinen eigenen, aktuellen Stromverbrauch und verstärken dadurch das Bewusstsein für Strom und das Interesse an weitreichenderen Lastmanagement-Maßnahmen.

Strom ist kein Konsumgut, sondern ein auf Beziehung beruhendes Endprodukt, welches durch technische Homogenität genormt ist. Daher gilt Strom als Low-Interest-Produkt. In der Folge müssen dem Gut Strom Differenzierungsmerkmale, z.B. in Form von Attributen, hinzugefügt werden, um die Wahrnehmung der Kunden zu beeinflussen.

Eine andere Möglichkeit den Kunden für Lastmanagement zu begeistern, bietet die Nutzung vorhandener Smartphones und Tablets. Über Apps können die Nutzer ihren Stromverbrauch auch bequem von unterwegs aus regeln und erhalten gleichzeitig aktuelle Daten des Ver-

brauchs auf einen Blick. Wie bereits zu Beginn erwähnt, finden sich studienübergreifend nur sehr wenige Aussagen oder Strategien für Vertriebsansätze und Kundenkommunikation in Bezug auf Lastmanagement. Deshalb gilt es in folgenden Untersuchungen auch diesen Bereich tiefgreifend zu betrachten.

### 5.3.6 Technische Umsetzung

*Die Studien erachten die standardisierte kommunikative angemessene Anbindung der Flexibilität als Schlüssel zur künftigen breiten Realisierung.*

Trotz verschiedener Studienschwerpunkte ist ein Konsens über die technische Umsetzung für Lastmanagement-Maßnahmen in allen Studien erkennbar. Erzeuger, Verbraucher und Speicher werden mittels Smart Meter, Steuerboxen oder Lastagenten technisch für Lastmanagement befähigt und über Datenleitungen – LAN und WLAN – in das System integriert. Bestimmte Steueralgorithmen sind für das automatische An- und Abschalten elektrischer Lasten verantwortlich. Dazu kommen noch Anwendungen, welche die Verbraucher selbst über Applikationen, beispielsweise für das Smartphone, steuern können.

In Kap. 5.2.12 ist dieser Vorgang sehr gut definiert. Neue Komponenten (Anlagen) werden zu Beginn auf Standardkonformität durch die im Projekt entwickelten IEC-61850-Testmaschinen überprüft. Die Kommunikation für Zähler- und Anlagenmessdaten erfolgt auf Basis des CIM-Datenmodells (IEC 61968, Meter-Data-Reading). Die Übertragung von Geboten und Gebotsinformationen zwischen der webbasierten Marktplattform und den Marktagenten zur automatischen Marktteilnahme ereignet sich gemäß dem CIM-Datenmodell. Die Kommunikation zwischen zentraler IKT-Infrastruktur und Netzmesssensoren, Anlagen und übergeordneten Anlagensteuerungen zur Marktteilnahme und Fahrplangestaltung basiert auf dem IEC-61850-Standard. Hinzu kommt ein webbasiertes Feedbacksystem für die am Feldtest teilnehmenden Kunden.

Eine andere Möglichkeit bietet die Rundsteuerung großer Kühlhäuser für die Teilnahme an Lastmanagement. Dazu muss zunächst eine Messung des Stromverbrauchs und der Kühlanforderung vorgenommen werden. Im Anschluss erfolgt sowohl die Einbindung der Anlagen in die IKT-Infrastruktur als auch die Regelung des Verdichters und der Kühlstellen. Über eine verbesserte Isolierung oder Optimierung der Lieferintervalle kann zusätzlich eine Steigerung der Energieeffizienz erreicht werden.

Einen differenter technischer Ansatz wird in Kap. 5.2.8 verfolgt. Mit Hilfe einer koordinierten Spannungsregelung wurde nachweislich eine bessere Ausnutzung des Spannungsbandes erreicht. Gegenüber der Fernregelung erzielte die koordinierte Spannungsregelung eine ca. 1/3 höhere Leistungsaufnahme bei gleichzeitig geringeren Kosten. Im Vergleich zur Q-Regelung (Spannungsbeeinflussung mittels Verstellung der Blindleistung Q von Kraftwerken) konnte sogar die vierfache Leistungsaufnahme bei fast gleichen Kosten erreicht werden. Darüber hinaus können in Betrieben Energiemanagementsysteme implementiert und nach DIN EN ISO 50001 zertifiziert werden (siehe Kap. 5.2.22). Bereits vorhandene Prozess- bzw. Gebäudeleittechnik und Energiemonitoringsysteme dienen als Basis für das Energiemanagementsystem.

Neben konkreten technischen Umsetzungen ist die Weiterführung der Standardisierung der Hard- und Software, Schnittstellen und Formate für netzweites Lastmanagement unerläss-

lich. Dazu zählt auch die Förderung und Integration bzw. Verbreitung von Smart Meter und Steuerboxen bei den Kunden. Ein Ausbau und die Verbreitung von Energiespeichern zur kurzfristigen Überbrückung von Netzengpässen oder Überschüssen muss dabei Hand in Hand erfolgen. Unternehmen sind in diesem Kontext aufgerufen ihre eigene Infrastruktur zusätzlich auszubauen.

### 5.3.7 Empfehlungen zu rechtlichen Rahmenbedingungen und Marktregulierung

*Studien erachten die derzeitigen rechtlichen Spielräume (der Netzbetreiber) als zu eng, um eine dynamische Nutzung der Lastverlagerung auszuschöpfen. Somit fehlen auch seitens der Netzbetreiber ausreichende ökonomische Anreize, um Lastverschiebung attraktiv honorieren zu können. Zum Umgang mit Daten liegen aus Sicht von Datensicherheit und –schutz grundsätzliche Regelungsmodelle vor (Subsidiarität, Schutzprofil).*

Die derzeit geltenden Marktregeln und regulatorischen Rahmenbedingungen im Energiemarkt sind hauptsächlich für den passiven Netzbetrieb ausgelegt und verhindern eine dynamischere Beteiligung der Akteure in Bezug auf einen aktiven Netzbetrieb (siehe Kap. 5.2.2).

Im derzeit geltenden Tarifsystem findet zudem keine verursachergerechte Aufteilung der Fixkosten für die Elektrizitätserzeugung statt. Eine Berücksichtigung der Fixkosten ist z.B. in den Netztarifen und Regelenergiemärkten implementiert, nicht jedoch im Markt für elektrische Arbeit. Laut der Studie Potenziale und Hemmnisse für Power Demand Side Management in Kap. 5.2.9 führt eine verursachungsgerechte Aufteilung der Kapazitätskosten des Elektrizitätssystems auf die jeweiligen Kundengruppen zu einer Erhöhung der Gesamteffizienz.

In summa ist die aktuelle Rechtslage noch nicht im vollen Umfang für smarte Energiesysteme ausgelegt und muss gerade deshalb für einen nachhaltigen Ausbau der Energieversorgung angepasst und weiterentwickelt werden.

Die österreichische Studie IRON in Kap. 5.2.3 beweist trotzdem, dass konkrete Vertragsentwürfe zwischen Kunden, Netzbetreiber bzw. dem Lieferanten, Regelzonenführer, Bilanzgruppenkoordinator und Bilanzgruppenverantwortlichen möglich sind. Für den Datenschutz sind außerdem verbindliche Sicherheitsanforderungen festzulegen. Eine Option für die Regelung fernauslesbarer digitaler Stromzähler bietet die Studie eTelligence aus Kap. 5.2.12. Unter Verwendung der Erfahrungen und Kenntnisse aus der E-Energy-Begleitforschung Fachgruppe Recht<sup>15</sup> ist ein sogenanntes „Schutzprofil“ für Smart Meter entwickelt worden.

Ferner sind zwei Regulierungsansätze – Rate-of-Return-Regulierung und Anreizregulierung – Gegenstand der Studie Regulierung und Smart Grids in Kap. 5.2.10. Für umfangreichere Information zu diesen Ansätzen wird auf den Projektsteckbrief verwiesen.

Nach dem aktuellen juristischen Handlungsrahmen ist es in Deutschland möglich seine Abgaben- und Steuerlasten in Hinsicht auf den Strompreis zu reduzieren. Eine Begrenzung der

---

<sup>15</sup> Vgl. Agsten, Michael et al, 2012

EEG-Umlage erfolgt nach den § 40 und § 41 des EEG. Eine Befreiung von den Netzentgelten wird anhand der Anforderungen des § 19 Abs. 2 des StromNEV vorgenommen. Eine Ermäßigung oder Erlass der Stromsteuer basiert auf den § 9, § 10 des StromStG. In Österreich ist von der Gesetzgebung keine Befreiung von den Netzentgelten wie in Deutschland vorgesehen. Ebenso ist auch kein Erlass der Stromsteuer im juristischen Wortlaut unter bestimmten Voraussetzungen verankert.

Eine weitere Änderungsempfehlung für das Bilanzierungs- und Abwicklungsverfahren für Wärmepumpen erörtert die Studie Potenziale der Wärmepumpe zum Lastmanagement in Kap. 5.2.18. Dabei soll eine registrierende Leistungsmessung oder äquivalente Verfahren Anwendung finden und die Bilanzierung viertelstundenscharf erfasst werden.

Lastmanagement kann bei der Integration der erneuerbaren Energien einen wichtigen Beitrag leisten. Aus diesem Grund ist es wichtig die Weiterentwicklung von Energiemanagementsystemen in Einklang mit Lastmanagementaspekten zu gestalten. Jedoch würde eine rein marktgetriebene Einführung erst zum Zuge kommen, wenn Engpässe entsprechende Preissignale am Markt auslösen. Nachdem der Aufbau und die Erprobung von Lastmanagement Zeit benötigt, könnten Förderprogramme die Einführung erleichtern. Das Energiekonzept der deutschen Bundesregierung nennt mehrere Punkte die dem Lastmanagement entgegenkommen, wie z.B. der Förderung von Speichern, Bonus für Grundlastband aus erneuerbaren Energien oder Umstellung auf eine Marktprämie.

Innerhalb der österreichischen Energiestrategie<sup>16</sup> ist vor allem für den Bereich Lastmanagement das Energieeffizienzpaket zu nennen. Dabei geht es einerseits um die Steuerung des Energieverbrauchs und andererseits um den rationellen Energieeinsatz. Beide Elemente können durch Lastmanagementmaßnahmen lanciert werden. Weitere Aspekte sind der kontinuierliche Aufbau von Smart Grids und vordergründig der Ausbau der Erneuerbaren Energien.

### 5.3.8 Empfehlungen

*Die Studien empfehlen generell die zielgruppenfokussierte Erschließung, Dynamisierung und Professionalisierung naheliegender Lastverlagerungspotenziale im Wirtschaftssektor durch moderne IKT-Infrastruktur und überzeugende Geschäftsmodelle. Eine Ausweitung der Nutzung von Lastverlagerungspotenzialen auch auf kleinere Einheiten (Haushalten) gelingt, wenn mit verfügbarer Smart Grid-Infrastruktur die Eintrittshürden sinken (plug&play).*

Sowohl in den österreichischen als auch in den deutschen Studien wird festgestellt, dass in einem zukünftig ganzheitlichen intelligenten Energieversorgungssystem die Netzte verstärkt interaktiv genutzt werden. Als Beispiel dient die Studie Elektrischer Spitzenlastausgleich in Lebensmittelketten in Kap. 5.2.1. Innerhalb der Studie folgt man diesem Trend und verlinkt innovative Kommunikationstechnologien mit dem gezielten Einfluss auf das energieeffiziente Nutzverhalten im Lebensmittelsegment. Die durchgeführte empirische Untersuchung kann

---

<sup>16</sup> Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend et al, 2009

nach Ansicht der Verantwortlichen auf Gebäude mit hohem Klimatisierungsbedarf wie z.B. Shopping- oder Bürozentren projiziert werden.

Neben den konkreten technischen Umsetzungen in den Studien werden sehr viele Vorschläge für den Progress der IKT gegeben. Darunter fällt auch die Einbeziehung „neuer“ Verbraucher wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Anlagen zur Klimatisierung in das Lastmanagement. Ebenso ist es von zentraler Bedeutung die Integration bzw. Verbreitung von Smart Meter oder Steuerboxen bei den Verbrauchern zu fördern, um so die Potenziale im industriellen und privaten Bereich zu erschließen.

Für eine effizientere Integration der erneuerbaren Energien ist es nötig, die Prognosegenauigkeit zu verbessern. In diesem Kontext sollten außerdem künftige Projekte zum einen auf die Anforderungen der Kunden an zukünftige Optimierungssysteme ausgerichtet sein. Zum anderen ist es wichtig die Bereitschaft der Kunden, in Bezug auf Veränderungen des Service elektrischer Energie zu akzeptieren und zu bewerten (siehe Kap. 5.2.3).

Das Konzept des Lastmanagements ist in der deutschen und österreichischen Industrie bekannt und wird bereits seit Jahrzehnten eingesetzt. Der weitreichendere Ansatz von Lastmanagement geht aber über die Optimierung des Einzelbetriebs hinaus und steckt anders als in den USA noch in seinen Anfängen. In Hinblick auf diesen Sektor wird in Kap. 5.2.17 im ersten Schritt empfohlen große Verbraucher von möglichst wenigen Industrieunternehmen zu bündeln. In enger Abstimmung mit den betroffenen Akteuren sollte die gewonnene Leistung zunächst als Minutenreserve vermarktet werden. Außerdem wird empfohlen, dass eine wissenschaftliche Begleitforschung eingesetzt, die wirtschaftlichen Effekte quantifiziert und die Standardisierung unterstützt wird. Für den Sektor Haushalt ist nach der Studie Demand Side Integration – Lastverschiebungspotenziale in Deutschland in Kap. 5.2.14 die Implementierung von Smart Metern und variablen Stromtarifen die Grundvoraussetzung, um die vorhandenen Potenziale für die zukünftig notwendige Flexibilität im Strommarkt zu etablieren.

Mit Bezug auf die Studie Konzeption innovativer Geschäftsmodelle zur aktiven Netzintegration in Kap. 5.2.2 müssen die erarbeiteten Geschäftsmodelle noch genauer auf ihre ökonomische und akteursspezifische Ausrichtung überprüft werden. Der Schwerpunkt der Geschäftsmodellbewertung sollte vor allem aus betriebswirtschaftlicher Sicht erfolgen. Daneben sind auch makroökonomische Studien notwendig, um die Auswirkungen der betrachteten Geschäftsmodelle und Fallstudien im erweiterten Kontext von Smart Grids zu erheben.

Tendenziell konzentrieren sich die Studien auf das Stromsystem, da hier die großen Herausforderungen bestehen. Das deutsche E-Energy-Programm zeigt aber eindrucksvoll, dass eine gemeinsame Betrachtung aller Energieträger und -netze, insbesondere das Zusammenspiel der Strom- und Gasnetze, unerlässlich ist. Die Studie eTelligence in Kap. 5.2.12 verweist vor diesem Hintergrund in einem nächsten Schritt auf die umfassende Betrachtung der konvergenten Infrastrukturen Strom, Gas, Wärme und Verkehr.

#### **5.4 Weitergehender Untersuchungsbedarf**

*Studien weisen auf Handlungsbedarf bzgl. der ökonomischen Auswertung (Kosten-Nutzen) bei tatsächlichen modellhaften Anwendungen hin. Zu den Gesamtpotenzialen in Österreich fehlt bis dato ein konsistenter und strukturierter Gesamtüberblick. Zur Anpassung der regula-*

*torischen und marktlichen Rahmenbedingungen müssen konkrete Vorschläge ausgearbeitet und adressiert werden. Im Bereich der Einbindung von Kunden liegen keine ausreichenden konzeptionellen Grundlagen zur geeigneten Kommunikation und Akzeptanzsteigerung vor.*

Anders als in Europa befindet sich in den USA die Entwicklung von Demand Response-Programmen auf einen höheren Level. Bei der Anzahl der Dienstleister, welche Demand Response-Programme anbieten, konnte in den letzten Jahren eine signifikante Steigerung protokolliert werden. Die aggregierte Last entsprach 5,8 Prozent der Spitzenlast der USA im Jahr 2008. Außerdem ist eine Verlagerung von zeitbasierten Tarifen hin zu anreizorientierten Programmen in den vergangenen 10 Jahren festzustellen.

Der Anteil der von Dienstleistern zur Verfügung gestellten Leistung steigt dabei seit 2003 kontinuierlich an, wohingegen der Anteil von Energieversorgungsunternehmen stetig abnimmt. Der Vergleich zu den USA zeigt deutlich, dass Potenzial für Lastmanagement vorhanden ist und auch wirtschaftlich umgesetzt werden kann. Basierend darauf ist die Erschließung und Umsetzung von Lastmanagement-Maßnahmen in Österreich und Deutschland weiter zu forcieren. Anders als in den USA, wo die Flexibilitäten vornehmlich auf übergeordneten Netzebenen gehandelt werden, besteht in Ländern mit stark dezentralisierender Erzeugung, die Herausforderung diese Flexibilitäten auch lokaler organisieren und einsetzen zu müssen.

Die Analyse und Parallelisierung der Ergebnisse der Studien verdeutlichte, dass besonders die Kategorie Vertrieb/Kundenkommunikation enorme Defizite aufweist. In diesem Bereich liegen nur sehr vereinzelte und wenig konkrete Konzepte oder Strategien vor. In Hinblick auf künftige Projekte muss diese Kategorie intensiver betrachtet werden.

Ein weiterer Schwerpunkt für nachfolgende Studien ist der juristische Rahmen in dem sich Lastmanagement-Maßnahmen bewegen. Primär geht es dabei nicht um die Darlegung der vom Gesetzgeber erlassenen Richtlinien. Vielmehr müssen konkrete Vorschläge, Konzepte und Rahmenbedingungen ausgearbeitet, diskutiert und bewertet werden, welche die aktuellen Entwicklungen der Energiepolitik aufgreifen, die steigenden Anforderungen an das Energiesystem unter Verwendung von IKT erfüllen und somit einen Ausweg aus der angesprochenen juristischen Problematik bieten.

Allein für den Lebensmittelhandel in Österreich wird das theoretische Potenzial an verschiebbarer Last auf 20 Prozent beziffert. Hier herrscht weitergehender Untersuchungsbedarf, um genaue Zahlen für das Gesamtpotenzial an Lastmanagement in Österreich auf allen Ebenen zu generieren. Mit Blick auf nachfolgende Pilotprojekte wird aus diesem Grund empfohlen für substantielle Aussagen Lastmanagement universal über alle Stufen hinweg zu betrachten und zu bewerten.

In diesem Zusammenhang müssen auch bisher konzeptionierte Geschäftsmodelle nicht nur auf ihre technische sondern besonders auf ihre wirtschaftliche Tragfähigkeit überprüft und gegebenenfalls erweitert oder umstrukturiert werden. Die Auswertung der Studien ergab keine Übereinstimmung in diesem Punkt. Aus diesem Grund sollte vorrangig der Fokus auf dem heutigen Marktumfeld aufbauen und zu einer IST-Bewertung führen. In einem zweiten Schritt müssen die Auswirkungen der Energiepolitik und der zukünftige regulatorische Handlungsspielraum in die Konstruktion der Geschäftsmodelle einfließen.

## 6 Untersuchungen im Salzburger Land

### 6.1 Ziel der Untersuchung

Die in Kap. 5 beschriebenen Projekte und Untersuchungen geben Hinweise, jedoch keine abschließende Auskunft zu den realisierbaren Potenzialen der Lastverschiebung in Betrieben in Österreich. Die meisten Studien beschäftigen sich im Kern mit Betrachtungen zum theoretischen Potenzial, während andere zusätzlich technische Möglichkeiten evaluieren.

In der nachfolgenden Abbildung sind noch einmal die verschiedenen Stufen – Ausgangspunkt bildet das theoretische Potenzial – bzw. das Vorgehen (Vorbereitende Studien, aktuelle Studie, Pilot/Demonstration) zur Ermittlung des erschließbaren Potenzials veranschaulicht.



**Abb. 23 Stufen auf dem Weg vom theoretischen zum erschließbaren Potenzial, Quelle: Eigene Darstellung der B.A.U.M. Consult 2013**

Ein Hauptdefizit der bisher vorliegenden Studien liegt darin, dass die Geschäftsführer und Know-How-Träger/-in in Frage kommender Betriebe nicht zu ihren Ansichten befragt wurden. Zum anderen wurden Geschäftsmodelle, die die Hebung der Lastverschiebungspotenziale vereinfachen könnten, bisher selten behandelt.

Um diese Lücken zumindest teilweise zu schließen, ist bei der Untersuchung ausgewählter Kunden der Salzburg AG erhoben worden,

1. welche *Potenziale an Lastverschiebung* bei kleineren und mittleren Betrieben zu erwarten sind,
2. wie *offen die Ansprechpartner* in den Betrieben gegenüber dem Thema sind,
3. welche *Motivationen/Nutzen/Faktoren* die Einführung von gesteuerter Lastverschiebung *begünstigen*
4. und welche sie *behindern*,

5. ob *bestimmte Branchen oder Verbrauchergruppen sich besonders für Lastverschiebung eignen*,
6. wie ein *zentrales Management* dieser Lasten in etwa aussehen müsste,
7. welche Schlüsse sich aus den Erfahrungen der Untersuchung für *eine Kommunikations- und Vertriebsstrategie* ziehen lassen
8. und welche nächsten Schritte mit den interessierten Betrieben zu unternehmen sind, damit dort die vorhandenen Potenziale beispielhaft gehoben werden können.

Festzuhalten ist, dass auch diese Untersuchung nicht abschließend alle offenen Fragen beantworten kann. Insbesondere muss die Umsetzung des Modells an einigen konkreten Piloten unter Marktbedingungen demonstriert werden. Die vorliegende Untersuchung wird einige wichtige Faktoren definieren, um diesen nächsten Schritt vorzubereiten.

## 6.2 Methodik

### 6.2.1 Auswahl der Betriebe

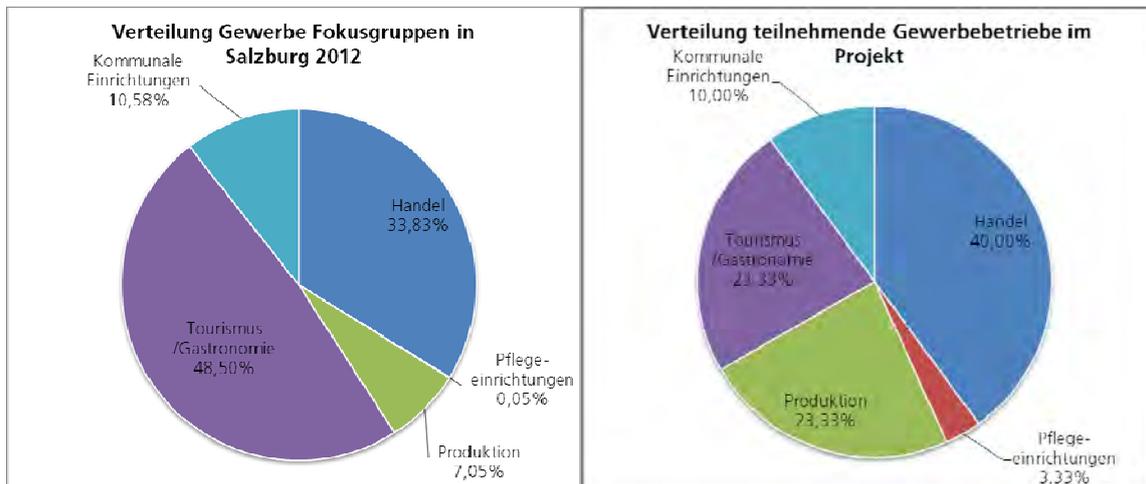
Bei der Auswahl der teilnehmenden Betriebe wurde Rücksicht auf bestimmte Fokusbranchen mit geeigneten Verbrauchern genommen, denen von bisherigen Studien zum Thema ein realisierbares Potenzial an Lastverschiebungen attestiert wurde. Wie in Tab. 32 ersichtlich, wurde in den Bereichen Einzelhandel Lebensmittel und Tourismus/Gastronomie je ein Schwerpunkt gesetzt.

**Tab. 32 Anzahl teilnehmender Betriebe je nach Branche, Quelle: Eigene Darstellung der Salzburg AG 2013**

Branche	Geschäftsfeld	geeignete Verbraucher	Anzahl Teilnehmer
Handel	Einzelhandel Lebensmittel	Kühlaggregate, Kältegeräte	9
	Großhandel Lebensmittel	Kühlaggregate, Kältegeräte	1
	Handel Baubedarf	Batterien	1
	Versandhandel	Batterien	1
Gesundheit/ Pflege	Pflegeheime	alle gesteuerten Verbraucher	1
Produktion	Bäckerei	Backöfen, Kühlanlagen	1
	Betonwarenerzeuger	alle gesteuerten Verbraucher	1
	Glasverarbeitung	alle gesteuerten Verbraucher	1
	Kunststoffherzeugung	alle gesteuerten Verbraucher	1
	Gießerei	alle gesteuerten Verbraucher	1
	Brauerei	Kühlaggregate, Batterien	1
Tourismus/ Gastronomie	Sägewerk	alle gesteuerten Verbraucher	1
	Hotels, Gasthöfe, Pensionen	Kühlaggregate, alle gesteuerten Verbraucher	7
Kommunale Einrichtungen	Abwasserentsorgung (Kläranlagen)	Belebungsbecken, Faulturm, Rührwerke	2
	Schule	alle gesteuerten Verbraucher	1
			<b>30</b>

Das Bundesland Salzburg ist ein Tourismusland und verfügt über eine hohe Anzahl an Tourismusbetrieben (siehe Verteilung in Abb. 24). Um eventuell auftretende Potenziale in dieser Branche geeignet zu untersuchen, sollte dieser Aspekt ausreichend berücksichtigt werden.

Der weitere Schwerpunkt der Untersuchung auf den Handel ist durch die hohe Anzahl an Lebensmitteleinzelhandelsgeschäften in Salzburg, aber vor allem auch durch die gute Replizierbarkeit von Ergebnissen in dieser Gruppe begründet. Da Supermarktfilialen in der Regel einer ähnlichen Geräteausstattung unterliegen, lassen sich Erkenntnisse sehr gut übertragen und multiplizieren.



**Abb. 24** Verteilung der Gewerbe-Fokusgruppen im Land Salzburg auf Basis der Anzahl tätiger Betriebe (links) und Verteilung der teilnehmenden Gewerbebetriebe am Projekt (rechts). Quelle: Eigene Darstellung der Salzburg AG 2013

### 6.2.2 Kundenkommunikation

Die Untersuchung der Betriebe wurde von der Salzburg AG koordiniert und als Teilprojekt der Smart Grids Modellregion Salzburg durchgeführt. Zur Gewinnung der teilnehmenden Betriebe wurden die Kunden aus der Fokusgruppe der Salzburg AG in einem ersten Schritt direkt angesprochen. Die Teilnahme der Betriebe an der Untersuchung erfolgte auf freiwilliger Basis. Als Anreiz wurde ein kostenloser Energiecheck im Wert von ca. € 400,- aus dem Beratungsangebot des umwelt service salzburg – der regionalen Informations- und Beratungsinstitution für Firmen, Gemeinden und Institutionen in Salzburg - angeboten.

Die Kundenansprache erfolgte über Kundenbetreuer und Energieberater der Salzburg AG, sowie über die Energieberater des „umwelt service salzburg“ von November bis Dezember 2012.

Für den Lebensmitteleinzelhandel wurde entschieden, die jeweiligen Unternehmenszentralen anzusprechen, da das Thema „Energie“ zentral für alle Filialen bearbeitet wird.

Die Analyse der Betriebe selbst fand in zwei Stufen statt. Zuerst erfolgte die Aufnahme der Basisdaten des Unternehmens in Form einer Vororterhebung im Rahmen des kostenlosen Energiechecks durch die Energieberater des umwelt service salzburg.

In einem zweiten Schritt wurden alle Betriebe von zwei Interviewern telefonisch für diese Untersuchung gewonnen. Das Interview selber wurde vor Ort geführt und dauerte zwischen 30 Minuten und zwei Stunden (abhängig vom Gesprächsbedarf und der verfügbaren Zeit der Ansprechpartner).

Im Interview wurde die Idee des Lastmanagements kurz dargestellt, während das weitere Gespräch anhand eines Fragebogens entwickelt wurde. Zur Identifikation des Potenzials einzelner flexibler Lasten im Unternehmen wurde aufbauend auf den Basisdaten der Vorort-erhebung gemeinsam mit den Ansprechpartnern (Geschäftsführer, Energiemanager, Betriebsverantwortlichen) eine realistische Einschätzung und Kategorisierung vorgenommen.

### 6.2.3 Erfassung von Unternehmensdaten und qualitativen Ergebnissen

Die Vorortbefragung erfolgte nach dem Schema, das in Tab. 33 dargestellt ist.

**Tab. 33 Gesprächsprotokoll für die Befragung der Salzburger Betriebe, Quelle: B.A.U.M. Consult GmbH 2013**

<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Präsentation zeigen, Idee vermitteln</li> <li>2. Fragebogen ausfüllen</li> <li>3. Techn. Flexibilitäten aufnehmen (Excel)</li> </ol>
<p><b><u>Stammdaten Betrieb (Branche, Größe)</u></b></p>
<p><b><u>Daten Interviewpartner: Name, Stellung</u></b></p>
<p><b><u>Energieverbrauch 2012, Lastspitze 2012</u></b> (Daten von der Salzburg AG bereitgestellt)</p>
<p><b><u>Nutzentyp</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><input type="checkbox"/> Effizienz-Optimierung</li> <li><input type="checkbox"/> Reputation (grünes Image)</li> <li><input type="checkbox"/> Technikbegeistert</li> <li><input type="checkbox"/> Fortschrittlich, Pionier</li> <li><input type="checkbox"/> Sicherheit</li> <li><input type="checkbox"/> Gewinn</li> <li><input type="checkbox"/> Kosten sparen</li> <li><input type="checkbox"/> Am Gemeinwohl interessiert (z.B. ökolog. Bewusstsein)</li> <li><input type="checkbox"/> An Mitgestaltung/Partizipation interessiert</li> </ul>
<p><b><u>Interesse Geschäftsmodelle</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><input type="checkbox"/> Marktausgleich: Abruf Flexibilität nach Anfrage, Vergütung nach Abruf</li> <li><input type="checkbox"/> Regelleistung: Flexibilität wird garantiert, Bereitstellung und Abruf werden vergütet</li> <li><input type="checkbox"/> Zu unkonkret</li> </ul>
<p><b><u>Energiemanagementsystem im Einsatz</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><input type="checkbox"/> Lastspitzenkappung (einfach)</li> <li><input type="checkbox"/> Einzelverbrauchermessung und -steuerung (fortgeschritten)</li> </ul>

**Weitere Aussagen zu Geschäftsmodellen/wirtschaftlichem Potenzial**

**Aussagen zu gesetzlichen Rahmenbedingungen/Regulierung**

**Aussagen zum Thema Elektromobilität**

**Weitere Anregungen für die Untersuchung/Umsetzung:**

**An Pilotphase interessiert (1-5)? :**

**Betrieb geeignet für**

- Steuerung einzelner Verbraucher (einfach)
- Steuerung über Energiemanagementsystem (fortgeschritten)
- Nicht geeignet

#### 6.2.4 Erfassung der Lastverschiebungspotenziale

Die Definitionen für „verschiebbare Last“ oder „Flexibilität“ unterscheiden sich in den verschiedenen Studien. Betrachtet werden „verschiebbare Strommengen innerhalb eines Zeitraums (kWh)“, „absolute beeinflussbare Leistung (kW)“, „absolute für eine bestimmte Zeit verschiebbare Leistung (kW für eine bestimmte Zeit)“ oder „Prozentanteil einer prognostizierten Leistung (für jedes 15-Minuten-Intervall)“. Entsprechend sind die Ergebnisse der Studien nur wenig vergleichbar.

Die zentrale Frage beim Erfassen von Flexibilität lautet:

**Wie viel Leistung kann zum Zeitpunkt t ab- bzw. nicht eingeschaltet (*positive Flexibilität*)<sup>17</sup> oder zu- bzw. nicht ausgeschaltet (*negative Flexibilität*) werden und für wie lange?**

<sup>17</sup> Der Begriff „positiv“ rührt daher, dass diese Flexibilität vergleichbar ist mit dem Einschalten eines Erzeugers für positive Regelleistung.

Die Herausforderung war es, zu diesem Thema von den Interviewpartnern eine belastbare Aussage zu erhalten, ohne sich dabei in technischen Details oder betriebsinternen Prozessen zu verlieren oder Lastmessungen vor Ort durchzuführen. Um dieses Problem zu lösen, wurde ein pragmatischer Ansatz gewählt, der auf zwei Anforderungen und einer Annahme beruht und gleichzeitig die Einstiegsschwelle in das Thema für die Unternehmen so niedrig gesetzt hat, dass jeder Betrieb bereit war, sich mit dem Thema auseinanderzusetzen.

Die erste Anforderung war, dass ein Gerät, welches das Etikett „flexibel“ erhalten soll, mindestens einmal am Tag ungeplant für mindestens 15 Minuten ab- oder zuschaltbar sein müsse. So entstand eine Größenordnung für den Eingriff in den Prozess, bei der die meisten Ansprechpartner keine Vorbehalte hatten. Ausnahmen bestanden, wenn das Gerät sehr eng und kritisch in einen Produktionsprozess eingebunden war. In wie weit sich der Abruf über 15 Minuten hinaus verlängern ließe oder wie viele Abrufe hintereinander oder innerhalb eines Tages möglich wären, sollte Thema einer weiteren Untersuchung sein. Diese Fragestellung ist sehr geräteabhängig und muss konkret über einen längeren Zeitraum gemessen werden.

Die zweite Anforderung war, dass intervallgesteuerte Geräte (Kühlgeräte, Klimaanlage, Boiler etc.) maximal 30-50 Prozent innerhalb jedes Intervalls in Betrieb und die restliche Zeit im Stand-by-Betrieb sind. Meistens handelt es sich dabei um Geräte, die innerhalb einer gewissen Toleranz einen bestimmten Wert aufrechterhalten müssen (Raumtemperatur, Luftqualität, Wassertemperatur etc.) und sich nach Bedarf ein- und ausschalten. Diese Geräte lassen sich sowohl als positiv flexibel (der Betrieb des Gerätes wird unterbrochen und im Rahmen der Toleranz nach hinten verschoben = abgeschaltet) oder negativ flexibel (der Betrieb des Gerätes wird im Rahmen der Toleranz vorgezogen = zugeschaltet) nutzen.

Um Freiheitsgrade bei der Bewertung der Flexibilität zu generieren, wurde angenommen, dass bei allen flexiblen Verbrauchern (selbst bei Waschmaschinen) eine ungeplante Abschaltung von 15 Minuten innerhalb eines 1-Stundenintervalls möglich ist. Dadurch wurde vor allem auch die Akzeptanz für das Ansinnen „Verschiebung“ erhöht, da die Interviewten sich nicht für jede 1/4-Stunde des Tages festlegen mussten.

Ob diese Anforderungen bzw. Annahmen haltbar sind, muss in einem Folgeprojekt anhand von Messungen in Pilotbetrieben verifiziert werden. Als Ausgangspunkt sind sie jedoch hinreichend.

Um die Verfügbarkeit der Geräte innerhalb von 24 Stunden für die Bereitstellung von positiver oder negativer Flexibilität darzustellen, wurden Gerätelisten wie in Tab. 34 mit den Betrieben ausgefüllt:

Die Geräte wurden in die folgenden Kategorien unterteilt:

1. Kältespeicher (Kälteverbundanlagen, Kühlschränke, Tiefkühler, Kühlhäuser etc.)
2. Wärmespeicher (Boiler, Wärmeschränke, Heizstäbe in Maschinen etc.)
3. Batteriespeicher (in Gabelstaplern und Hubwägen)
4. Druckluftspeicher
5. Flexible Verbraucher (Klimaanlagen, Lüftung, Sauna, je nach Einschätzung auch Trockner, Waschmaschinen etc.)

Erhoben wurden:

1. die Nennleistung des Gerätes
2. die Art des Betriebs:
  - „voll“ (läuft den ganzen Tag oder in einer durch den Betrieb bestimmten Zeitspanne durch),
  - „nach Bedarf“ (läuft wenn benötigt zu vorher unbestimmbaren Zeitpunkten),
  - Intervall“ (läuft den ganzen Tag oder in einer durch den Betrieb bestimmten Zeitspanne, dabei jedoch mit Unterbrechungen im Stromverbrauch)
3. ob der Ansprechpartner die Flexibilisierung des Gerätes als „kritisch“ oder im Prinzip als gut realisierbar („ok“) betrachtet.

Die Verfügbarkeit von positiver bzw. negativer Flexibilität wurde direkt in dieser Darstellung ergänzt. Für jede Stunde wurde dargestellt, welche Leistung für eine Dauer von mindestens 15 Minuten zu- bzw. abgeschaltet werden kann.

**Tab. 34 Beispiel einer Geräteliste flexibler Verbraucher eines untersuchten Hotels (Angaben in kW flexibler Leistung), Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013**

Verbraucher	Verbraucher- kategorie	Leistung gesamt (kW)	Status	Betrieb	Dauer
Verbundkühlung	Kältespeicher	4,50	ok	Intervall	15 min
Kühlpult	Kältespeicher	2,00	ok	Intervall	15 min
Gemüse Kühlzelle	Kältespeicher	2,00	ok	Intervall	15 min
Fleisch Kühlzelle	Kältespeicher	2,00	ok	Intervall	15 min
Tiefkühlzelle	Kältespeicher	3,00	ok	Intervall	15 min
<b>Summe Kältespeicher</b>					
Wäscherei - Waschmaschine	flex. Verbraucher	9,35	krit.	Bedarf	15 min.
Wäscherei - Trockner	flex. Verbraucher	9,35	krit.	Bedarf	15 min.
Wäscherei - Bügelmaschine	flex. Verbraucher	11,90	krit.	Bedarf	15 min.
<b>Summe flexible Verbraucher</b>					
Wärmeschrank	Wärmespeicher	3,20	ok	Intervall	15 min.
Wärmebrücke	Wärmespeicher	3,80	ok	Intervall	15 min.
Bainmarie	Wärmespeicher	2,00	ok	Intervall	15 min.
Gästesaunen	Wärmespeicher	30,00	ok	Intervall	15 min.
<b>Summe Wärmespeicher</b>					
<b>Summe alle</b>					

Die beiden nachfolgenden Tabellen (siehe Tab. 35, Tab. 36) zeigen exemplarisch die Darstellung positiver und negativer Flexibilität für verschiedene Verbrauchergruppen wie sie auch teilweise in der Untersuchung im Salzburger Land vorkamen. In der linken Spalte sind verschiedene Verbrauchergruppen mit Zwischensummen aufgelistet. Die oberen Spaltenbeschriftungen stellen die 1-Stunden-Zeiträume (01h-24h) dar. Die verschiedenen Zahlwerte der Verbrauchergruppen und 1-Stunden-Zeiträume sind in kW erfasst.

**Tab. 35 Beispiel für die Darstellung positiver Flexibilität (Last mindestens einmal in 24h innerhalb eines 1-Stunden-Zeitraums für mindestens 15 Minuten ab- bzw. nicht einschaltbar), Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013**

Verbraucher	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Verbundkühlung	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
Kühlpult	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Gemüse Kühlzelle	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Fleisch Kühlzelle	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Tiefkühlzelle	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
<b>Summe Kältespeicher</b>	<b>13,5</b>																							
Wäscherei - Waschmaschine								9,35	9,35	9,35	9,35	9,35	9,35	9,35	9,35									
Wäscherei - Trockner								9,35	9,35	9,35	9,35	9,35	9,35	9,35	9,35									
Wäscherei - Bügelmaschine								11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9									
<b>Summe flexible Verbraucher</b>	<b>0</b>	<b>30,6</b>	<b>0</b>																					
Wärmeschrank	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2														3,2	3,2	3,2	3,2
Wärmebrücke								3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
Bainmarie								2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
Gästesaunen												30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	
<b>Summe Wärmespeicher</b>	<b>3,2</b>	<b>5,8</b>	<b>5,8</b>	<b>5,8</b>	<b>5,8</b>	<b>35,8</b>	<b>39</b>	<b>39</b>	<b>3,2</b>	<b>3,2</b>														
<b>Summe alle</b>	<b>16,7</b>	<b>49,9</b>	<b>49,9</b>	<b>49,9</b>	<b>49,9</b>	<b>79,9</b>	<b>79,9</b>	<b>79,9</b>	<b>79,9</b>	<b>49,3</b>	<b>49,3</b>	<b>49,3</b>	<b>49,3</b>	<b>49,3</b>	<b>52,5</b>	<b>52,5</b>	<b>16,7</b>	<b>16,7</b>						

**Tab. 36 Beispiel für die Darstellung negativen Flexibilität (Last mindestens einmal in 24h innerhalb eines 1-Stunden-zeitraums für mindestens 15 Minuten vorzeitig zuschaltbar), Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013**

Verbraucher	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
Verbundkühlung	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	
Kühlpult	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
Gemüse Kühlzelle	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
Fleisch Kühlzelle	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
Tiefkühlzelle	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
<b>Summe Kältespeicher</b>	<b>13,5</b>																								
Wäscherei - Waschmaschine																									
Wäscherei - Trockner																									
Wäscherei - Bügelmaschine																									
<b>Summe flexible Verbraucher</b>	<b>0</b>																								
Wärmeschrank	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2														3,2	3,2	3,2	3,2	
Wärmebrücke								3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8			
Bainmarie								2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2			
Gästesaunen												30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30			
<b>Summe Wärmespeicher</b>	<b>3,2</b>	<b>5,8</b>	<b>5,8</b>	<b>5,8</b>	<b>5,8</b>	<b>35,8</b>	<b>39</b>	<b>39</b>	<b>3,2</b>	<b>3,2</b>															
<b>Summe alle</b>	<b>16,7</b>	<b>19,3</b>	<b>19,3</b>	<b>19,3</b>	<b>19,3</b>	<b>49,3</b>	<b>52,5</b>	<b>52,5</b>	<b>16,7</b>	<b>16,7</b>															

Auf Basis der Erhebungen wurde für jeden Betrieb die Gesamt-Flexibilität grafisch dargestellt wie in Abb. 25 und Abb. 26. Die Darstellungen zeigen, welche Flexibilität (positiv oder negativ) maximal zu einem bestimmten Zeitpunkt (d.h. in einem 1-Stunden-Intervall) vorliegt. Sie zeigt nicht die Dynamik in dem Sinne, dass eine Flexibilität zu einem Zeitpunkt t ggf. nicht mehr vorliegt, wenn sie zu einem früheren Zeitpunkt bereits genutzt wurde.

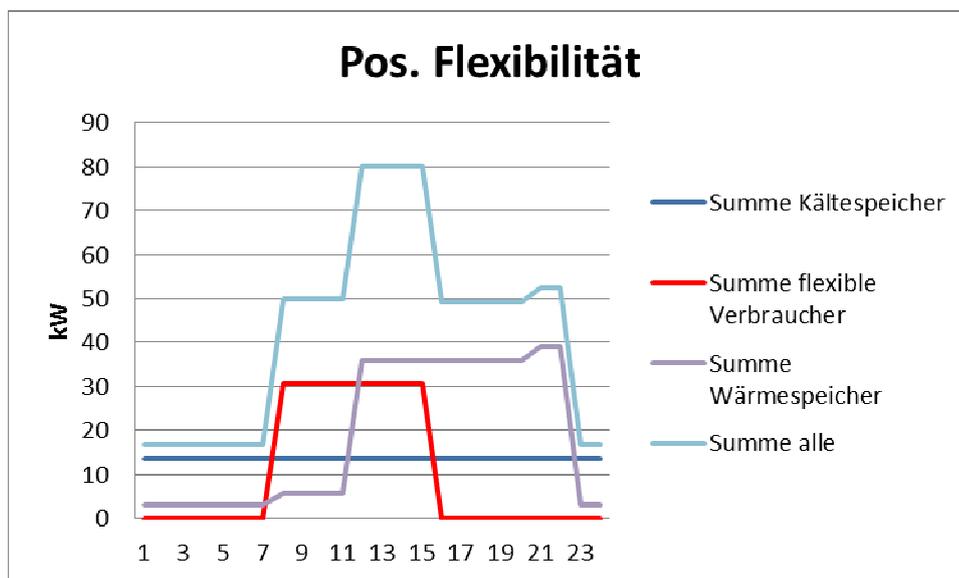


Abb. 25 Grafische Darstellung positiver Flexibilität (Last einmal abschaltbar innerhalb von 24 h für mind. 15 Minuten zum Zeitpunkt t), Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013

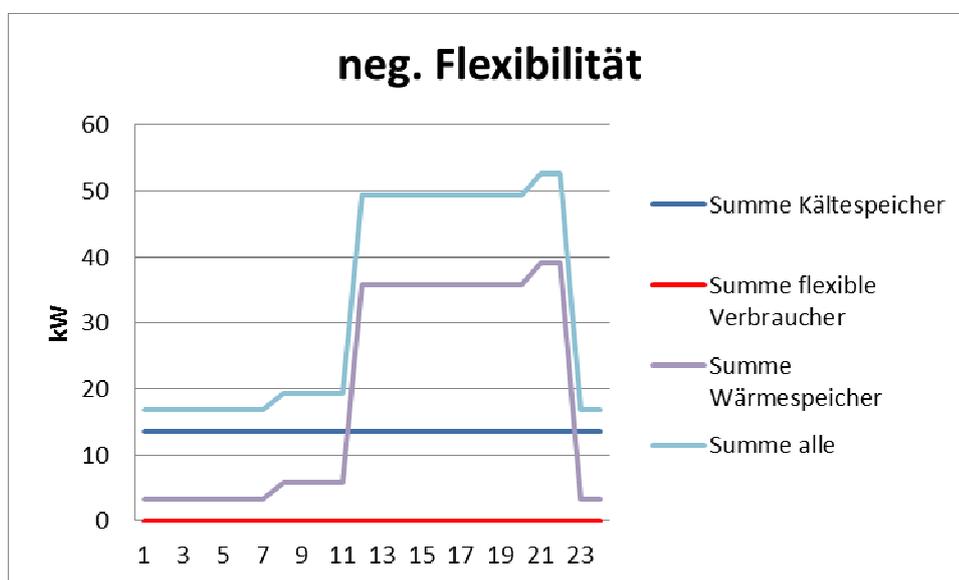


Abb. 26 Grafische Darstellung negativer Flexibilität (Last vorzeitig zuschaltbar innerhalb von 24 h für mind. 15 Minuten zum Zeitpunkt t), Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013

### 6.3 Modellbetriebe

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Vorortuntersuchungen in 21 Betrieben, sortiert nach Branchen, dargestellt. Die Detaildarstellungen können von B.A.U.M. Consult GmbH auf Wunsch bereitgestellt werden.

#### 6.3.1 Tourismus/Gastronomie

<b>Betrieb 1: Schlosshotel</b>	
Branche	Tourismus/Gastronomie
Beschreibung d. Betriebes	Wellnesshotel mit eigener Gastronomie, Sauna und Veranstaltungsräumen
Funktion Ansprechpartner im Betrieb	Inhaberin
Erwarteter Nutzen	Effizienz-Optimierung, Sicherheit, Gewinn, Kosten sparen, ökologisches Bewusstsein
Jahresverbrauch in kWh (2012)	240.196
Lastspitze kW (2012)	75
Präferiertes Geschäftsmodell	Tendenziell Marktausgleich: Abruf Flexibilität nach Anfrage, Vergütung nach Abruf
Energiemanagementsystem im Einsatz	Einzelverbrauchermessung (fortgeschritten), jeder Verbraucher messbar und steuerbar (0,5 Jahre alt) Sehr radikal in der Lastspitzenkappung
Aussagen zu Geschäftsmodellen	Ab 3.000 Euro Einsparung pro Monat wird es interessant
Aussagen zu gesetzlichen Rahmenbedingungen/ Regulierung	Interessiert an Förderung PV (für Eigenbedarf und Einspeisung ins Netz)
Aussagen zum Thema Elektromobilität	Keine
Weitere Anregungen für die Untersuchung/Umsetzung	Auf den Anbieter des Lastmanagementsystems zugehen und nach externer Schnittstelle fragen
An Pilotphase interessiert 1 (sehr) – 5 (überhaupt nicht)	4 (keine Ressourcen)
Betrieb geeignet für	Steuerung über EMS

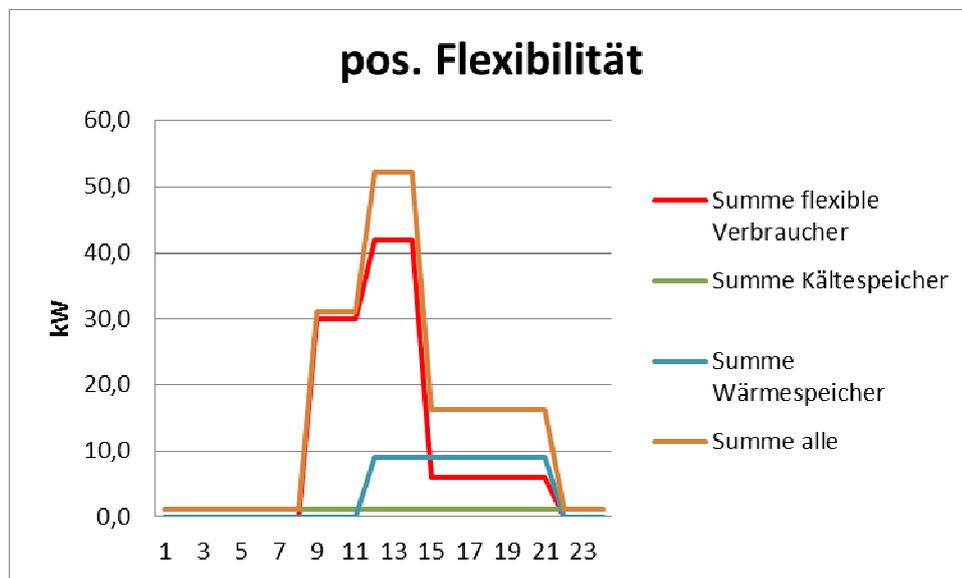


Abb. 27 Grafische Darstellung der positiven Flexibilität in Betrieb 1 Schlosshotel (Last einmal abschaltbar innerhalb von 24 h für mind. 15 Minuten zum Zeitpunkt t), Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013

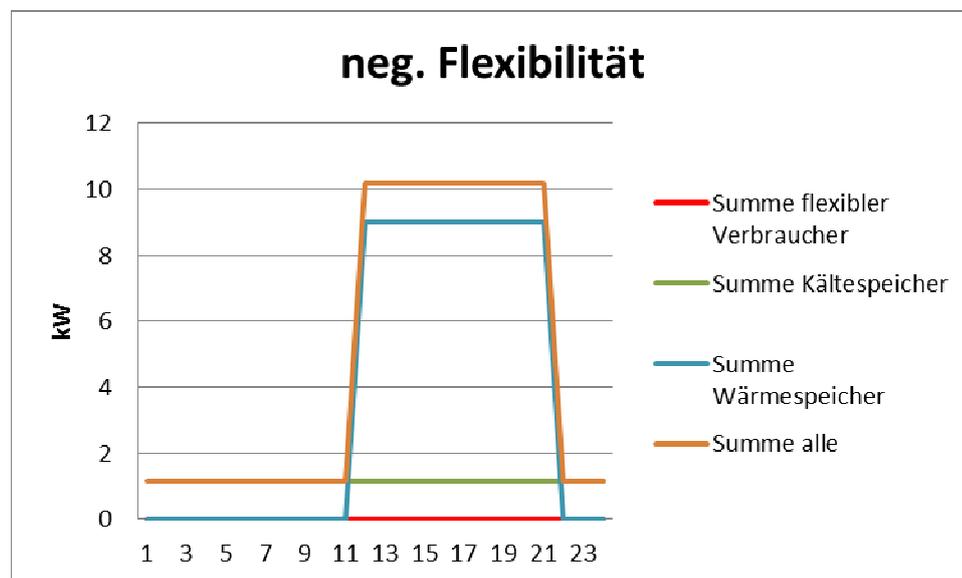


Abb. 28 Grafische Darstellung der negativen Flexibilität in Betrieb 1 Schlosshotel (Last mindestens einmal zuschaltbar innerhalb von 24 h für mind. 15 Minuten zum Zeitpunkt t), Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013

Betrieb 2 - Kurhotel	
Branche	Tourismus/Gastronomie
Beschreibung d. Betriebes	Wellnesshotel mit Sauna
Funktion Ansprechpartner im Betrieb	Facility Manager
Erwarteter Nutzen	Effizienz-Optimierung, Reputation (grünes Image), technikbegeistert, Sicherheit, Kosten sparen
Jahresverbrauch in kWh (2011)	416.334
Lastspitze in kW (2012)	113
Präferiertes Geschäftsmodell	Zu unkonkret
Energiemanagementsystem im Einsatz	Lastspitzenkappung (einfach)
Aussagen zu Geschäftsmodellen	Vergleicht es mit Investitionen zur Energieeffizienz: „10% Einsparung Energiekosten pro Jahr, ROI der Investitionen nach 3 Jahren“
Aussagen zu gesetzlichen Rahmenbedingungen/Regulierung	Für die Lastregelung des Schwimmbades (Wassertausch) muss die Gesundheitsbehörde zustimmen
Aussagen zum Thema Elektromobilität	Anschaffung unwahrscheinlich
Weitere Anregungen für die Untersuchung/Umsetzung	<p>Batteriebetriebene Geräte werden oft in Betrieben mit Bedürfnis nach Ruhe und reiner Luft verwendet, Golfwagen, elektrische Gartengeräte etc.</p> <p>Kühlgeräte schwierig für die Lastverschiebung im Hauptbetrieb, wenn viele Leute rein und rausgehen</p> <p>Für die Umsetzung lokale Elektriker einsetzen</p> <p>Für Hotels den Einkaufsverband (Hogast) einsetzen</p>
An Pilotphase interessiert 1 (sehr) – 5 (überhaupt nicht)	3 („lieber zweiter sein“)
Betrieb geeignet für	Steuerung über EMS

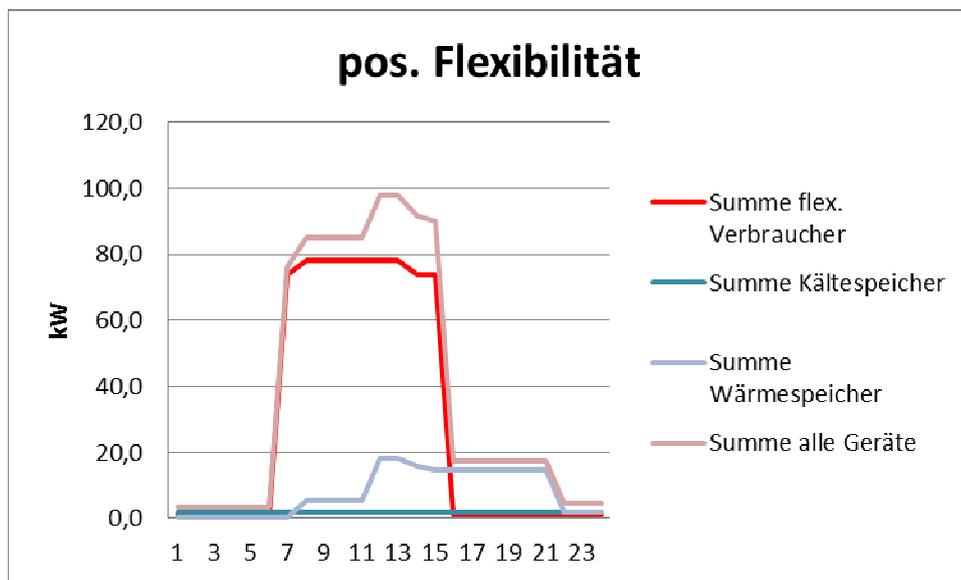


Abb. 29 Positive Flexibilität in Betrieb 2 Kurhotel (Last mindestens einmal abschaltbar innerhalb von 24 h für mind. 15 Minuten zum Zeitpunkt t), Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013

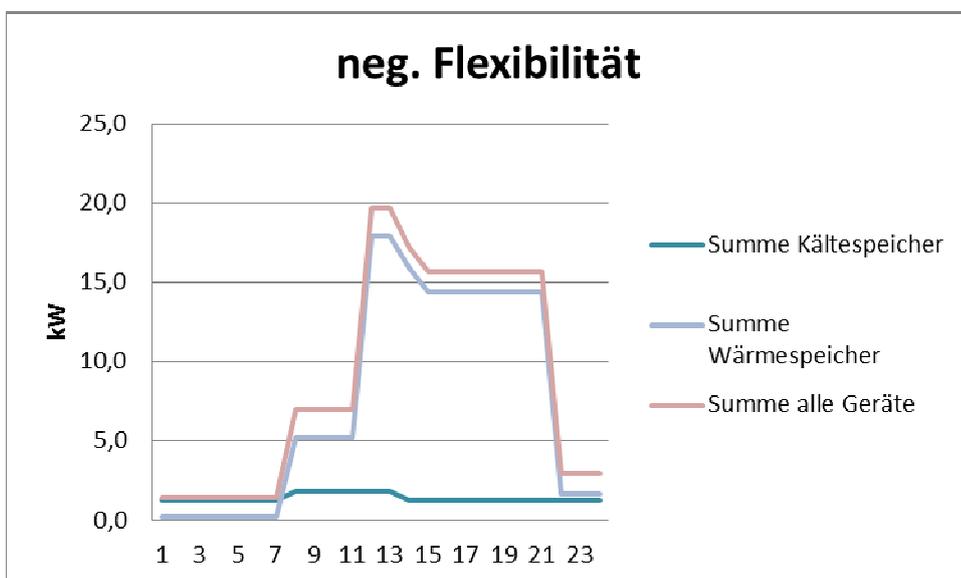


Abb. 30 Negative Flexibilität in Betrieb 2 Kurhotel (Last mindestens einmal zuschaltbar innerhalb von 24 h für mind. 15 Minuten zum Zeitpunkt t), Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013

<b>Betrieb 3 - Berghotel</b>	
Branche	Tourismus/Gastronomie
Beschreibung d. Betriebes	Berghotel mit Wellness
Funktion Ansprechpartner im Betrieb	Inhaber
Erwarteter Nutzen	Effizienz-Optimierung, Reputation (grünes Image), technikbegeistert, Gewinn, ökologisches Bewusstsein
Jahresverbrauch in kWh (2012)	288.335
Lastspitze in kW (2012)	137
Präferiertes Geschäftsmodell	Marktausgleich: Abruf Flexibilität nach Anfrage, Vergütung nach Abruf
Energiemanagementsystem im Einsatz	Einzelverbrauchermessung und -steuerung (fortgeschritten), Gebäudemanagement Beckhoff
Aussagen zu Geschäftsmodellen	Vergleicht es mit Investitionen zur Energieeffizienz
Aussagen zu gesetzlichen Rahmenbedingungen/Regulierung	Für die Lastregelung des Schwimmbades (Wassertausch) muss die Gesundheitsbehörde zustimmen, verbesserte Förderung von PV-Anlagen
Aussagen zum Thema Elektromobilität	keine
Weitere Anregungen für die Untersuchung/Umsetzung	Steuerung auf jeden Fall über bestehendes Gebäudemanagement
An Pilotphase interessiert 1 (sehr) – 5 (überhaupt nicht)	1
Betrieb geeignet für	Steuerung über EMS

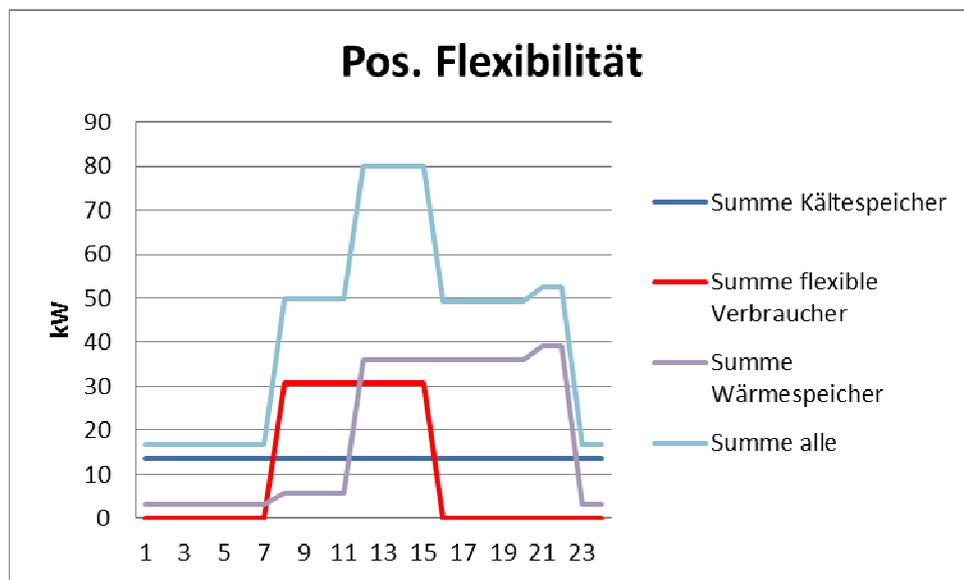


Abb. 31 Positive Flexibilität in Betrieb 3 Berghotel (Last mindestens einmal abschaltbar innerhalb von 24 h für mind. 15 Minuten zum Zeitpunkt t), Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013

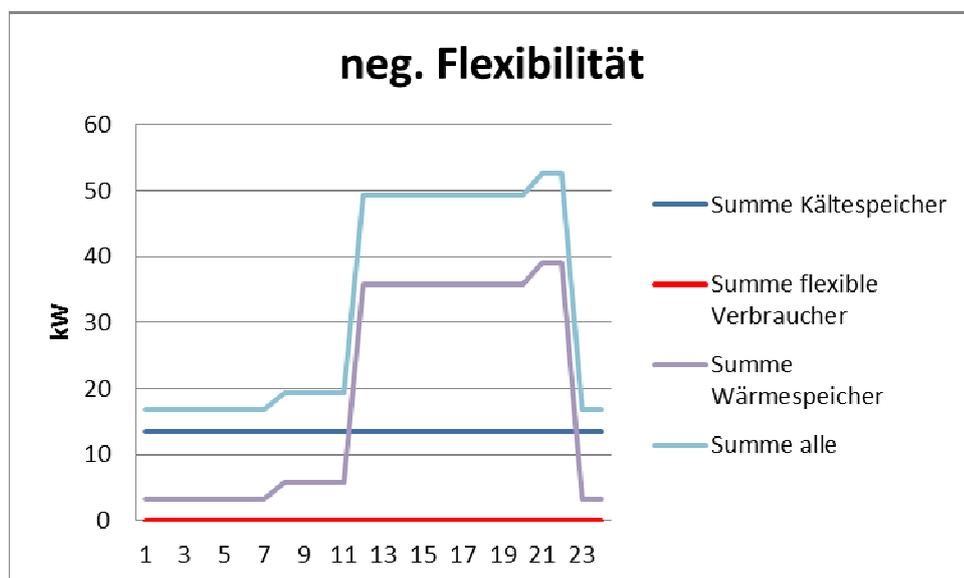


Abb. 32 Negative Flexibilität in Betrieb 3 Berghotel (Last mindestens einmal zuschaltbar innerhalb von 24h für mind. 15 Minuten zum Zeitpunkt t), Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013

<b>Betrieb 4- Feriengut &amp; Hotel</b>	
Branche	Tourismus/Gastronomie
Beschreibung d. Betriebes	Hotel, 35 Mitarbeiter/167 Betten
Funktion Ansprechpartner im Betrieb	Geschäftsführer
Erwarteter Nutzen	Effizienz-Optimierung, Reputation (grünes Image), technikbegeistert, Kosten sparen, ökolog. Bewusstsein
Jahresverbrauch in kWh (2012)	459.536
Lastspitze in kW (2012)	145
Präferiertes Geschäftsmodell	Marktausgleich: Abruf Flexibilität nach Anfrage, Vergütung nach Abruf
Energiemanagementsystem im Einsatz	Einzelverbrauchermessung und -steuerung (fortgeschritten)
Aussagen zu Geschäftsmodellen	<p>Für den Betrieb ist wichtig selbst so flexibel wie möglich zu bleiben. Es muss Spielraum bleiben um auf kurzfristige Kundenwünsche reagieren zu können.</p> <p>Amortisation von Anschaffung soll zumindest in 5 Jahren erreicht sein, ein wichtiger Motivator ist die Energiekostensenkung.</p> <p>Ein Geschäftsmodell soll die Ist-Situation nicht komplizierter und aufwändiger für den Anwender machen, Transparenz ist wichtig.</p>
Aussagen zu gesetzlichen Rahmenbedingungen/Regulierung	Umwälzung Schwimmbad gemäß Hygieneanforderung muss gewährleistet werden (3 Pumpen im Einsatz. Vorstellbar ist eine tlw. Reduktion auf 1 oder 2 Pumpen), Lüftung in der Küche darf gemäß Arbeitnehmerschutz nicht abgeschaltet werden
Aussagen zum Thema Elektromobilität	Mehrere Elektrofahrräder im Sommer im Einsatz, E-Mobilität auf Grund der geographischen Gegebenheiten nicht denkbar
An Pilotphase interessiert 1 (sehr) – 5 (überhaupt nicht)	1
Betrieb geeignet für	Steuerung über EMS

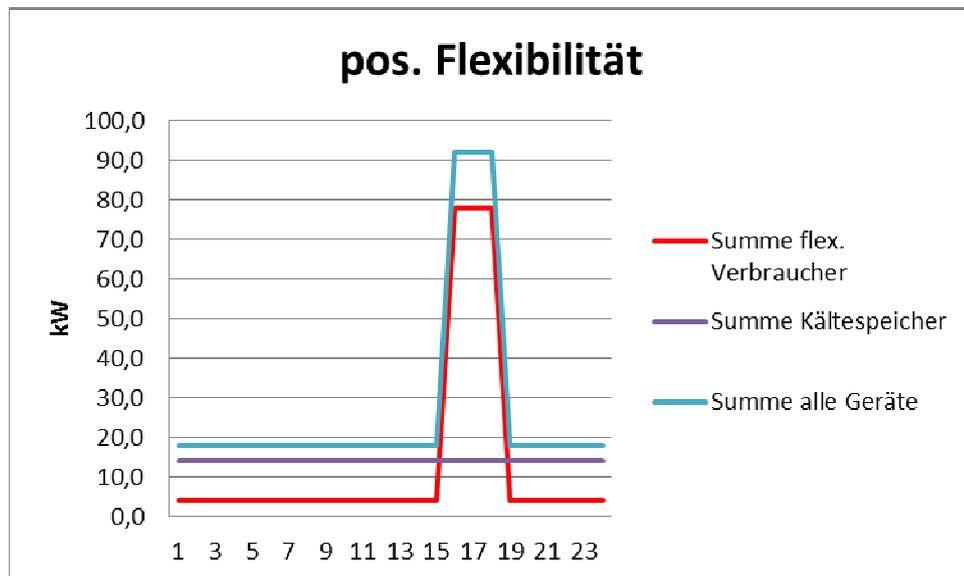


Abb. 33 Positive Flexibilität in Betrieb 4 Feriengut & Hotel (Last mindestens einmal abschaltbar innerhalb von 24h für mind. 15 Minuten zum Zeitpunkt t), Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013

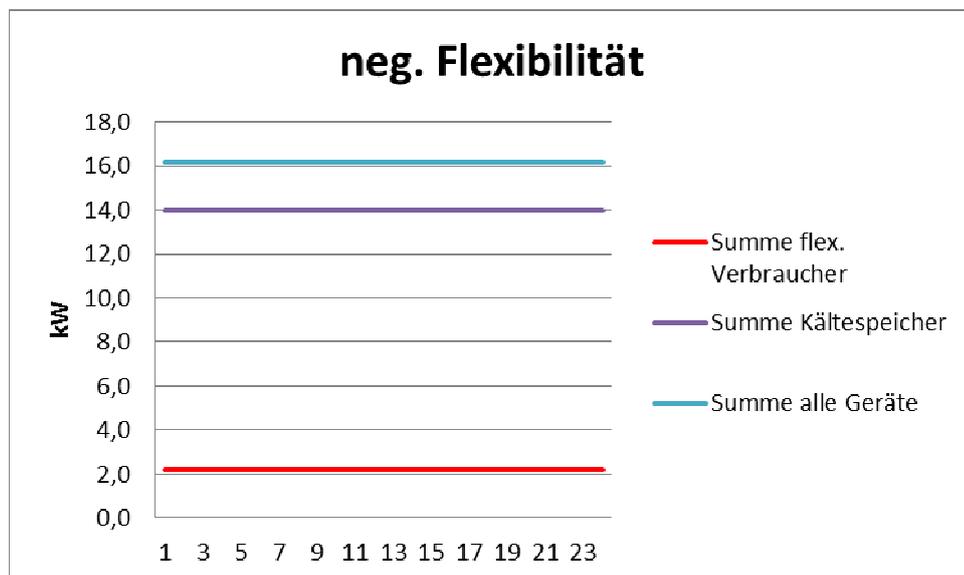


Abb. 34 Negative Flexibilität in 4 Betrieb Feriengut & Hotel (Last mindestens einmal zuschaltbar innerhalb von 24h für mind. 15 Minuten zum Zeitpunkt t), Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013

<b>Betrieb 5 - Jugendwohnheim</b>	
Branche	Tourismus/Gastronomie
Beschreibung d. Betriebes	Jugendwohnheim mit Seminarbetrieb
Funktion Ansprechpartner im Betrieb	Assistent der Geschäftsführung
Erwarteter Nutzen	Effizienz-Optimierung, Kosten sparen, ökologisches Bewusstsein
Jahresverbrauch in kWh (2012)	333.509
Lastspitze in kW (2012)	121
Präferiertes Geschäftsmodell	Regelleistung: Flexibilität wird garantiert, Bereitstellung und Abruf werden vergütet
Energiemanagementsystem im Einsatz	Einzelverbrauchermessung und -steuerung (fortgeschritten), Prioritätenstufen - Kappung der Lasten für Kühlung in den Büroräumen (dezentrale Klimageräte) zuerst, danach Klimaanlage in den Seminarräumen
Aussagen zu Geschäftsmodellen	Gegenwert als Anreiz schaffen; z.B.: Stromtankstelle oder Unterstützung bei Installation einer PV-Anlage (Investitionsförderung), Bereitstellen von E-Fahrzeugen
Aussagen zu gesetzlichen Rahmenbedingungen/Regulierung	Keine
Aussagen zum Thema Elektromobilität	Derzeit 2 Fahrzeuge für Auslieferung von Mahlzeiten an Kunden in Salzburg im Einsatz
Weitere Anregungen für die Untersuchung/Umsetzung	
An Pilotphase interessiert 1 (sehr) – 5 (überhaupt nicht)	4
Betrieb geeignet für	Steuerung über EMS

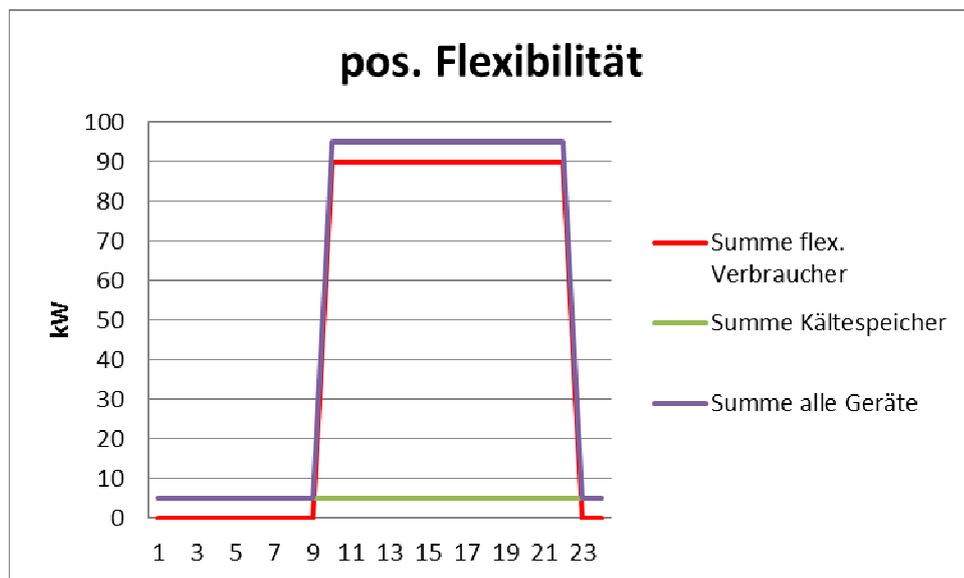


Abb. 35 Positive Flexibilität in Betrieb 5 Jugendwohnheim (Last mindestens einmal abschaltbar innerhalb von 24h für mind. 15 Minuten zum Zeitpunkt t), Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013

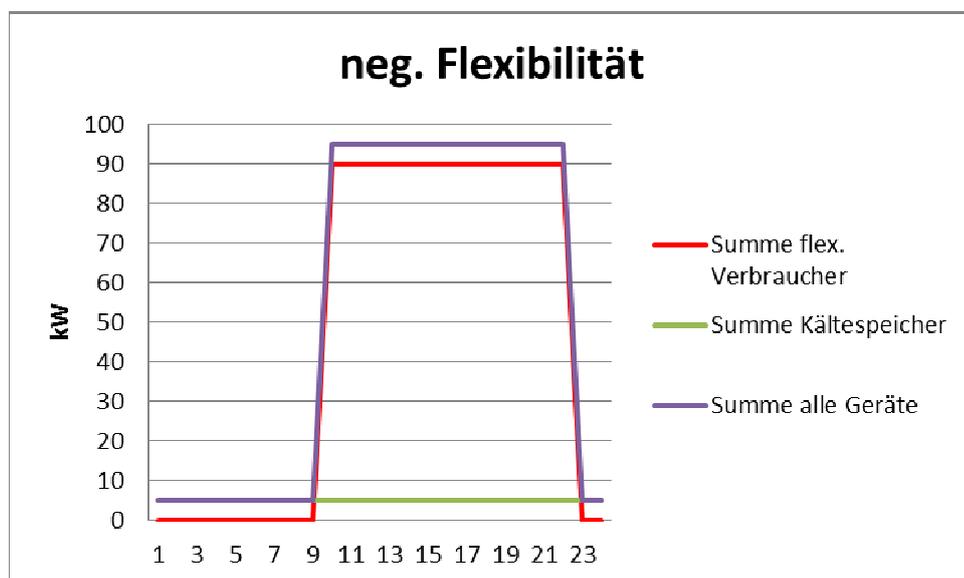
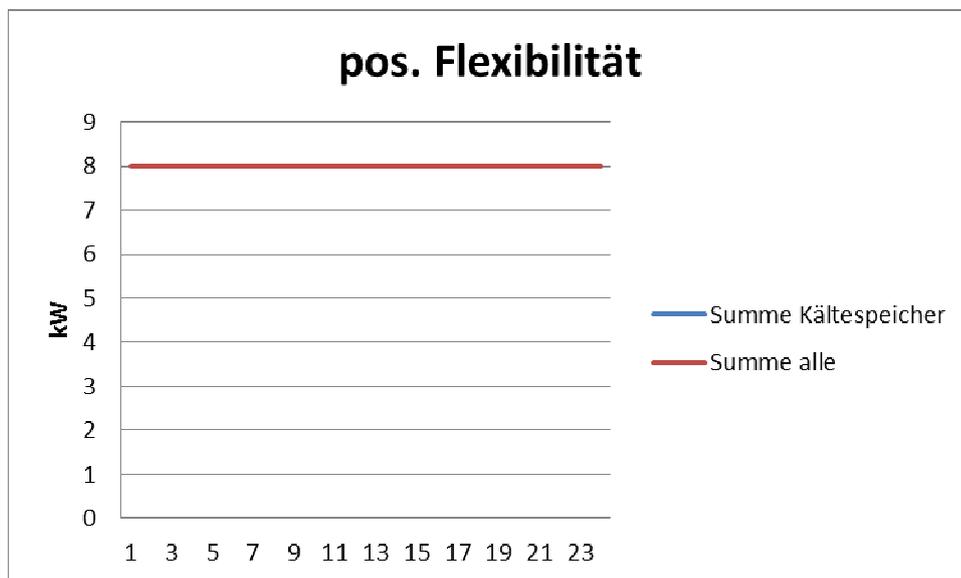
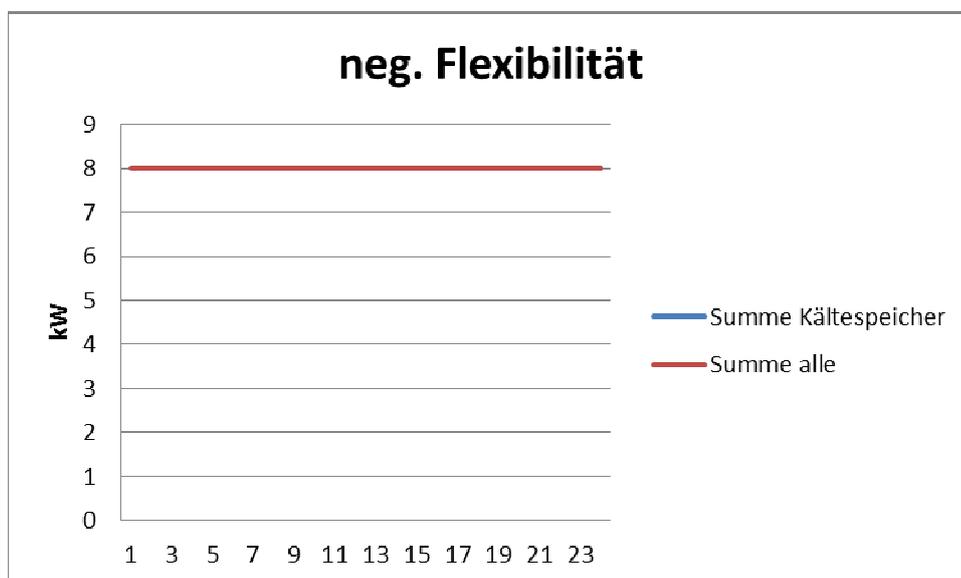


Abb. 36 Negative Flexibilität in Betrieb 5 Jugendheim (Last mindestens einmal zuschaltbar innerhalb von 24h für mind. 15 Minuten zum Zeitpunkt t), Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH, 2013 B.A.U.M. Consult GmbH 2013

<b>Betrieb 6 - Gastronomiebetrieb mit kleiner Brauerei</b>	
Branche	Tourismus/Gastronomie
Beschreibung d. Betriebes	Szenewirtschaft, Veranstaltungsräume
Funktion Ansprechpartner im Betrieb	Geschäftsführer
Erwarteter Nutzen	Effizienz-Optimierung, Reputation, ökologisches Bewusstsein, Partizipation
Jahresverbrauch in kWh (2012)	406.434
Lastspitze in kW (2012)	107
Präferiertes Geschäftsmodell	Marktausgleich: Abruf Flexibilität nach Anfrage, Vergütung nach Abruf
Energiemanagementsystem im Einsatz	nein
Aussagen zu Geschäftsmodellen	Keine spezifischen, sieht es als Maßnahme für Umweltschutz, muss sich irgendwie rechnen
Aussagen zu gesetzlichen Rahmenbedingungen/Regulierung	keine
Aussagen zum Thema Elektromobilität	keine
Weitere Anregungen für die Untersuchung/Umsetzung	
An Pilotphase interessiert 1 (sehr) – 5 (überhaupt nicht)	1
Betrieb geeignet für	Steuerung einzelner Verbraucher (einfach)



**Abb. 37 Positive Flexibilität in Betrieb 6 Gastronomiebetrieb mit kleiner Brauerei (Last mindestens einmal abschaltbar innerhalb von 24h für mind. 15 Minuten zum Zeitpunkt t), Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013**



**Abb. 38 Negative Flexibilität in Betrieb 6 Gastronomiebetrieb mit kleiner Brauerei (Last mindestens einmal anschaltbar innerhalb von 24h für mind. 15 Minuten zum Zeitpunkt t), Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013**

Betrieb 7 - <i>Gutbürgerliches Gasthaus</i>	
Branche	Tourismus/Gastronomie
Beschreibung d. Betriebes	Gastronomie, 20 Mitarbeiter/180 Sitzplätze
Funktion Ansprechpartner im Betrieb	Pächter
Erwarteter Nutzen	Effizienz-Optimierung, Sicherheit, technikbegeistert, Kosten sparen
Jahresverbrauch in kWh (2012)	185.203
Lastspitze in kW (2012)	64
Präferiertes Geschäftsmodell	Zu unkonkret
Energiemanagementsystem im Einsatz	Einfaches Lastmanagement installiert, jedoch überaltert und NICHT im Einsatz
Aussagen zu Geschäftsmodellen	Die Lastabschaltung muss nicht unbedingt Gewinn abwerfen. Wenn es den Tagesablauf nicht stört und keine Zusatzkosten entstehen, kann der Energieversorger ruhig abschalten. Abbildung in der Gesamtrechnung so transparent und nachvollziehbar wie möglich.
Aussagen zu gesetzlichen Rahmenbedingungen/Regulierung	Amtliche Lebensmittelaufsicht verlangt dokumentierte Aufzeichnungen der Kühlzeiten bei ihren Kontrollen. Diese werden von der Regelung der Kühlgeräte automatisch ausgeworfen. Problem wenn die erforderlichen Grenzwerte durch Lastabschaltung überschritten werden.
Aussagen zum Thema Elektromobilität	keine
Weitere Anregungen für die Untersuchung/Umsetzung	
An Pilotphase interessiert 1 (sehr) – 5 (überhaupt nicht)	3
Betrieb geeignet für	Steuerung einzelner Verbraucher (einfach)

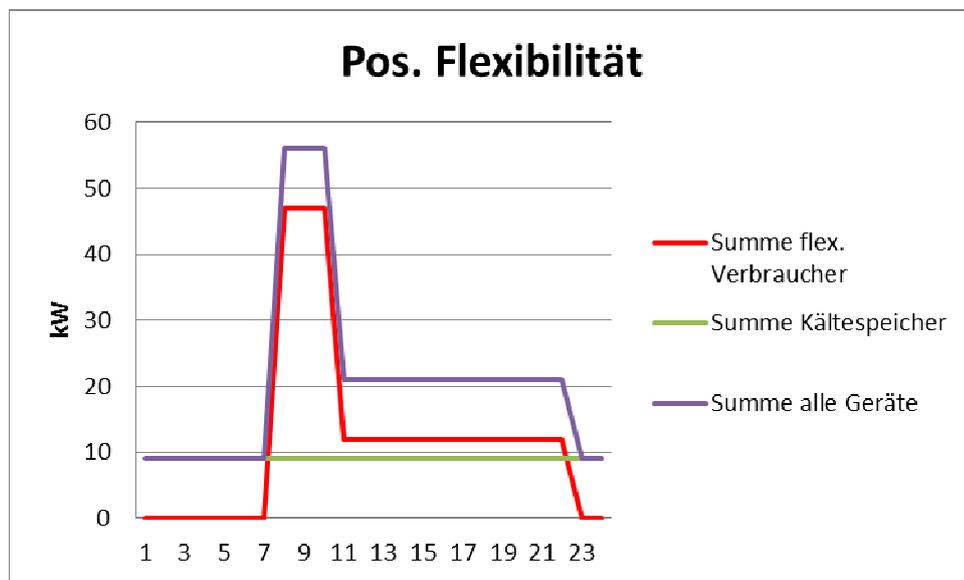


Abb. 39 Positive Flexibilität in Betrieb 7 Gutbürgerliches Gasthaus (Last mindestens einmal abschaltbar innerhalb von 24h für mind. 15 Minuten zum Zeitpunkt t), Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013

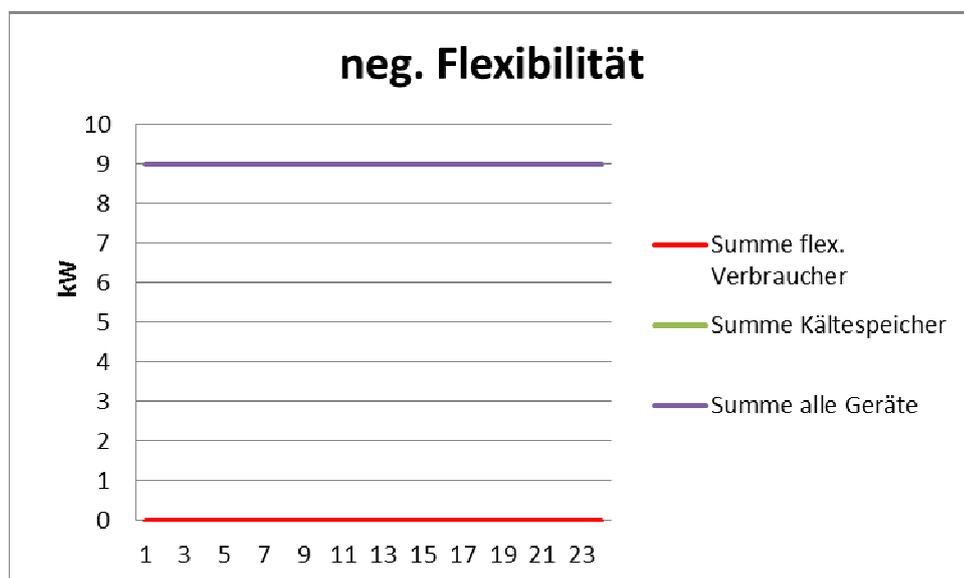


Abb. 40 Negative Flexibilität in Betrieb 7 Gutbürgerliches Gasthaus (Last mindestens einmal zuschaltbar innerhalb von 24 h für mind. 15 Minuten zum Zeitpunkt t), Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013

## 6.3.2 Handel

Betrieb 8 - <i>Großhandel und Warenlogistik</i>	
Branche	Handel
Beschreibung d. Betriebes	Logistikzentrum (eine von mehreren Zentren europa- weit)
Funktion Ansprechpartner im Be- trieb	Facility Management
Erwarteter Nutzen	Effizienz-Optimierung, Reputation (gegenüber Konzern- leitung) technikbegeistert, Kosten sparen, Partizipation
Jahresverbrauch in kWh (2012)	774.880
Lastspitze in kW (2012)	270
Präferiertes Geschäftsmodell	Marktausgleich: Abruf Flexibilität nach Anfrage, Vergü- tung nach Abruf
Energiemanagementsystem im Einsatz	Einzelverbrauchermessung und –steuerung (alt, Neu- anschaffung in Erwägung gezogen)
Aussagen zu Geschäftsmodellen	Konzernspitze hat CO2-Reduzierung ausgerufen. Ta- rifmodell mit Gutschriften und Flexibilitätszielen präfe- riert. Keine Strafen.
Aussagen zu gesetzlichen Rah- menbedingungen/Regulierung	keine
Aussagen zum Thema Elektro- mobilität	Intern (Stapler etc.)
Weitere Anregungen für die Un- tersuchung/Umsetzung	Photovoltaik als Eigennutzung geplant, Pressen (Groß- verbraucher) auch auf Anfrage flexibel einsetzbar, Heiz- stäbe von Produktionsmaschinen flexibel
An Pilotphase interessiert 1 (sehr) – 5 (überhaupt nicht)	1
Betrieb geeignet für	Steuerung über EMS

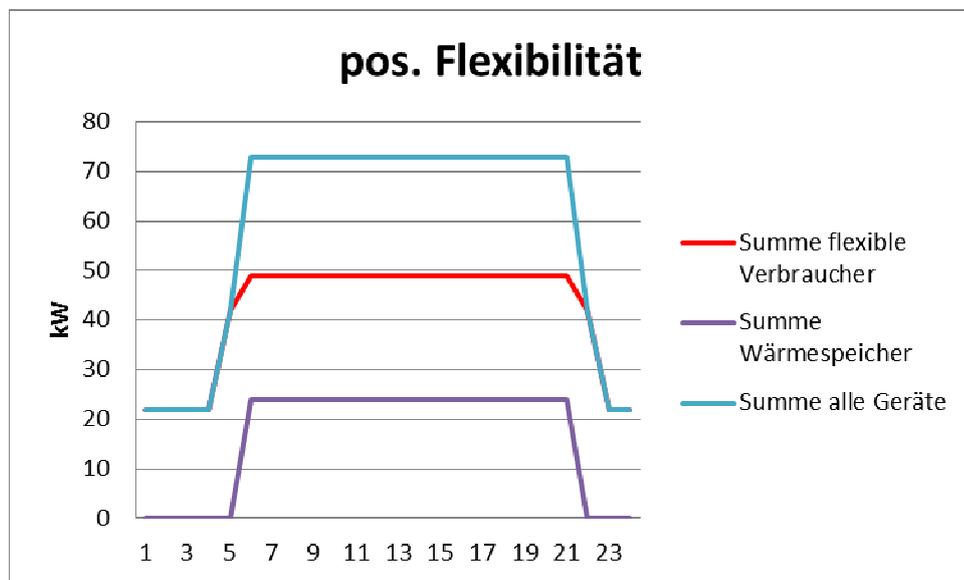


Abb. 41 Positive Flexibilität in Betrieb 8 Großhandel und Warenlogistik (Last mindestens einmal abschaltbar innerhalb von 24h für mind. 15 Minuten zum Zeitpunkt t), Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013

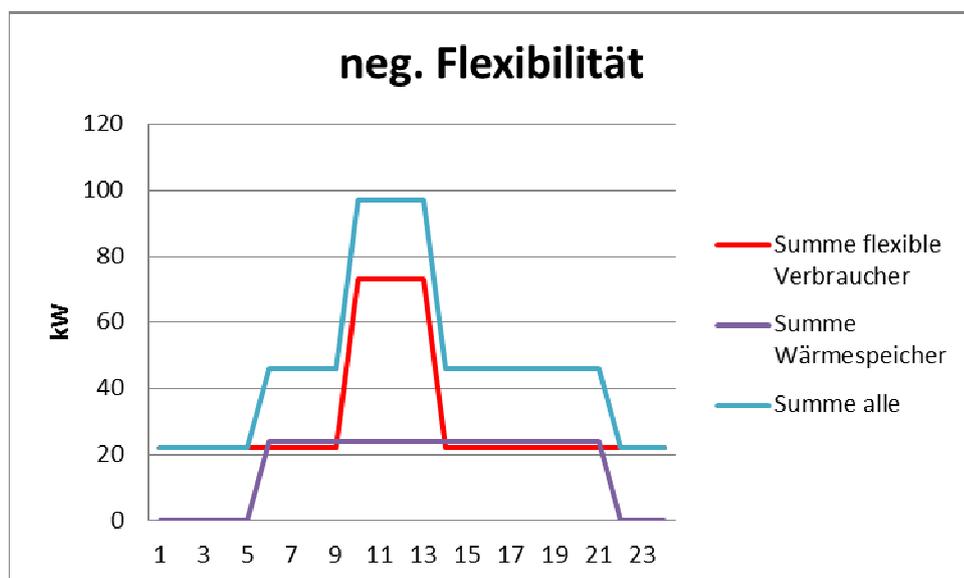
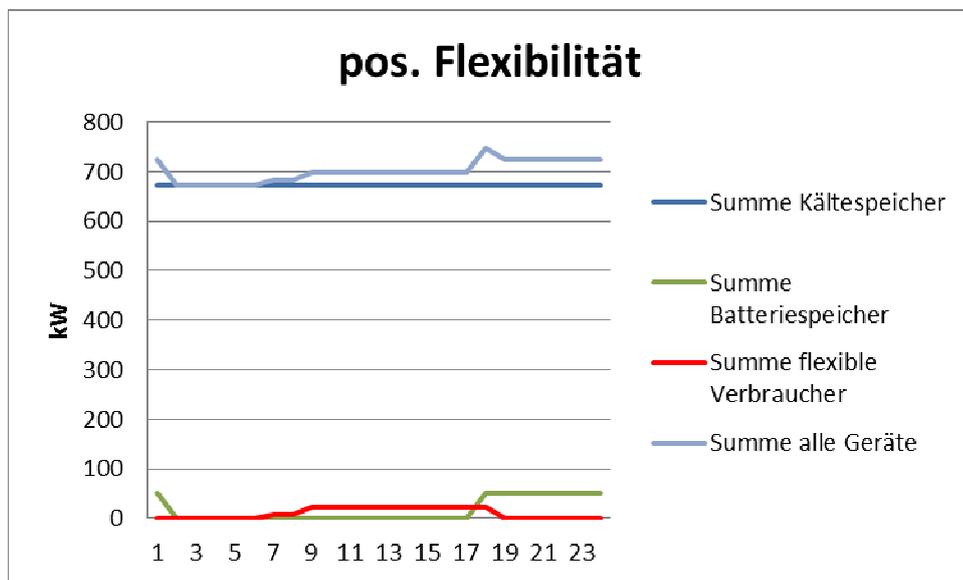
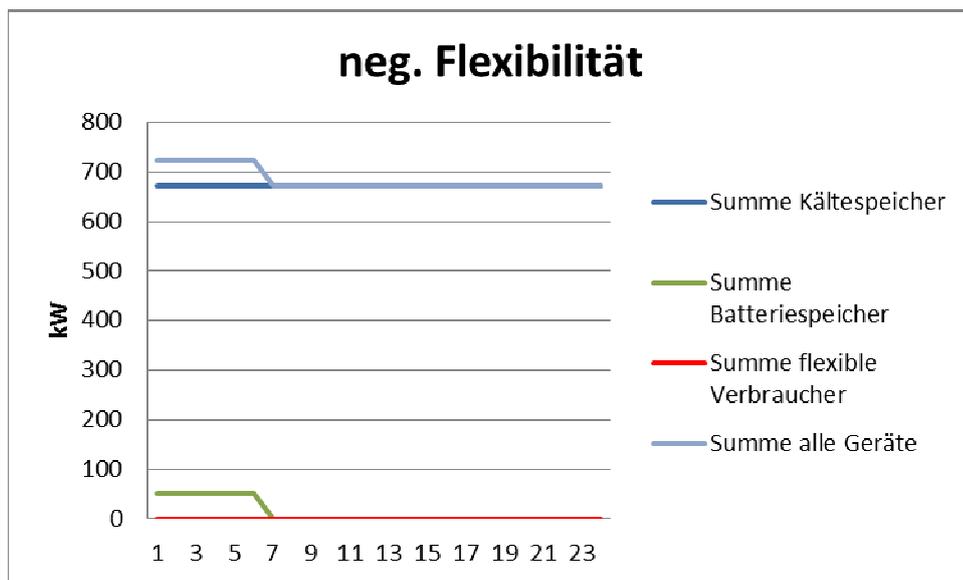


Abb. 42 Negative Flexibilität in Betrieb 8 Großhandel und Warenlogistik (Last mindestens einmal zuschaltbar innerhalb von 24h für mind. 15 Minuten zum Zeitpunkt t), Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013

<b>Betrieb 9 - Lebensmittel Großhandel</b>	
Branche	Handel
Beschreibung d. Betriebes	Großmarkt (eine von 8 Märkten in Österreich)
Funktion Ansprechpartner im Betrieb	Haustechnik und EDV
Erwarteter Nutzen	Effizienz-Optimierung, technikbegeistert, Kosten sparen, Partizipation
Jahresverbrauch in kWh (2012)	3.117.060
Lastspitze in kW (2012)	734
Präferiertes Geschäftsmodell	Marktausgleich: Abruf Flexibilität nach Anfrage, Vergütung nach Abruf
Energiemanagementsystem im Einsatz	Einzelverbrauchermessung und –steuerung, mit Zähler gekoppelt, Reihen von Verbrauchern werden abgeschaltet (Duomex)
Aussagen zu Geschäftsmodellen	Keine, Geschäftsleitung offen gegenüber Thema Energieeffizienz
Aussagen zu gesetzlichen Rahmenbedingungen/Regulierung	Keine
Aussagen zum Thema Elektromobilität	Intern (Stapler etc.) und Poolcars als Pilot
Weitere Anregungen für die Untersuchung/Umsetzung	Bei Erfolg Roll-out in allen Märkten denkbar
An Pilotphase interessiert 1 (sehr) – 5 (überhaupt nicht)	1
Betrieb geeignet für	Steuerung über EMS



**Abb. 43 Positive Flexibilität in Betrieb 9 Lebensmittelgroßhandel (Last mindestens einmal abschaltbar innerhalb von 24h für mind. 15 Minuten zum Zeitpunkt t), Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013**



**Abb. 44 Negative Flexibilität in Betrieb 9 Lebensmittelgroßhandel (Last mindestens einmal zuschaltbar innerhalb von 24h für mind. 15 Minuten zum Zeitpunkt t), Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013**

<b>Betrieb 10 - Lebensmittel Einzelhandel, Filialbetrieb</b>	
Branche	Handel
Beschreibung d. Betriebes	Supermärkte, Filialbetrieb (Zahlen für Österreich) Groß: 3 (122) Filialen, klein: 3 (1000) Filialen, 7-8 Logistikzentren, 2 Standorte Fleischzerlegung
Funktion Ansprechpartner im Betrieb	Energiemanagement
Erwarteter Nutzen	Effizienz-Optimierung, Reputation, Kosten sparen
Jahresverbrauch in kWh (2012)	791.235 (groß) 288.736 (klein)
Lastspitze in kW (2012)	285 (groß), 97 (klein)
Präferiertes Geschäftsmodell	Zu unkonkret
Energiemanagementsystem im Einsatz	Einzelverbrauchermessung und –steuerung in allen Filialen, zentrale Steuerung, bei großen Märkten Lastspitzensenkungen um 50kW erzielt
Aussagen zu Geschäftsmodellen	Mit Einkauf zu verhandeln, konkrete Aussagen notwendig, ROI nach 3-5 Jahren normalerweise
Aussagen zu gesetzlichen Rahmenbedingungen/Regulierung	Keine
Aussagen zum Thema Elektromobilität	Logistikzentren (Stapler etc.), Carsharing
Weitere Anregungen für die Untersuchung/Umsetzung	Auch Steuerung über Fahrpläne denkbar, Roll-out über alle Filialen denkbar, Marketingkampagne „Nachhaltigkeit“ einbinden
An Pilotphase interessiert 1 (sehr) – 5 (überhaupt nicht)	1 (mit konkretem Vorschlag)
Betrieb geeignet für	Steuerung über EMS

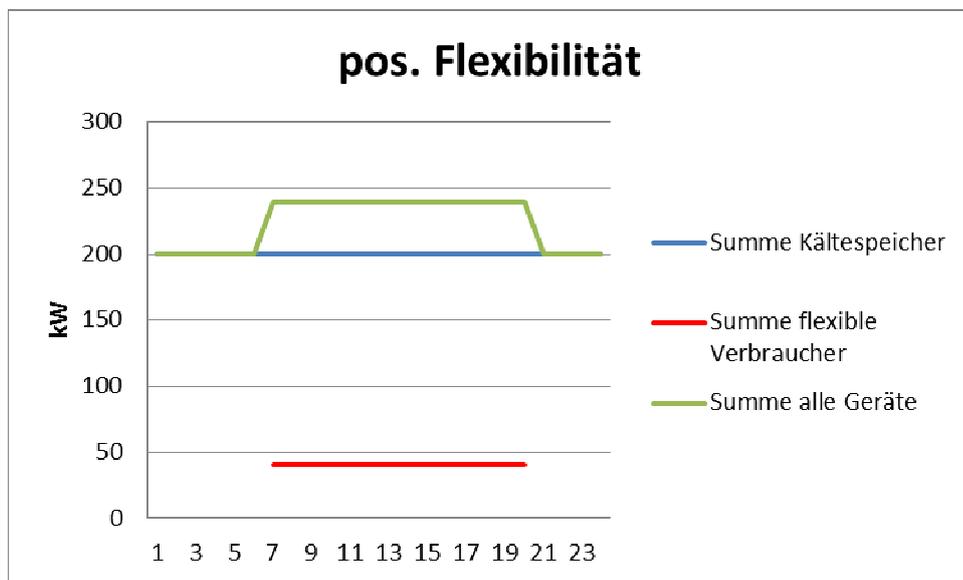


Abb. 45 Positive Flexibilität in Betrieb 10 Lebensmittel Einzelhandel, Filialbetrieb (Last mindestens einmal abschaltbar innerhalb von 24h für mind. 15 Minuten zum Zeitpunkt t), Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013

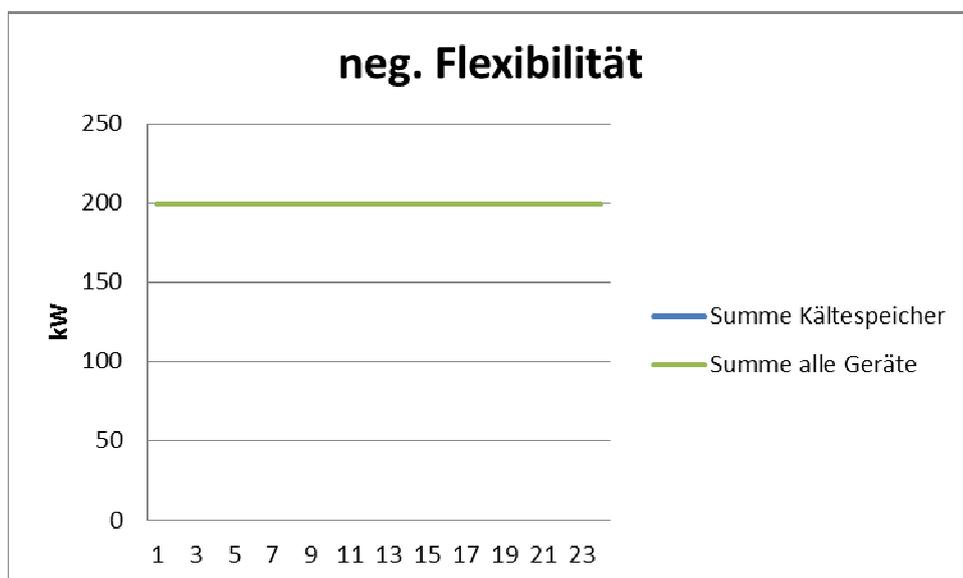


Abb. 46 Negative Flexibilität in Betrieb 10 Einzelhandel, Filialbetrieb (Last mindestens einmal zuschaltbar innerhalb von 24h für mind. 15 Minuten zum Zeitpunkt t), Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013

<b>Betrieb 11 - Lebensmittel Einzelhandel, Filialbetrieb</b>	
Branche	Handel
Beschreibung d. Betriebes	Supermärkte, Filialbetrieb (Zahlen für Österreich): 3 (500) Filialen
Funktion Ansprechpartner im Betrieb	Energiemanagement
Erwarteter Nutzen	Effizienz-Optimierung, Reputation, Kosten sparen
Jahresverbrauch in kWh (2012)	303.195
Lastspitze in kW (2012)	92
Präferiertes Geschäftsmodell	Zu unkonkret
Energiemanagementsystem im Einsatz	Einzelverbrauchermessung und –steuerung in allen Filialen, zentrale Steuerung, hochgradig eigenoptimiert
Aussagen zu Geschäftsmodellen	Wird ähnlich betrachtet wie Maßnahmen zur Energieeffizienz, sieht eher Fahrplan statt kurzfristige Flexibilität, interessiert an Förderung einer PV-Anlage
Aussagen zu gesetzlichen Rahmenbedingungen/Regulierung	Keine
Aussagen zum Thema Elektromobilität	Keine
Weitere Anregungen für die Untersuchung/Umsetzung	Sieht Bereitstellung von Flexibilität als Konkurrenz zur Eigenoptimierung, PV-Anlage geplant für „grüne“ Märkte zum Abfangen der Lastspitzen am Mittag. Laut eigener Aussage nur für Kühlanlagen geeignet (4 kW Verschiebepotenzial)
An Pilotphase interessiert 1 (sehr) – 5 (überhaupt nicht)	3 (aber mit konkretem Vorschlag für eine Filiale)
Betrieb geeignet für	Steuerung über EMS

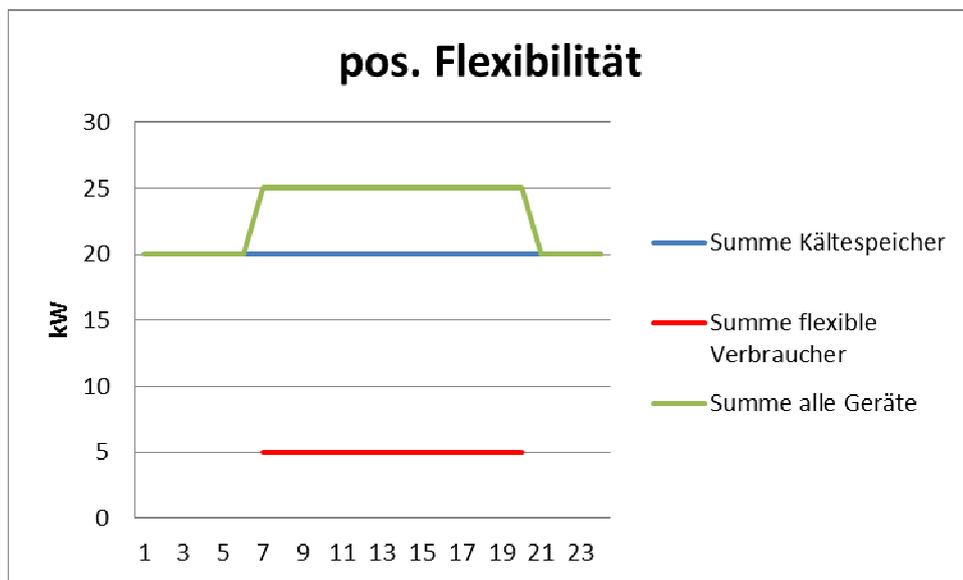


Abb. 47 Positive Flexibilität in Betrieb 11 Lebensmittel Einzelhandel Filialbetrieb (Last mindestens einmal abschaltbar innerhalb von 24h für mind. 15 Minuten zum Zeitpunkt t), Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013

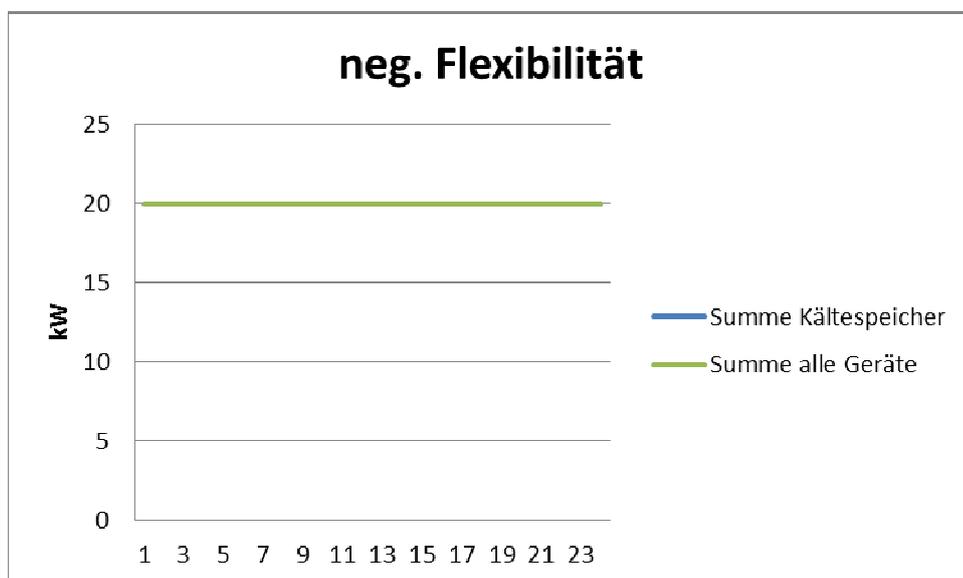
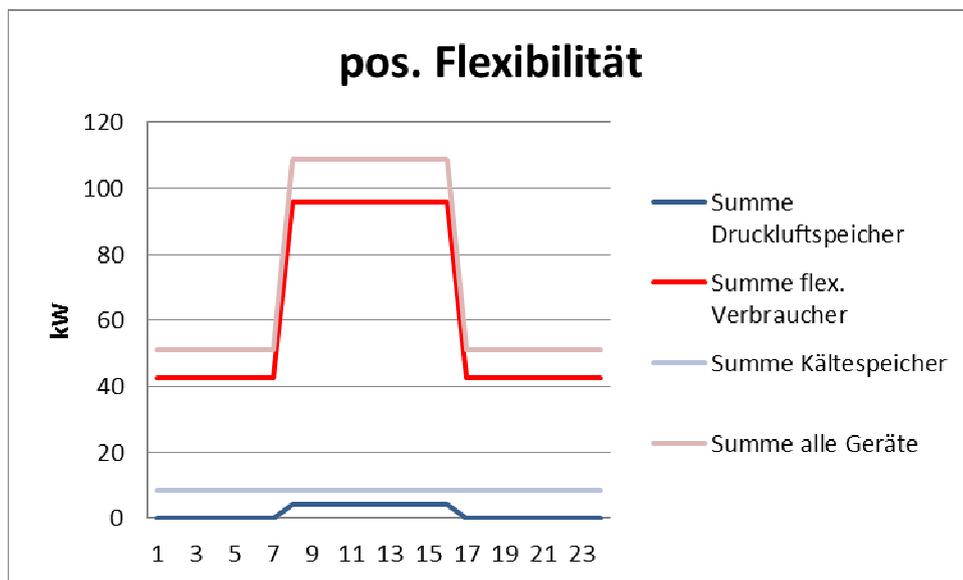


Abb. 48 Negative Flexibilität in Betrieb 11 Lebensmittel Einzelhandel Filialbetrieb (Last mindestens einmal zuschaltbar innerhalb von 24h für mind. 15 Minuten zum Zeitpunkt t), Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013

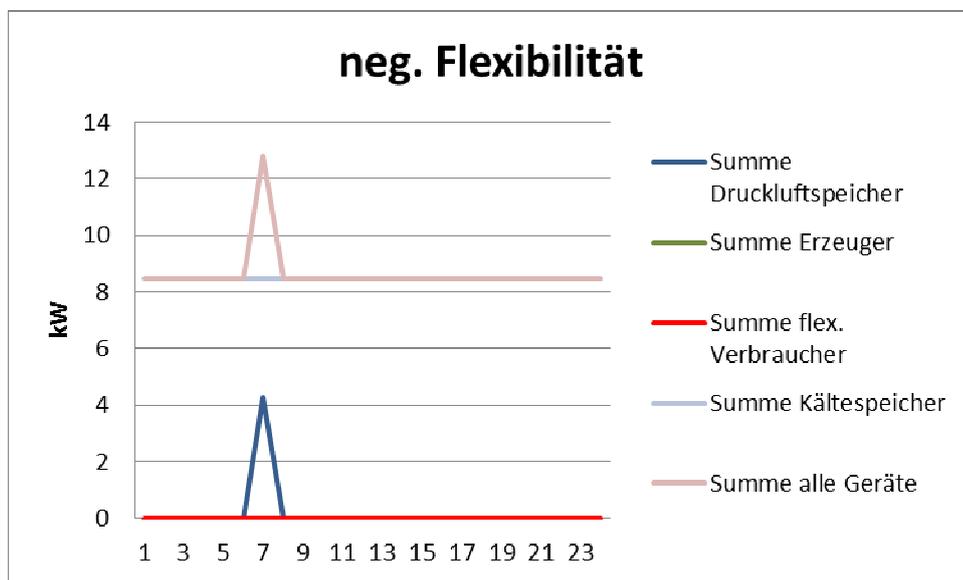
### 6.3.3 Gesundheit/Pflege

Betrieb 12 - Pflegeheim	
Branche	Gesundheit/Pflege
Beschreibung d. Betriebes	Behinderteneinrichtung, 185 Mitarbeiter/170 Betten
Funktion Ansprechpartner im Betrieb	Geschäftsführer
Erwarteter Nutzen	Effizienz-Optimierung, Sicherheit, Kosten sparen
Jahresverbrauch in kWh (2012)	560.936
Lastspitze in kW (2012)	152
Präferiertes Geschäftsmodell	Regelleistung: Flexibilität wird garantiert, Bereitstellung und Abruf werden vergütet
Energiemanagementsystem im Einsatz	Lastspitzenkappung (einfach) Anmerkung: Lastabwurf in Küche
Aussagen zu Geschäftsmodellen	Kosten für Installation einer Regelungstechnik sind im Pflegebereich schwer finanzierbar. Institution durch Land gefördert in Form von Tagessatzfinanzierung je Bewohner. Der Tagessatz steht grundsätzlich dem Bewohner zu, nicht der Institution. Wäre nur bereit an solchem Modell teilzunehmen, wenn das EVU die Installationskosten übernimmt.
Aussagen zu gesetzlichen Rahmenbedingungen/Regulierung	Für die Lastregelung des Schwimmbades (Wassertausch) muss die Gesundheitsbehörde zustimmen.
Aussagen zum Thema Elektromobilität	Keine Anschaffungen geplant
Weitere Anregungen für die Untersuchung/Umsetzung	Laststeuerung der Lüftungsanlage im Wohnbereich (Luise) hätte grundsätzlich Potenzial zur Verschiebung. Wird aber auf Grund unvorhergesehener Ereignisse, die im Pflegebereich von schwer-behinderten Bewohnern häufig vorkommen, eher abgelehnt (Geruchsentwicklung).
An Pilotphase interessiert 1 (sehr) – 5 (überhaupt nicht)	5
Betrieb geeignet für	Steuerung einzelner Verbraucher (einfach)



**Abb. 49 Positive Flexibilität in Betrieb 12 Pflegeheim (Last mindestens einmal abschaltbar innerhalb von 24h für mind. 15 Minuten zum Zeitpunkt t), Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013**

Anmerkung: Notstromaggregat (350kW) nicht berücksichtigt.



**Abb. 50 Negative Flexibilität in Betrieb 12 Pflegeheim (Last mindestens einmal zuschaltbar innerhalb von 24h für mind. 15 Minuten zum Zeitpunkt t), Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013**

## 6.3.4 Produktion

Betrieb 13 - Automobilzulieferer Kunststoff Spritzguss	
Branche	Produktion
Beschreibung d. Betriebes	Kunststoffverarbeitung im 3-Schichtbetrieb
Funktion Ansprechpartner im Betrieb	Produktionsleiter
Erwarteter Nutzen	Effizienz-Optimierung, Kosten sparen
Jahresverbrauch in kWh (2012)	4.006.350
Lastspitze in kW (2012)	1.080
Präferiertes Geschäftsmodell	Zu unkonkret
Energiemanagementsystem im Einsatz	Keines, wollen Einzelverbrauchermessung durchführen
Aussagen zu Geschäftsmodellen	Sehr günstiger Energieeinkauf (Sondertarife, da energieintensiver Betrieb), bisher wenig Anreiz Lastspitzen zu vermeiden
Aussagen zu gesetzlichen Rahmenbedingungen/Regulierung	Keine
Aussagen zum Thema Elektromobilität	Im Logistikbereich (Gabelstapler)
Weitere Anregungen für die Untersuchung/Umsetzung	Heizstäbe und Druckluft in den Spritzgussmaschinen ließen sich evtl. auch steuern (insgesamt 300kW Last pro Maschine).
An Pilotphase interessiert 1 (sehr) – 5 (überhaupt nicht)	3 (im Rahmen der Einzelverbrauchermessung interessant)
Betrieb geeignet für	Steuerung einzelner Verbraucher (einfach)

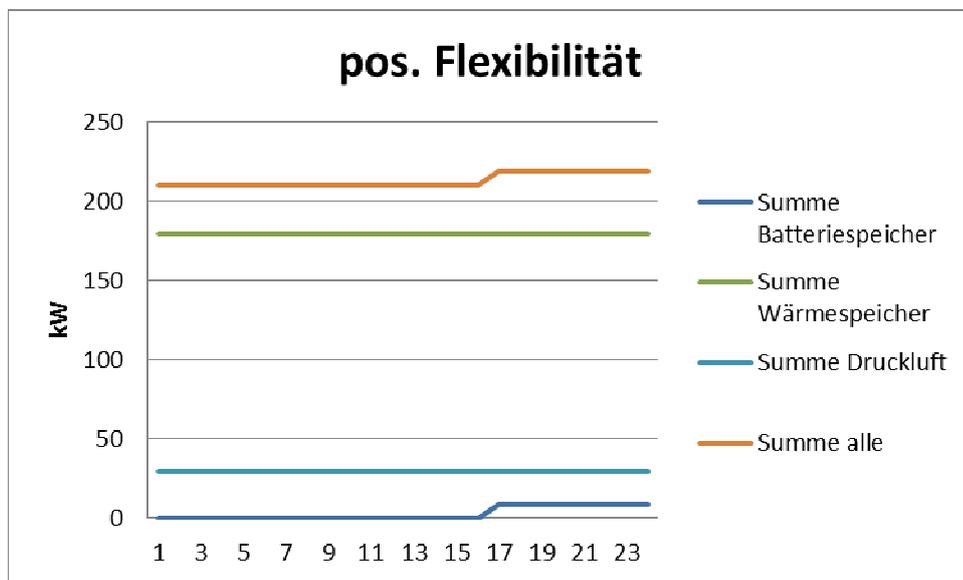


Abb. 51 Positive Flexibilität in Betrieb 13 Automobilzulieferer Kunststoff Spritzguss (Last mindestens einmal abschaltbar innerhalb von 24h für mind. 15 Minuten zum Zeitpunkt t), Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013

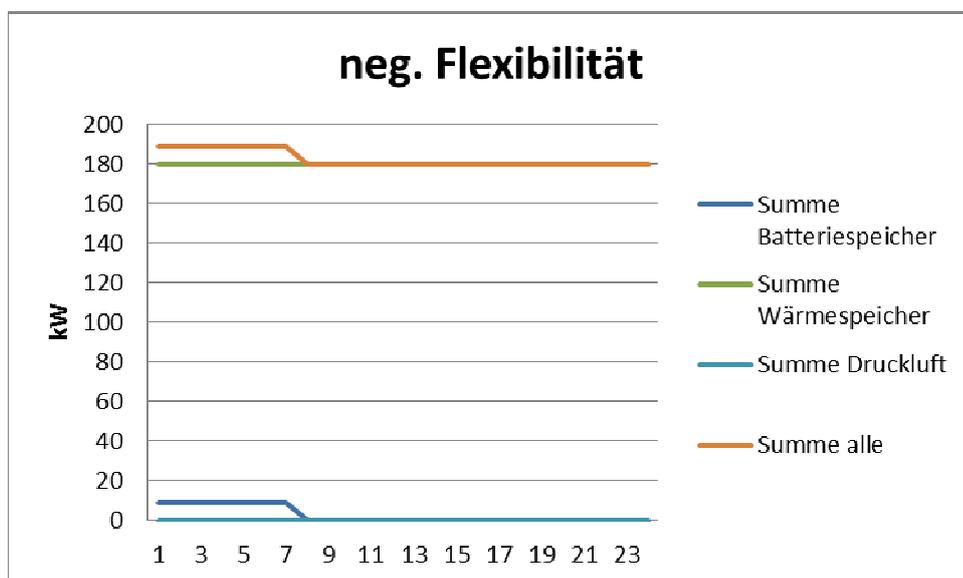


Abb. 52 Negative Flexibilität in Betrieb 13 Automobilzulieferer Kunststoff Spritzguss (Last mindestens einmal zuschaltbar innerhalb von 24h für mind. 15 Minuten zum Zeitpunkt t), Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013

Betrieb 14 - Betonfertigteile	
Branche	Produktion
Beschreibung d. Betriebes	Betonfertigteile - Baubranche, 30 Anzahl Mitarbeiter
Funktion Ansprechpartner im Betrieb	Geschäftsführer
Erwarteter Nutzen	Effizienz-Optimierung, Reputation
Jahresverbrauch in kWh (2012)	182.953
Lastspitze in kW (2012)	109
Präferiertes Geschäftsmodell	Zu unkonkret
Energiemanagementsystem im Einsatz	Lastspitzenkappung (einfach)
Aussagen zu Geschäftsmodellen	Amortisation von Anschaffungen muss in 2-3 Jahren gegeben sein, Saisonale Unterschiede: November-Jänner eher ruhig bis sehr wenig Produktion/Februar-Oktober intensiv
Aussagen zu gesetzlichen Rahmenbedingungen/Regulierung	Keine
Aussagen zum Thema Elektromobilität	Kein Bedarf
Weitere Anregungen für die Untersuchung/Umsetzung	Keine
An Pilotphase interessiert 1 (sehr) – 5 (überhaupt nicht)	3
Betrieb geeignet für	Nicht geeignet: Auf Grund externer Faktoren muss der Betrieb sehr flexibel bleiben, Zeitdruck bei der Produktion ist sehr hoch Tagesablauf den aktuellen Aufträgen angepasst – Kein Tag mit dem anderen vergleichbar, Anlagen sehr bedarfsabhängig in Betrieb, keine Regelwoche

**In diesem Betrieb konnten keine Flexibilitäten festgestellt werden.**

Betrieb 14 - Gießerei	
Branche	Produktion
Beschreibung d. Betriebes	Gießerei, 50 Mitarbeiter
Funktion Ansprechpartner im Betrieb	Facility Management
Erwarteter Nutzen	Technikbegeistert, Gewinn, Kosten sparen
Jahresverbrauch in kWh (2012)	739.840
Lastspitze in kW (2012)	205
Präferiertes Geschäftsmodell	Regelleistung: Flexibilität wird garantiert, Bereitstellung und Abruf werden vergütet
Energiemanagementsystem im Einsatz	Kein Lastmanagement im Einsatz
Aussagen zu Geschäftsmodellen	Produktion sehr bedarfsabhängig von Auftragslage. Daher kein geregelter Tagesablauf. Im Vordergrund steht Erfüllung der Kundenwünsche. Amortisation von Anschaffungen in der Regel nach spätestens 3 Jahren erforderlich.
Aussagen zu gesetzlichen Rahmenbedingungen/Regulierung	Ausreichende Belüftung der Produktionshalle erforderlich. Andernfalls gesundheitsschädigend und lebensbedrohlich für die Mitarbeiter.
Aussagen zum Thema Elektromobilität	Kein Thema. Auf Grund hoher Transport- und Hublasten erfüllen Elektrostapler die Anforderungen nicht (bereits ausprobiert)
Weitere Anregungen für die Untersuchung/Umsetzung	Erfahrung aus einem anderen Betrieb zu Lastverschiebung. Aufwändige „Einpendelphase“ zum Testen und Erfahrung sammeln der Abschaltungen. Danach jedoch positives Ergebnis hinsichtlich Energieeinsparungen (Ziel war Lastspitzenkappung)
An Pilotphase interessiert 1 (sehr) – 5 (überhaupt nicht)	5
Betrieb geeignet für	Nicht geeignet

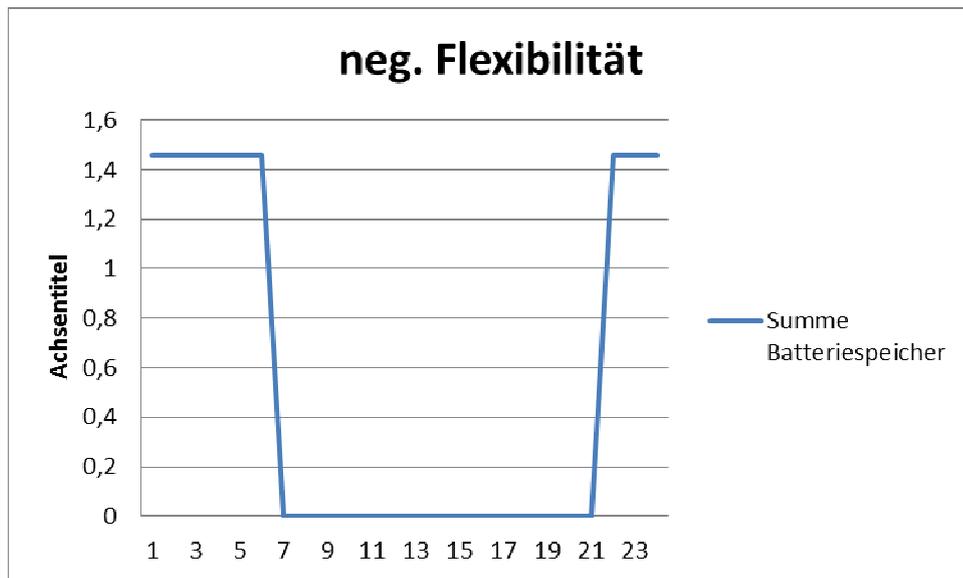


Abb. 53 Negative Flexibilität für den Betrieb 14 Gießerei (Last mindestens einmal zuschaltbar innerhalb von 24h für mind. 15 Minuten zum Zeitpunkt t), Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013

Betrieb 15 - Bäckerei	
Branche	Produktion
Beschreibung d. Betriebes	Bäckerei, 32 Mitarbeiter
Funktion Ansprechpartner im Betrieb	Geschäftsführer
Erwarteter Nutzen	Effizienz-Optimierung, Reputation, fortschrittlich, Pionier, Kosten sparen, am Gemeinwohl interessiert (z.B. ökolog. Bewusstsein), an Mitgestaltung/Partizipation interessiert
Jahresverbrauch in kWh (2011)	491.382
Lastspitze (2011)	120
Präferiertes Geschäftsmodell	Regelleistung: Flexibilität wird garantiert, Bereitstellung und Abruf werden vergütet
Energiemanagementsystem im Einsatz	Kein Lastmanagement im Einsatz
Aussagen zu Geschäftsmodellen	Neue Idee für Geschäftsmodell: Netzbetreiber installiert beim Betrieb eine PV-Anlage mit Batterien um Energie zu puffern. Zwei Vorteile: 1. Batterie dient als Speicher für negative Flexibilität, 2. Wenn das Netz eine Abschaltung im Sommer macht, können die Kühlanlagen in dieser Zeit mit der Batterie betrieben werden
Aussagen zu gesetzlichen Rahmenbedingungen/Regulierung	
Aussagen zum Thema Elektromobilität	Grundsätzlich großes Interesse an E-Mobilität. Voraussetzung: Nutzfahrzeuggröße zur Warenauslieferung (z.B.: VW-Bus)
Weitere Anregungen für die Untersuchung/Umsetzung	Um die 15-Min-Lastabschaltung zu bewirken, ist zu prüfen, ob auch eine Kaskadenschaltung von mehreren Kühlanlagen möglich ist.
An Pilotphase interessiert 1 (sehr) – 5 (überhaupt nicht)	1
Betrieb geeignet für	Steuerung einzelner Verbraucher

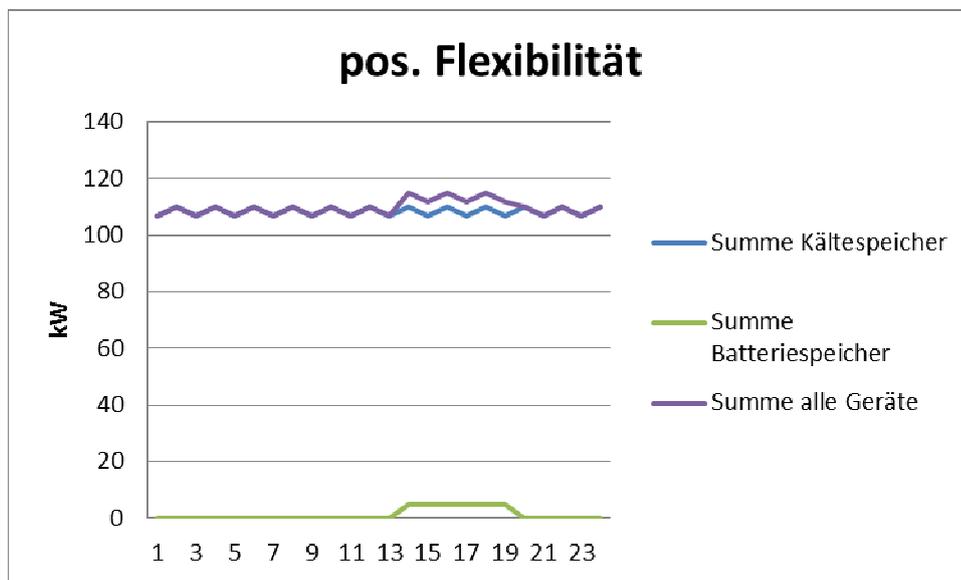


Abb. 54 Positive Flexibilität in Betrieb 15 Bäckerei (Last mindestens einmal abschaltbar innerhalb von 24h für mind. 15 Minuten zum Zeitpunkt t), Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013

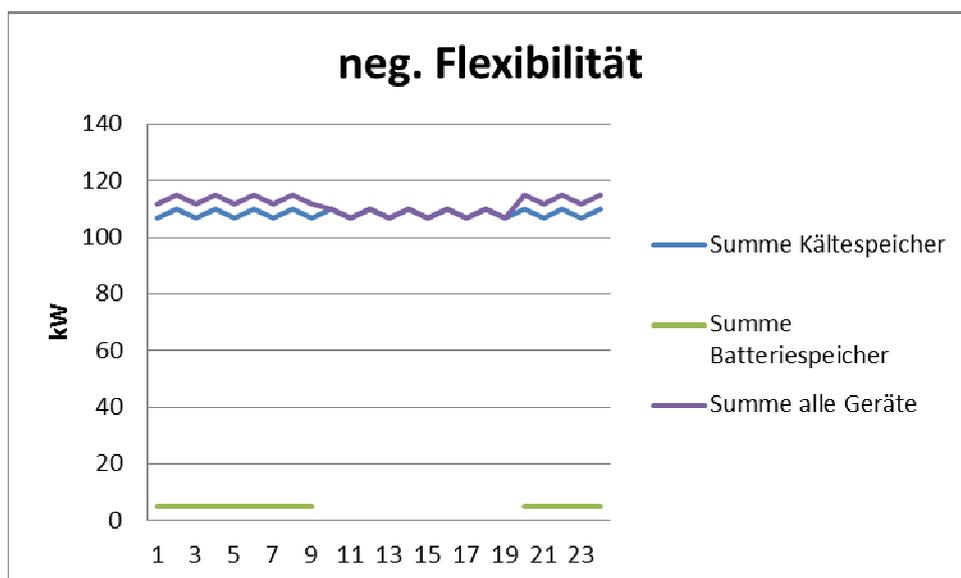


Abb. 55 Negative Flexibilität in Betrieb 15 Bäckerei (Last mindestens einmal zuschaltbar innerhalb von 24h für mind. 15 Minuten zum Zeitpunkt t), Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013

Betrieb 17 - Sägewerk	
Branche	Produktion
Beschreibung d. Betriebes	Sägewerk, 13 Mitarbeiter (an diesem Standort)
Funktion Ansprechpartner im Betrieb	Betriebsleitung, Leiter Technik, Leiter Elektro
Erwarteter Nutzen	Effizienz-Optimierung, Kosten sparen
Jahresverbrauch in kWh (2012)	478.936
Lastspitze in kW (2012)	284
Präferiertes Geschäftsmodell	Regelleistung: Flexibilität wird garantiert, Bereitstellung und Abruf werden vergütet
Energiemanagementsystem im Einsatz	Kein Lastmanagement im Einsatz
Aussagen zu Geschäftsmodellen	Das System und die Abrechnung sollten so einfach wie möglich ausgestaltet werden. Ideal wäre ein Abzug monatlich von den Stromverbrauchskosten. Transparent und einfach nachvollziehbar in Stromrechnung abgebildet.
Aussagen zu gesetzlichen Rahmenbedingungen/Regulierung	Schichten dürfen aus Lärmschutzgründen (Anrainer) nicht in die Nacht verlegt werden. Automatisierte Inbetriebnahme von Sägen aus Sicherheitsgründen nicht möglich.
Aussagen zum Thema Elektromobilität	Kein Interesse
Weitere Anregungen für die Untersuchung/Umsetzung	Standort in Salzburg hätte evtl. größere Potenziale. Interesse für eine Pilotphase wäre vorhanden. Industriebetrieb mit ca. 800 Mitarbeitern, ca. 35 Stapler im Einsatz (elektrisch).
An Pilotphase interessiert 1 (sehr) – 5 (überhaupt nicht)	4
Betrieb geeignet für	Steuerung über EMS

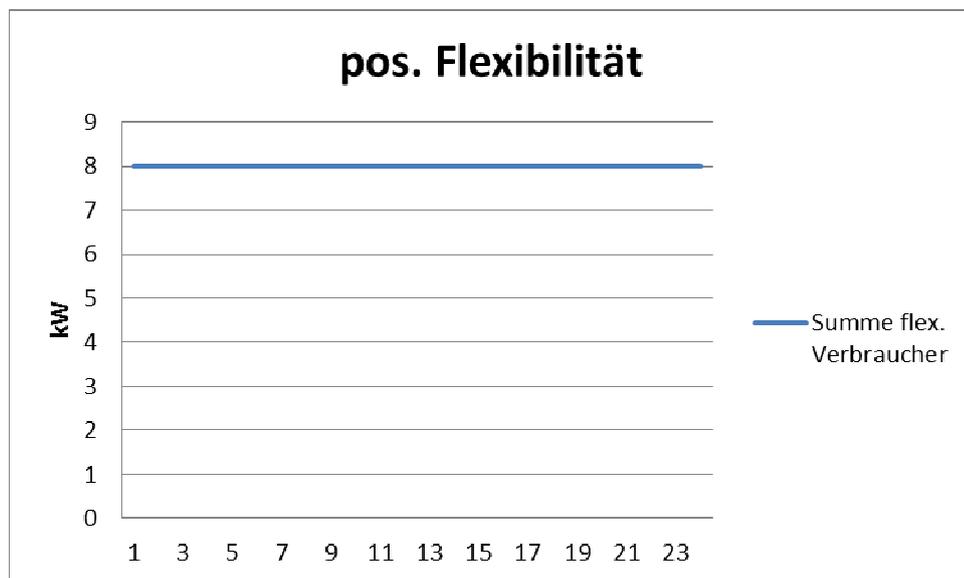


Abb. 56 Positive Flexibilität in Betrieb 17 Sägewerk (Last mindestens einmal abschaltbar innerhalb von 24h für mind. 15 Minuten zum Zeitpunkt t), Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013

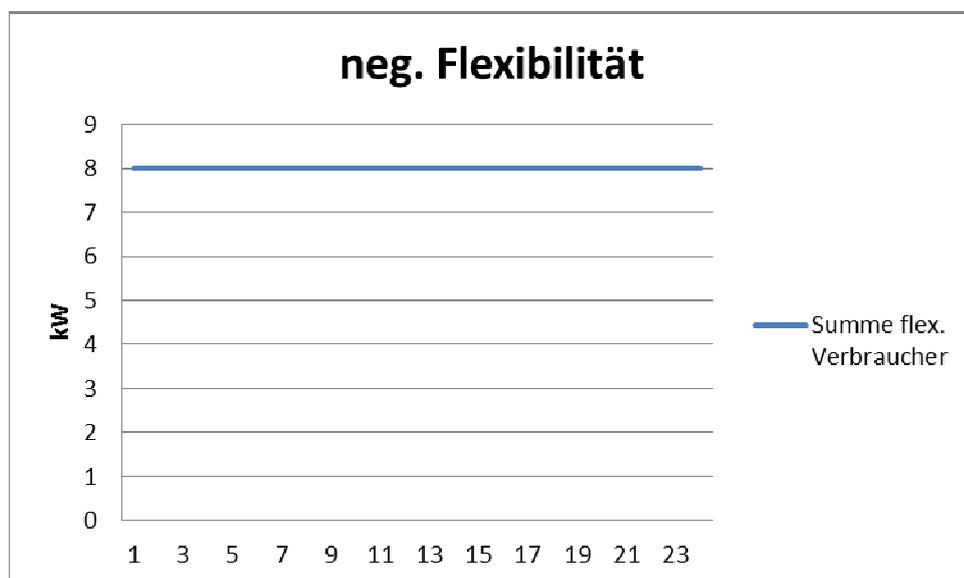


Abb. 57 Negative Flexibilität in Betrieb 17 Sägewerk (Last mindestens einmal zuschaltbar innerhalb von 24h für mind. 15 Minuten zum Zeitpunkt t), Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013

Betrieb 18 - Glasbläserei	
Branche	Produktion
Beschreibung d. Betriebes	Kunstglasbläserei, Kleinstbetrieb (3 Mitarbeiter)
Funktion Ansprechpartner im Betrieb	Inhaberin
Erwarteter Nutzen	Effizienz-Optimierung, Kosten sparen, am Gemeinwohl interessiert (z.B. ökologisches Bewusstsein)
Jahresverbrauch in kWh (2012)	144.298
Lastspitze in kW (2012)	37
Präferiertes Geschäftsmodell	Zu unkonkret
Energiemanagementsystem im Einsatz	Kein Lastmanagement im Einsatz
Aussagen zu Geschäftsmodellen	Keine
Aussagen zu gesetzlichen Rahmenbedingungen/Regulierung	Keine
Aussagen zum Thema Elektromobilität	Kein Interesse
Weitere Anregungen für die Untersuchung/Umsetzung	Keine
An Pilotphase interessiert 1 (sehr) – 5 (überhaupt nicht)	5
Betrieb geeignet für	Nicht geeignet (nur ein – nicht steuerbarer – Großverbraucher)

**Für diesen Betrieb konnten keine Flexibilitäten festgestellt werden.**

### 6.3.5 Kommunale Einrichtungen

Betrieb 19 - Kläranlage (alt)	
Branche	Kommunale Einrichtungen
Beschreibung d. Betriebes	Kläranlage mit herkömmlicher Technik
Funktion Ansprechpartner im Betrieb	Betriebsleiter
Erwarteter Nutzen	Gewinn, Kosten sparen
Jahresverbrauch in kWh (2012)	196.568
Lastspitze in kW (2012)	89
Präferiertes Geschäftsmodell	Regelleistung: Flexibilität wird garantiert, Bereitstellung und Abruf werden vergütet
Energiemanagementsystem im Einsatz	Einzelverbrauchermessung und -steuerung (fortgeschritten), 8-stufige Abschaltung – zuerst Heizung der Räumlichkeiten, Kompressoren erst auf Stufe 7-8
Aussagen zu Geschäftsmodellen	Die Investition in zusätzliche Regelungstechnik ist im derzeitigen Budgetrahmen nicht möglich und schwer argumentierbar, da Anschaffungen über das Gemeindebudget (öffentliche Gelder) immer etwas kritisch sind.
Aussagen zu gesetzlichen Rahmenbedingungen/Regulierung	Explosionsschutzdokument VEXAT - Lüftungen müssen immer in Betrieb sein, da Explosionsgefahr durch Methangasbildung, Ablaufgrenzwerte gen. Abwasser-schutzbehörde müssen eingehalten werden
Aussagen zum Thema Elektromobilität	Kein Interesse
Weitere Anregungen für die Untersuchung/Umsetzung	Rücksprache mit Gemeinde notwendig
An Pilotphase interessiert 1 (sehr) – 5 (überhaupt nicht)	2 Die Kläranlage läuft mit einer Auslastung von 60% (ist somit so dimensioniert, dass noch zusätzliche Zuläufe abgedeckt sind), daher aus momentaner Sicht durchaus Abschaltungen denkbar
Betrieb geeignet für	Steuerung über Energiemanagementsystem (fortgeschritten)

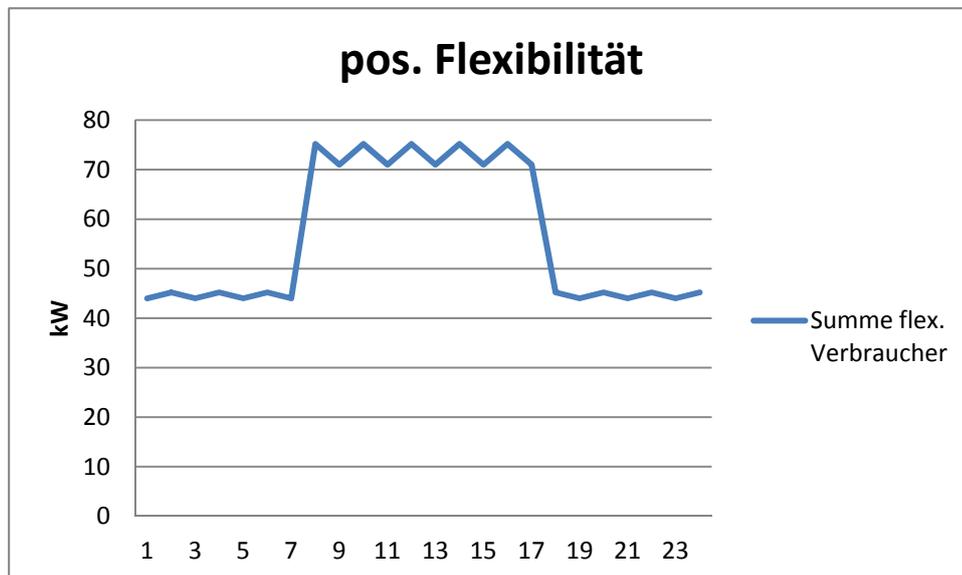


Abb. 58 Positive Flexibilität von Betrieb 19 Kläranlage (alt) (Last mindestens einmal abschaltbar innerhalb von 24h für mind. 15 Minuten zum Zeitpunkt t), Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013

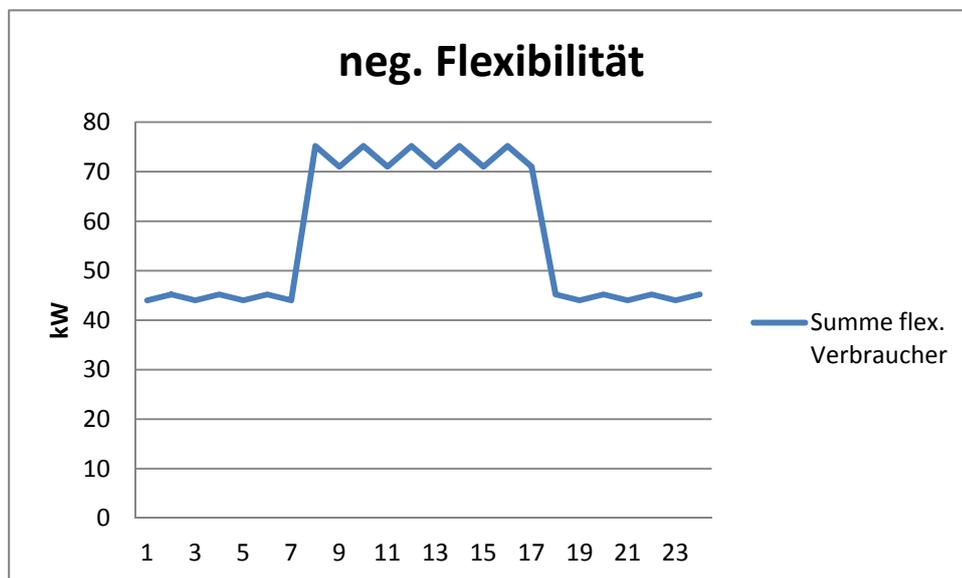


Abb. 59 Negative Flexibilität von Betrieb 19 Kläranlage (alt) (Last mindestens einmal zuschaltbar innerhalb von 24h für mind. 15 Minuten zum Zeitpunkt t), Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013

Betrieb 20 - Kläranlage (modern)	
Branche	Kommunale Einrichtungen
Beschreibung d. Betriebes	Kläranlage mit hohem Grad an Automatisierung und Selbststeuerung
Funktion Ansprechpartner im Betrieb	Betriebsleiter, technischer Leiter
Erwarteter Nutzen	Effizienz-Optimierung, technikbegeistert, Kosten sparen, Sicherheit
Jahresverbrauch in kWh (2012)	213.562
Lastspitze kW (2012)	75
Präferiertes Geschäftsmodell	Marktausgleich: Abruf Flexibilität nach Anfrage, Vergütung nach Abruf
Energiemanagementsystem im Einsatz	Einzelverbrauchermessung und -steuerung (fortgeschritten)
Aussagen zu Geschäftsmodellen	Keine, da komplett auf Eigenoptimierung ausgerichtet, inklusive Stromerzeugung aus Faulgas
Aussagen zu gesetzlichen Rahmenbedingungen/Regulierung	Keine
Aussagen zum Thema Elektromobilität	Kein Interesse
Weitere Anregungen für die Untersuchung/Umsetzung	Nur Nebenprozesse zu betrachten, Hauptprozess soll nicht berührt werden. Der Hauptprozess lässt sich nur von außen steuern (Braunwasserspeicher in der lokalen Molkerei)
An Pilotphase interessiert 1 (sehr) – 5 (überhaupt nicht)	5
Betrieb geeignet für	Nicht geeignet (außer über Steuerung Zuflüsse)

**In diesem Betrieb konnten keine Flexibilitäten festgestellt werden.**

Betrieb 21 - Schule	
Branche	Kommunale Einrichtungen
Beschreibung d. Betriebes	Handwerklich orientierte Schule
Funktion Ansprechpartner im Betrieb	technischer Leiter
Erwarteter Nutzen	Effizienz-Optimierung
Jahresverbrauch in kWh (2012)	363.026
Lastspitze kW (2012)	238
Präferiertes Geschäftsmodell	Zu unkonkret
Energiemanagementsystem im Einsatz	Einzelverbrauchermessung und -steuerung (fortgeschritten)
Aussagen zu Geschäftsmodellen	Keine
Aussagen zu gesetzlichen Rahmenbedingungen/Regulierung	Keine
Aussagen zum Thema Elektromobilität	Kein Interesse
Weitere Anregungen für die Untersuchung/Umsetzung	Alle Verbraucher bedarfsgesteuert, Lüftung an der Kapazitätsgrenze
An Pilotphase interessiert 1 (sehr) – 5 (überhaupt nicht)	3
Betrieb geeignet für	Steuerung über Energiemanagementsystem (fortgeschritten)

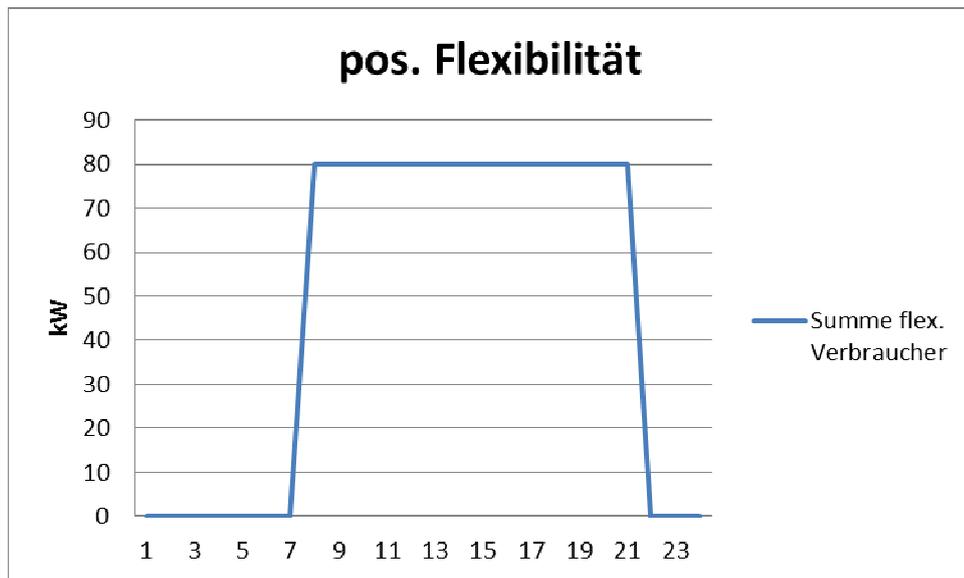
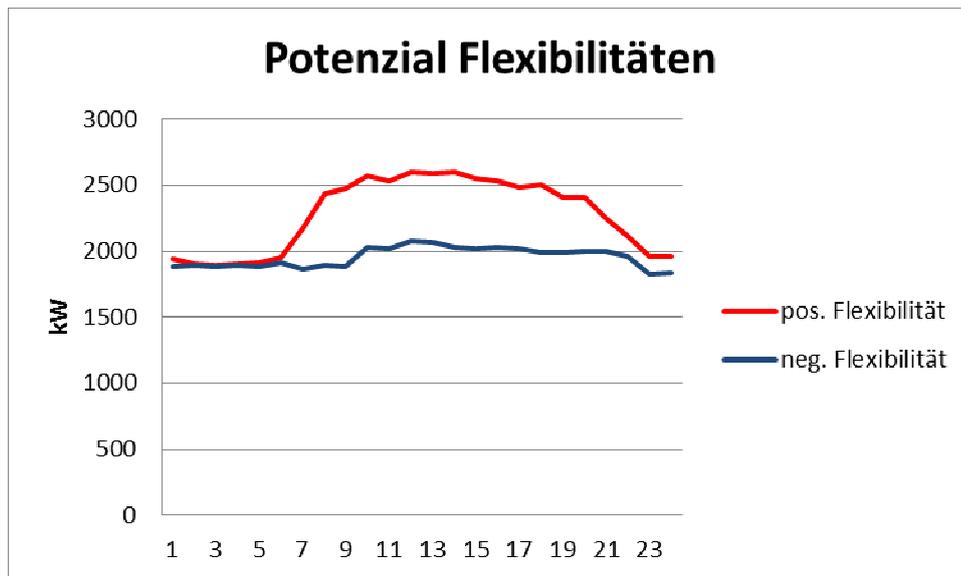


Abb. 60 Positive Flexibilität in Betrieb 21 Schule (Last mindestens einmal abschaltbar innerhalb von 24h für 15min-30min zum Zeitpunkt t), Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013

## 6.4 Die Ergebnisse im Überblick

### 6.4.1 Theoretische, technische, wirtschaftliche und erschließbare Potenziale

Bei Summierung aller potenziellen Flexibilitäten ergibt sich für die befragten 21 Betriebe ein Ergebnis von 2-2,5 MW verschiebbare Lasten für mindestens 15 min.



**Abb. 61** Ermitteltes Flexibilitäten-Potenzial der untersuchten Betriebe (Last mindestens einmal ab-/anschaltbar innerhalb von 24h für mind. 15 Minuten zum Zeitpunkt t), Quelle: B.A.U.M. Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013

Der Kurvenverlauf ergibt sich durch ein Grundangebot von thermischen Speichern und die Verfügbarkeit von abschaltbaren flexiblen Verbrauchern zur Hauptgeschäftszeit (detaillierte Aufstellung in Kap. 6.4.2).

Die Maximallast der betrachteten Betriebe ergibt in Summe 5,5 MW. Nach den Ergebnissen der Untersuchung ist etwa ein Drittel dieser Leistung mindestens einmal pro Tag für mindestens 15 Minuten als positive oder negative Flexibilität abrufbar.

Hochgerechnet auf die Fokusgruppe Gewerbe im Salzburger Land mit einer Spitzenlast von etwa 2 GW ergibt sich ein Verschiebepotenzial von 600 MW, das im Durchschnitt mindestens einmal pro Tag für mindestens 15 Minuten abrufbar ist. (Oder verteilt auf alle Viertelstunden eines Tages durchschnittlich mindestens 6,25 MW pro 1/4 Stunde)<sup>18</sup>.

<sup>18</sup> Im Rahmen von E-Energy sind vergleichbare 30%-Quoten zu beobachten: Ökoinstitut skaliert aus den Ergebnissen in der Modellregion eTellgence das gesamtdeutsche Kälte-Flexibilitätspotenzial aus Kühlhäusern und Handel für eine halbe Stunde auf rund 550 MW bei 1600 MW installierte Leistung.

Wie ist dieses Potenzial zu bewerten?

Technisch stehen die Flexibilitäten zur Verfügung, ob sie auch technisch abrufbar sind, hängt von der Fähigkeit des Gesamtsystems, im Besonderen von der installierten IKT ab. Ob sie wirtschaftlich abrufbar sind, hängt von einem funktionierenden Geschäftsmodell ab (siehe Kap. 7.3). Ob ein Betrieb sich letztendlich dafür entscheidet, Flexibilitäten zur Verfügung zu stellen, hängt noch von weit mehr Faktoren ab. Die Bereitschaft wird sich in der Regel erst zeigen, wenn konkrete Angebote vorliegen und es um eine Investitionsentscheidung geht. Diese Entscheidung ist stark durch den Reifegrad der Technologie und der Geschäftsmodelle zum entsprechenden Zeitpunkt gekennzeichnet.

So lässt sich schlussfolgern, dass das theoretische und technische Potenzial für positive und negative Flexibilitäten mit dieser Untersuchung weiter konkretisiert wurde. Die Bedingungen für einen wirtschaftlichen Erfolg werden in den folgenden Kapiteln weiter untersucht.

Der Vergleich dieses Wertes mit den anderen Studien fällt schwer, da oft Industrie und Gewerbe zusammen betrachtet wurden und auch die individuelle Methodik zur Ermittlung des Lastverschiebepotenzials nicht einheitlich ist bzw. nicht erklärt wird oder andere Parameter in den Vordergrund gestellt werden.

Für Österreich wurden bisher nicht viele Hochrechnungen für das Lastverschiebepotenzial bei KMU angestellt. Die Studie PEAP (siehe Kap. 5.2.4) gibt ein Potenzial von mindestens 50 MW verschiebbarer Last für Gewerbe an ohne nähere Angaben darüber zu machen, wie das Potenzial errechnet wurde oder auf welchen Zeitraum es sich bezieht (Vermutlich ist das der durchschnittliche Wert pro ¼ Stunde. Dieser Wert wäre auch anhand der Ergebnisse unserer Untersuchung plausibel mit durchschnittlich 6,25 MW pro 1/4 Stunde für das Gewerbe im Salzburger Land).

Andere Studien stellen spezielle Betrachtungen nur zu bestimmten Verbrauchergruppen an (siehe Kap. 5.2.1 und Kap. 5.2.6).

Projekt 5.2.9 „Potenziale und Hemmnisse für Power Demand Side Management“ gibt ein Potenzial zur Lastreduktion von 664 MW für Österreich an, allerdings über alle Verbrauchergruppen hinweg (Industrie, Gewerbe, kommunale Dienstleister).

#### **6.4.2 Favorisierte Branchen und Gerätekategorien**

Entsprechend der Wirtschaftsstruktur im Salzburger Land lag der Schwerpunkt der Untersuchung, auf den Branchen Produktion, (Lebensmitteleinzel-)Handel und Tourismus (Hotels).

Tab. 37 Anzahl untersuchter Betriebe nach Branchen, Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013

Branche	Anzahl
Tourismus/Gastronomie	7
Handel	4
Gesundheit/Pflege	1
Produktion	6
Kommunale Einrichtungen	3

Die Interviewer hatten die Chance, bei den Supermärkten jeweils mit den zentralen Ansprechpartnern für das Energiemanagement zu sprechen. Diese verfügten über detailliertes Zahlenmaterial für alle Filialen und konnten einen umfassenden Eindruck zur Firmenpolitik vermitteln. Die Zahl der notwendigen Interviews hat sich dadurch reduziert (von 6 auf 2).

Ein Betrieb bestand aus zwei eigenen Gesellschaften (Produktion und Gaststätte). Da es sich bei dem Betrieb hauptsächlich um eine Gaststätte handelte, wurden in der Tabelle zur Gaststätte alle Daten zusammengefasst.

Ein Interview fand aus Zeitgründen nicht statt. So fanden insgesamt 21 Interviews für 29 Betriebe statt.

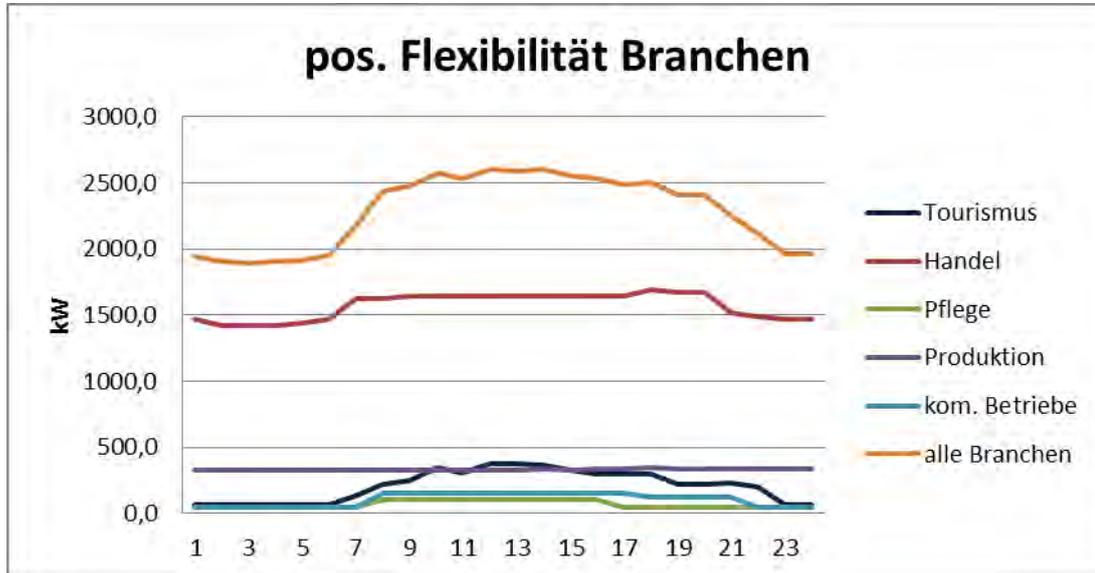


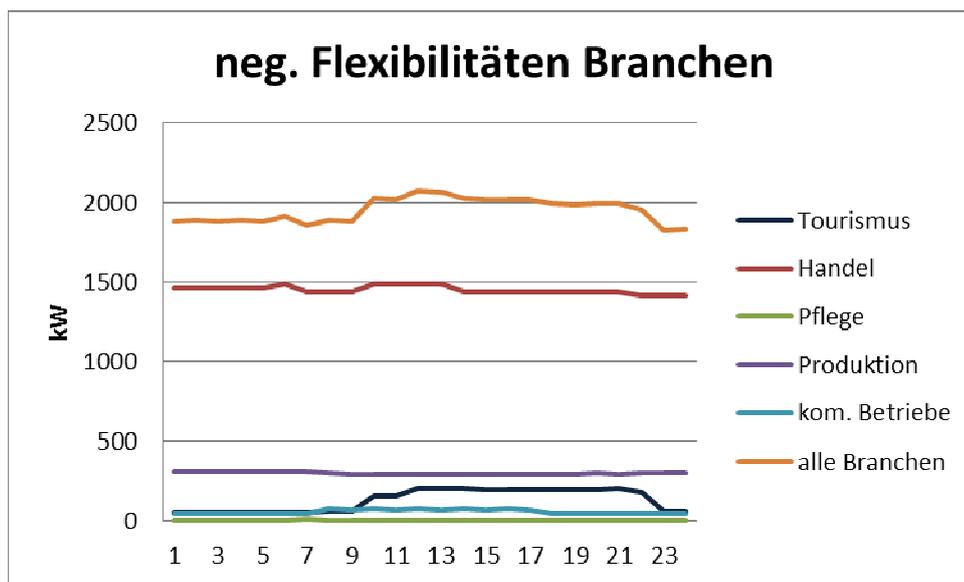
Abb. 62 Positive Flexibilität, d.h. abschaltbare (oder nicht eingeschaltete) Lasten nach Branchen, Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013

Positive Flexibilität, also das Abschalten von Verbrauchern, ist in den Unternehmen ein bekannter Prozess, um Lastspitzen zu kappen. Erfahrungen bestehen mit Lastspitzenvermeidung zumindest ein- bis zweimal täglich für kurze Zeit.

Abb. 62 zeigt das technische Potenzial aller untersuchten Betriebe je Branche, zur Uhrzeit Verbraucher mindestens 15 entweder abzuschalten oder nicht einzuschalten. Auffällig ist die Dominanz des (Lebensmitteleinzel-)Handels (LEH) mit seinen Kühlanlagen und der Lagerlo-

gistik. Vor allem in diesem Bereich sollte nach Pilotkunden gesucht werden. Aber auch einige Produktionsbetriebe mit verschiebbaren Verbrauchern im Intervallbetrieb eignen sich als Leistungsträger. Die Ergebnisse in der Nr.1-Branche im Salzburger Land, Tourismus/Gastronomie, fallen im Verhältnis zum LEH gering aus.

Der Peak in der traditionellen Geschäftszeit ist mit dem Mehreinsatz von Verbrauchern in diesem Zeitraum zu erklären. Nur was in Betrieb ist, kann abgeschaltet werden.



**Abb. 63 Negative Flexibilitäten, d.h. zuschaltbare (oder nicht abgeschaltete) Lasten nach Branchen, Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013**

Das Gesamtergebnis bezüglich der negativen Flexibilitäten fällt etwas niedriger aus als bei den positiven Flexibilitäten (vgl. Abb. 63 gegenüber Abb. 62). Das verschiebbare, d.h. vorgezogene Zuschalten von Last ist den Unternehmen eher fremd und passt meist auch nicht zu deren Abläufen. Hier unterscheiden sich die Ergebnisse deutlich von den Potenzialen bei Haushalten, die laut Untersuchungen anderer Studien und Pilotprojekte eher bereit sind zuzuschalten statt abzuschalten.

Die Branchenverteilung ist für die negativen Flexibilitäten etwa gleich und stützt die Ergebnisse bei den positiven Flexibilitäten. Insgesamt hängt die Eignung der Betriebe nicht so sehr von der Branche ab, sondern von den internen Abläufen und den beteiligten Verbrauchern. Dies wird in Abb. 64 verdeutlicht.

Aus Abb. 64 geht auch deutlich hervor, dass sich vor allem Kältespeicher zur Lastverschiebung eignen. Dies deckt sich mit den Ergebnissen bei anderen Untersuchungen (siehe Kap. 5). Betriebe, die Kühlungen einsetzen, sind prinzipiell interessant für Lastmanagement. Hinzu kommt, dass die Dauer der Abschaltung in den meisten Fällen länger sein kann als 15 Minuten<sup>19</sup> und die Flexibilität mehrmals am Tag abgerufen werden kann.

Ähnliches gilt für die Wärmespeicher, die aber weniger verbreitet sind.

Batteriespeicher hatten in dieser Untersuchung keinen großen Einfluss. Dies würde sich ändern, sobald auch größere Logistikunternehmen Teil der Untersuchung werden. Das Laden von Batterien lässt sich hervorragend planen, Batterien sind für kurzfristige Netzdienstleis-

<sup>19</sup> Kühlhausspeicher können nach Erfahrungen aus E-Energy bis zu 10 Stunden beladen und 18 Stunden entladen werden.

tungen wie Spannungsmanagement sowie für Rückspeisungen ins Netz geeignet. Für die schnelle Feinsteuerung von Smart Grids könnten sie noch nützlicher sein als Kühlanlagen.

Druckluftspeicher haben bei der Vorortuntersuchung keine große Rolle gespielt. Bei einer Ausweitung der Untersuchung in den Bereich des verarbeitenden Gewerbes und der Industrie würde ihre Bedeutung zunehmen.

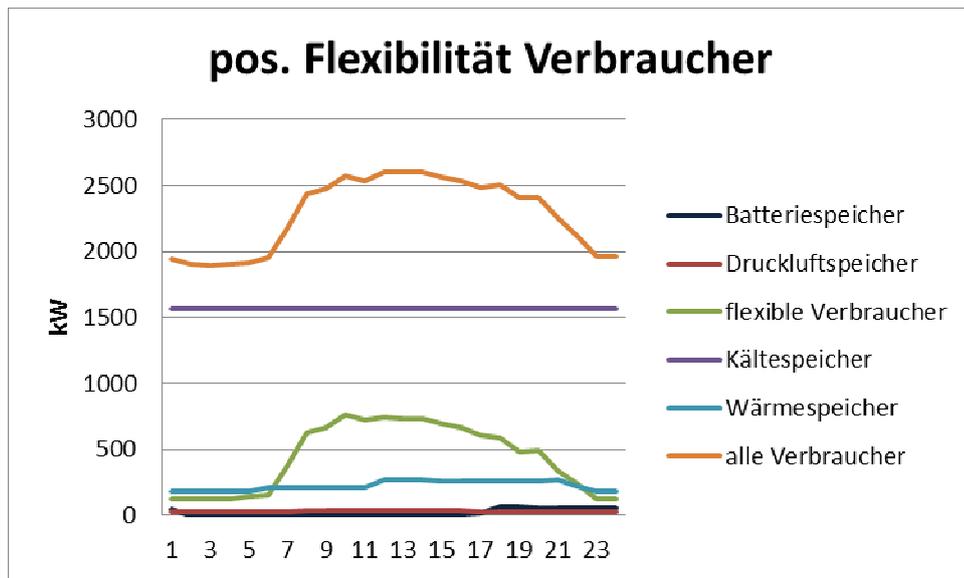


Abb. 64 Positive Flexibilitäten in den untersuchten Betrieben nach Verbrauchern, Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013

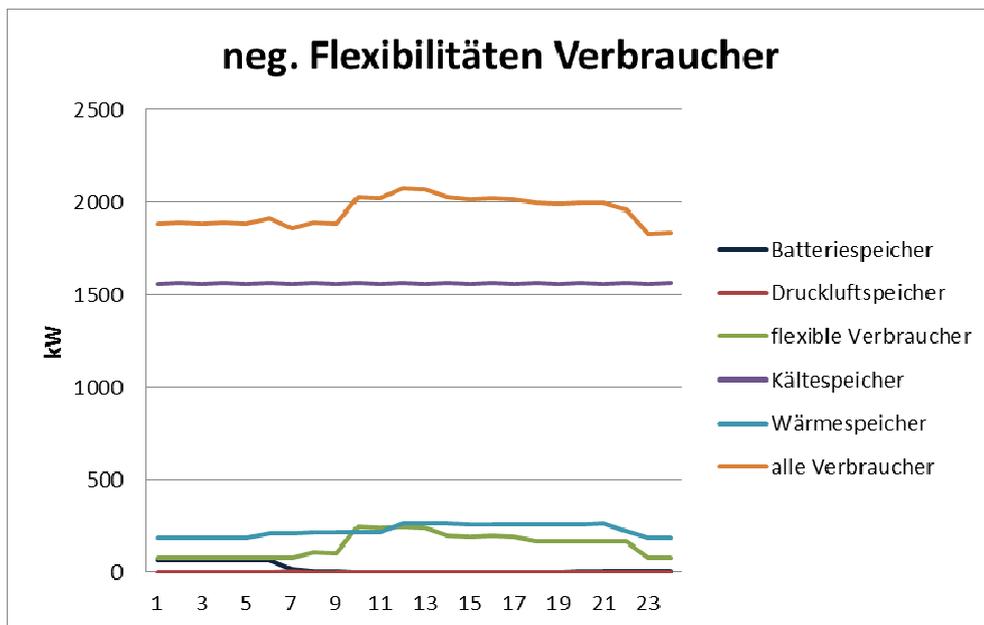


Abb. 65 Negative Flexibilität in den untersuchten Betrieben nach Verbrauchern, Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013

Interessant in dieser Auswertung ist die hohe Bedeutung der (intervallgesteuerten) Kälte- und Wärmespeicher. In einem entsprechenden Portfoliomanagement lassen sich diese Verbraucher gleichermaßen für positive und negative Flexibilitäten verwenden.

Die flexiblen Verbraucher spielen eine geringe Rolle bei der Bereitstellung negativer Flexibilität. Ein Grund: ein Abschalten innerhalb eines laufenden Prozesses ist zumeist einfacher zu organisieren als ein Zuschalten, was in der Regel mit einer Änderung der Personaleinsatzplanung in den Betrieben einherginge (z.B. früher zur Arbeit kommen).

Fast in allen betrachteten Studien werden thermische Speicher (insbesondere Kältespeicher) als besonders interessant für das Lastmanagement angesehen (siehe Kap. 5.2.1, 5.2.3, 5.2.4, 5.2.9, 5.2.12, 5.2.13, 5.2.21, 5.2.22), und teilweise sehr detailliert analysiert (siehe Kap. 5.2.1, 5.2.4, 5.2.12, 5.2.13). Dies deckt sich mit den Untersuchungen der Betriebe im Salzburger Land.

Auch das hohe Potenzial bei Supermärkten und generell im Lebensmittelhandel bestätigen einige Studien (siehe Kap. 5.2.1, 5.2.4, 5.2.13). Generell haben alle Studien, die sich mit KMU beschäftigen, einen Fokus auf Haustechnik (insbesondere Lüftung und Klima) und die Steuerung von Batteriespeichern (meistens in Verbindung mit Elektroautos).

### 6.4.3 Argumente, Anreize und tragfähige Geschäftsmodelle

Während der Vor-Ort-Befragungen kristallisierte sich kein spezielles Geschäftsmodell heraus, welches von den untersuchten Betrieben bevorzugt wird. Dieses Ergebnis verdeutlicht auch noch einmal Tab. 38.

**Tab. 38 In Frage kommende Geschäftsmodelle nach Interviews, Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013**

Präferiertes Geschäftsmodell	Flexibilität auf Anfrage	6
	Flexibilität garantiert	6
	Zu unkonkret	9

An der breiten Streuung der präferierten Geschäftsmodelle lässt sich keine Tendenz erkennen. Generell hatten die Interviewer den Eindruck, dass der zukünftige Flexibilitätenhändler (Flexibility Operator, Aggregator) ein konkretes Angebot vorlegen sollte, über das mit dem Betrieb diskutiert und verhandelt werden kann.

Investitionen in diesem Bereich wurden von den Befragten häufig mit Investitionen in Energieeffizienz verglichen. Der ROI der Investition sollte zwischen drei und fünf Jahren liegen. Bei der Höhe der Erlöse gingen die Meinungen auseinander. Sie bewegten sich zwischen „braucht keinen Erlös abwerfen, Hauptsache es stört den Betrieb nicht“ und „unter 3000 Euro pro Monat bleibt das Angebot uninteressant“.

Wichtig war allen Befragten, dass die Hauptprozesse im Unternehmen nicht gestört werden. Viele Unternehmen haben diesbezüglich bereits (positive) Erfahrungen durch die heutigen Lastmanagement-Systeme, die zum Teil bereits seit Jahren im Einsatz sind.

Die meisten Betriebe sind sehr erfindungsreich und erfolgreich, ihre Lastspitzen zu kappen. Das hat Vor- und Nachteile. Ein Vorteil besteht darin, dass die Firmen ihre flexiblen Lasten sehr gut im Zusammenhang mit den Bedürfnissen ihres Betriebes/den Bedürfnissen ihrer Kunden kennen.

Ein Nachteil bestand darin, dass es einigen Partnern schwer fiel, sich gedanklich von der Eigenoptimierung hin zur Netzoptimierung zu bewegen. Eine sehr moderne Kläranlage ist (inklusive Eigenerzeugung von Strom) so selbstoptimiert, dass die Betreiber keine der vorhandenen Flexibilitäten bereitstellen wollen.

Die Lastkurven, die das Netz in Zukunft braucht, sehen möglicherweise regional und lokal ganz anders aus, als die flachen Lastkurven, die heute mit den Mitteln der Lastkappung angestrebt werden. Hier bedarf es Erklärungen und Diskussionen zu initiieren und so einen Lernprozess anzuregen. Wie auch im Bereich der Haushalte wird es schwer zu erklären sein, dass mitunter zu bestimmten Zeiten mehr Strom verbraucht werden soll.

Das Einschätzen der Flexibilitäten im Betrieb hängt sehr stark von der Haltung des Ansprechpartners ab. So schätzt ein Facility Manager z.B. großzügiger als ein Produktionsleiter. Letztendlich geht es um ein Abstimmen der Bedürfnisse im Betrieb in einem Prozess, in dem sich alle Parteien an das neue System gewöhnen können.

Interessant waren die Vorschläge zur Incentivierung von Seiten der Befragten. Besonderes Interesse galt der Förderung einer PV-Anlage. Hier ließe sich fast ein eigenes Geschäftsmodell ableiten, zum Beispiel die Förderung einer PV-Anlage geknüpft an die Bereitstellung von steuerbaren Lasten für den Netzbetreiber, ggf. gekoppelt mit einem eigenen Batteriespeicher.

Es muss festgehalten werden, dass vor allem im produzierenden Bereich die Energiekosten nicht der treibende Faktor sind. Die Personalkosten sind viel höher und erlöswirksamer. Vor allem die Flexibilitäten im Produktionsbereich (Unterbrechungen und Verschiebungen der Arbeitsschichten) müssen an den dann evtl. gestiegenen Arbeitskosten gemessen werden.

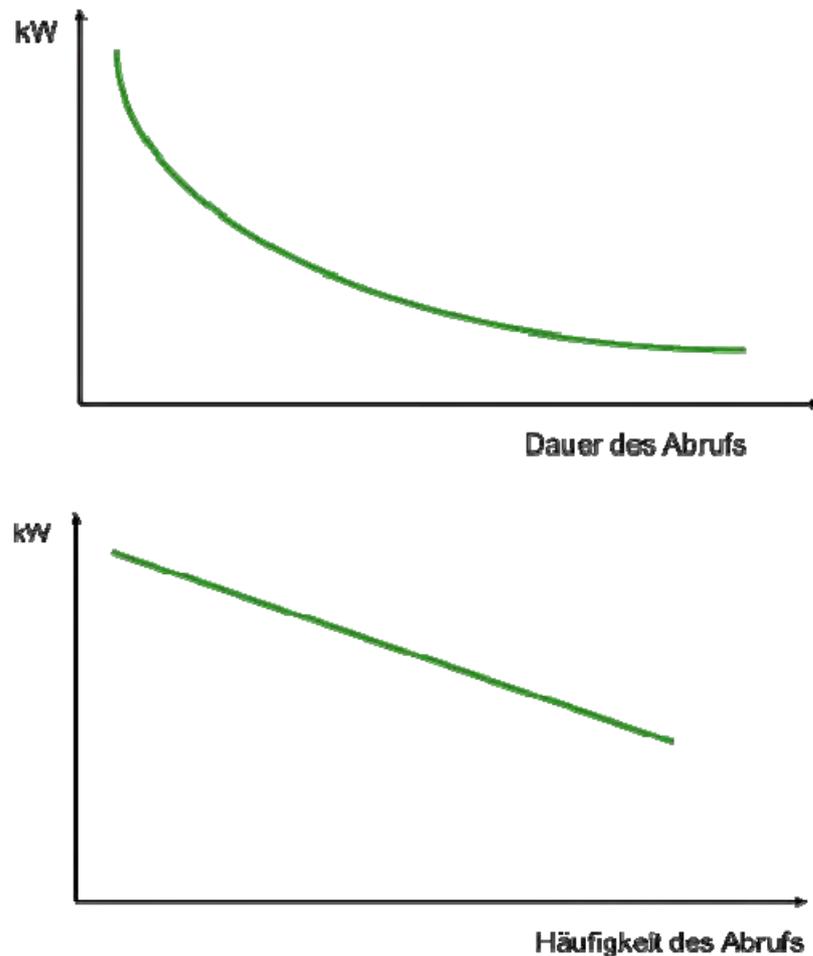
Abgesehen von den kurzfristigen Unterbrechungen/Verschiebungen bei Haustechnik und Kühlung sind viele Unternehmen auch bereit, über die Anpassung von Produktionsschichten zu diskutieren, speziell wenn es sich um sporadische Tätigkeiten (z.B. Müllpresse) oder prinzipiell flexible Tätigkeiten handelt (z.B. Wäsche waschen mittags oder nachmittags). Allerdings müssen diese Verschiebungen längerfristig geplant sein und dienen eher einer nachhaltigen Änderung des Lastprofils als einer kurzfristigen Flexibilität.

In Kap. 7 werden mögliche Geschäftsmodelle und ihre Umsetzbarkeit in Bezug auf Regulierungsthemen und in Bezug auf die Ergebnisse der Studien und der Untersuchungen der Betriebe im Salzburger Land im Detail vorgestellt.

#### **6.4.4 Zielführendes Vorgehen zur Hebung der Potenziale**

Wie bereits im Kap. 6.2 ausgeführt, fand die Untersuchung unter vereinfachenden Annahmen statt. Lediglich ein einfacher Abruf in einer Länge von ca. 15 Minuten bis 30 Minuten zu einem bestimmten Zeitpunkt wurde näher untersucht.

Um ein echtes Portfolio an verschiebbaren Lasten aufzubauen, müssen weitere Effekte der Flexibilitäten betrachtet werden. Unter anderem müssten Fragen wie „Wie lange kann ein Abruf dauern und wie häufig kann die Flexibilität abgerufen werden?“ betrachtet werden.



**Abb. 66 Flexibe Last abhängig von Dauer und Häufigkeit der zuzusichernden Abrufbarkeit, Quelle: Eigene Darstellung der B.A.U.M. Consult GmbH 2013**

Verschiedene Verbraucher werden sich bei Untersuchung dieser Frage unterschiedlich verhalten. Es kann jedoch grundsätzlich angenommen werden, dass die Leistung der Flexibilität tendenziell mit der Dauer des Abrufs, ebenso wie mit der Häufigkeit des Abrufs (beim gleichen Gerät) auf jeden Fall sinken wird (siehe Abb. 66). Ebenso ist mit einer Abnahme geeigneter Betriebe mit steigenden Anforderungen an Kurzfristigkeit und Zuverlässigkeit der bereitgestellten Flexibilität zu rechnen.

Hinzu kommt, dass die Zusammenschaltung verschiedener Abrufe bei Verbrauchern den Gleichzeitigkeitseffekt erhöhen kann, wenn in Anschluss an eine Schaltung alle Verbraucher gleichzeitig eingeschaltet, geladen etc. werden müssen, was möglicherweise einen negativen Einfluss auf die Situation im Netz zu diesem Zeitpunkt nach sich ziehen kann (Rebound-Effekt).

Offensichtlich ist ein intelligentes Kombinieren von Abrufen abhängig von der Geräteart notwendig, um ein optimales Ergebnis zu erzielen. Auch kann die Anforderung an die Art des Abrufs (eher kurz und stark? Eher lang und nachhaltig? Eher schnell wiederkehrend und dafür schwächer? usw.) eine bestimmte Kombination von Flexibilitäten erfordern.

Die Nutzbarmachung von Flexibilitäten hängt also nicht nur mit der schieren Menge zusammen, sondern offenbar sehr eng damit, zu welcher Zeit (u.U. auch an welchem Ort) in welchem Umfang welche Art von Abruf gewünscht wird und wie der Aggregator in der Lage ist, diese Flexibilitäten zu mobilisieren. Gefragt ist also ein Steuerungsmodell für das Gesamtsystem. Ob sich dafür eher zentrale oder verteilte Intelligenz anbietet, gilt es noch zu klären. Erste Hinweise darauf gaben die Modellprojekte des Programms E-Energy in Deutschland. In der Modellstadt Mannheim wurde ein zellulärer Ansatz erprobt, in dem teilautomatisierte Steuerung subsidiär bereits auf Objektebene (Liegenschaft) und aufbauend darauf auf Verteilnetzzellenebene erfolgt. Auch in den intelligenten Ortsnetzstationen werden bereits vor Ort Spannungsanpassungsprozesse automatisch geregelt. Die Datenplattformen zur Auswertung der Netzzustände wurden in der Regel bei den Modellregionen auf Ebene der Leitwarte des Verteilnetzes angesiedelt. Sofern die Flexibilität nicht für Netzdienstleistungen herangezogen werden soll, sondern als Wirkleistungen an den überregionalen (Regel-)Energimärkten verwertet werden soll, befindet, kann das Aggregator-Leitsystem auch zentral agieren.

Neben den ungeplanten kurzfristigen Abrufen gibt es zudem eine weitere Variante, um Flexibilitäten bereit zu stellen. Viele Unternehmen sind bereit, Teile ihrer (stromintensiven) internen Prozesse mittel- und langfristig umzustellen (Wäsche waschen, Müll pressen etc.), wenn sich der Aufwand lohnt. Ähnlich wie bei Haushaltskunden könnte dies über flexible Stromtarife, ggf. noch besser über Ab- und Zuschaltoptionen geregelt werden (siehe Kap. 7.3).

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass sich der Wert der bereitgestellten Flexibilitäten erst in ihrer intelligenten Nutzung zeigt. Zu den operativen Herausforderungen eines Aggregators gibt es bisher wenige Erfahrungen. An dieser Stelle sollte ein Folgeprojekt mit konkreten Pilotbetrieben und einer zentralen Steuerung belastbare Daten und ein erfolgversprechendes Umsetzungskonzept liefern.

Insbesondere das Handbuch Lastmanagement der Deutschen Energieagentur GmbH (siehe Kap. 5.2.22) befasst sich ausführlich mit dem Thema, wie Unternehmen durch geschicktes Portfoliomanagement z.B. selber am Regelenergiemarkt teilnehmen können.

Simulationen und erste Pilotergebnisse eines Gesamtsystems liefern dazu auch die E-Energy Projekte (siehe Kap. 5.2.11, 5.2.12, 5.2.13).

#### **6.4.5 Vertriebsansätze und Kundenkommunikation**

Generell wurde die Bedeutung der Gespräche von den Betrieben sehr hoch eingeschätzt. Aus diesem Grund war der Anteil der teilnehmenden Führungskräfte/Inhaber während den Gesprächen entsprechend groß. Dies verdeutlicht auch noch einmal Tab. 39.

**Tab. 39 Funktionen der Interviewpartner in den untersuchten Betrieben, Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013**

<b>Funktion im Betrieb</b>	Inhaber/Geschäftsführung	10
	Betriebsleitung/Produktionsleitung	4
	Facility Management	7

Für zukünftige Interviews besteht die beste Kombination aus der verantwortlichen Führungskraft und dem technischen Zuständigen für Lastmanagement- bzw. Energie-Bereich. Bei KMU werden diese Funktionen oft von derselben Person innegehalten und die Hierarchien sind naturgemäß sehr flach.

Sollte es um konkrete Pilotierungen gehen, muss zusätzlich ein Experte für das interne Lastmanagement und der verantwortliche Elektrikerbetrieb hinzu gezogen werden. Dies ist auch hinsichtlich des Multiplikator-Effekts für andere Firmen sinnvoll und wichtig.

**Tab. 40 Von den Interviewpartnern erwarteter Nutzen von Lastverschiebungen im Betrieb, Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013**

<b>Erwarteter Nutzen</b>	Effizienz-Optimierung	20
	Kosten sparen	16
	Reputation (grünes Image)	9
	Technikbegeistert	8
	Gemeinwohl /ökolog. Bewusstsein	8
	Sicherheit	5
	Gewinn	5
	Mitgestaltung/Partizipation	4

Effizienz, Optimierung und grünes Image – diese Nutzen sind auch bezüglich der Produkte zur Energieeffizienz bekannt. Die meisten Firmen sortieren das Thema Lastmanagement auch bezüglich anderer Kriterien in diesen Kontext ein. Marketingkampagnen und Verkaufsstrategien müssen dies entsprechend berücksichtigen.

Ein wesentlicher Faktor besteht außerdem darin, ob die Energiekosten (subjektiv) als Belastung gesehen werden. Je höher der Leidensdruck, desto höher die Bereitschaft sich mit dem Thema auseinander zu setzen.

Wichtig ist ebenfalls, ob es konkurrierende „große“ Themen im Unternehmen gibt (z.B. Hallenausbau). KMU haben häufig nur ausreichend Kapazität, sich einem oder zwei Infrastrukthemen gleichzeitig anzunehmen.

Interessanterweise werden zwei Nutzen, die in der generellen Smart Grid-Diskussion erscheinen - „Gewinn“ (also Anbieter sein für ein neues Produkt) und „Mitgestaltung“ (an einer neuen Energielandschaft) – von den Befragten nicht hoch bewertet. Dies könnte sich ändern, wenn sich das Produkt besser etabliert.

In Energieeffizienzprojekten wird immer wieder festgestellt, dass die Qualität und der Umfang der umgesetzten Maßnahmen nicht mit der tatsächlichen Kostenersparnis oder dem Effizienzgewinn korrelieren, obwohl sie auch in diesem Bereich immer wieder als wichtig angeführt werden. Offensichtlich spielen sie eine Rolle, um sich für das Projekt zu entscheiden, in der Umsetzung treten dann die anderen Nutzen in den Vordergrund.

Der Aspekt Kundenkommunikation im KMU-Umfeld ist bisher bei keiner Studie ausreichend betrachtet worden (anders als bei Haushaltskunden).

#### 6.4.6 Technische Umsetzung

**Tab. 41 Vorhandene Energiemanagementsysteme, Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013**

Energiemanagementsystem im Einsatz	keines	5
	Lastspitzenkappung (einfach)	6
	Einzelverbrauchermessung und -steuerung	11

Auffällig ist der hohe Anteil der komplexen Lastmanagementsysteme in den untersuchten Betrieben. Generell lässt sich hier ableiten, dass ein zukünftiges Modell zur Steuerung von Lasten mit den bestehenden Systemen zusammenarbeiten muss. Idealerweise etabliert sich die Kommunikation mit Nachfragern von außen (Netz, Aggregatoren) als zusätzliche Funktion der vorhandenen Lastmanagementsysteme. Dies würde auch zu niedrigen Investitionskosten beitragen. Die Systeme sollen außerdem einfach in der Bedienung und transparent im Betrieb sein.

Eine generelle Anforderung ist die Garantie der Kontrolle über die eigenen Prozesse. Unproblematisch gesehen werden Abrufe, „die im Hintergrund laufen“. Werden die Abrufe eher kritisch gesehen, sollten sie jederzeit gestoppt werden können. Eine Gefahr für die Geräte darf zu keiner Zeit bestehen.

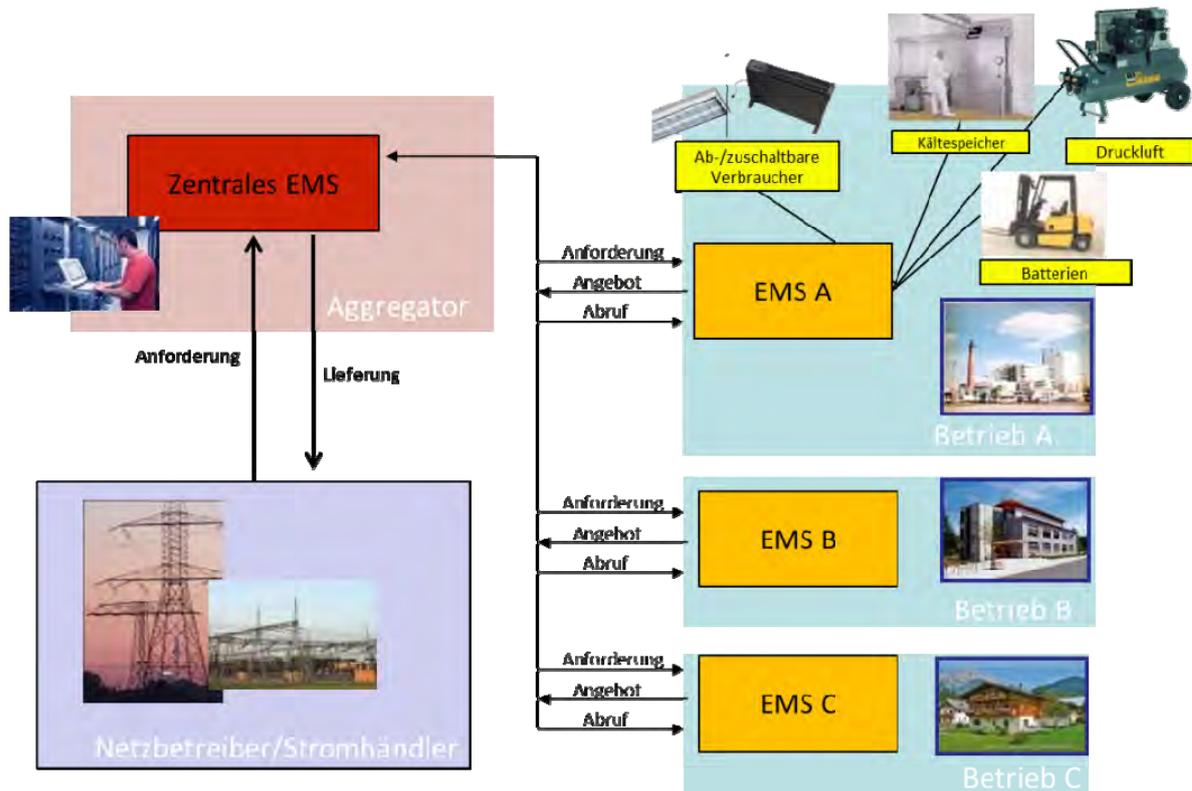
Elektromobilität ist für die meisten Firmen noch kein Thema außerhalb der bestehenden Geräte im Logistikbereich (Gabelstapler, Hubwägen etc.).

Ein zentrales Energiemanagement muss in der Lage sein, Anfragen nach verschiedenen Arten von Abrufen zu bearbeiten, entsprechende Szenarien zu errechnen und Prognosen über die Verfügbarkeit von verschiedenen Flexibilitäten in der Zukunft abzugeben.

Ein Hemmnis bei der Einführung eines zentralen Lastmanagements ist die Verschiedenheit der Systeme zur Laststeuerung in den Betrieben, die zurzeit im Einsatz sind. Jeder Hersteller eines Energie-/Gebäudemanagementsystems müsste eine gleichartige Schnittstelle für den Abruf von Flexibilitäten anbieten. Derzeit gibt es einige Anstrengungen auf europäischer und

internationaler Ebene, entsprechende Standards zu definieren (z.B. IEC 61850) und in einigen Pilotprojekten werden diese Standards auch schon genutzt<sup>20</sup>.

In einem zukünftigen Pilotprojekt sollten Anbieter von Energiemanagementsystemen mit einer entsprechenden Marktpräsenz diese Funktionalität weiterentwickeln. Auch sollte auf die (wenigen) Anbieter zugegangen werden, die sich auf zentrale und mitunter auch dezentrale Lastmanagementsysteme spezialisiert haben.



**Abb. 67** Abruf von Flexibilitäten über ein zentrales Energiemanagementsystem, Quelle: Eigene Darstellung der B.A.U.M. Consult 2011

Detaillierte Hinweise zu möglichen technischen Lösungen sind bei einigen Studien zu finden (siehe Kap. 5.2.1, 5.2.3, 5.2.11, 5.2.12, 5.2.14, 5.2.22) ebenso wie Prototypen und Grundlagen für Standardisierungen (siehe auch Kap. 5.3.6). Traditionelle Hersteller von Lastmanagement- und Gebäudemanagementsystemen scheinen dabei nur partiell involviert zu sein.

#### 6.4.7 Empfehlungen zu rechtlichen Rahmenbedingungen und Marktregulierung

Einige Unternehmen sehen Gesetze und Regulierung berührt, wenn es um die Flexibilisierung von Stromverbrauchern geht. Genannt wurden unter anderem die Hygieneverordnung-

<sup>20</sup> Vgl. generelle IEC61850-Anbindung zum virtuellen Powersystem bei E-Energy: RegModHarz und standardisierte Lösungen für Kühlhäuser bei e-Telligence

gen zum Betrieb von Schwimmbädern sowie Verordnungen für Abwasser, Lärmschutz, Belüftungen und Lebensmittelkühlung.

Zur Erhöhung der Rechtssicherheit sollten die entsprechenden Behörden die Bedingungen für den Einsatz von Lastmanagementsystemen in diesen Bereichen definieren oder die Anbieter sogar zertifizieren.

Eine ausführliche Erörterung des Themas findet anhand von möglichen neuen Geschäftsmodellen in Kap. 7 statt.

#### 6.4.8 Empfehlungen zum weiteren Vorgehen

In der Kundenbefragung wurde das Thema „Interesse an einer Pilotphase“ direkt angesprochen. Dies verdeutlicht Tab. 42.

**Tab. 42 Überprüfung des Interesses an einer potentiellen Pilotphase, Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013**

	1 (sehr) – 5 (überhaupt nicht)	Anzahl der Betriebe
An Pilotphase interessiert	1	7
	2	1
	3	6
	4	3
	5	4

Die Hälfte der befragten Unternehmen steht einer Pilotphase im eigenen Unternehmen zumindest vorsichtig positiv gegenüber. Tendenziell korreliert das Interesse eines Unternehmens mit der Höhe der verfügbaren Flexibilitäten (viel Flexibilität - hohes Interesse; wenig Flexibilität - geringes Interesse) und der Erwartung von Störungen (geringe Störanfälligkeit - hohes Interesse, z.B. bei Betreibern von Kühlanlagen bzw. hohe Störanfälligkeit - geringes Interesse, z.B. bei komplexen Fertigungsprozessen).

Des weiteren korreliert das Interesse eines Unternehmens mit dem Interesse an einer Imageverbesserung, passend zu anderen grünen Marketingaktivitäten, wie z.B. Öko-Hotel, Öko-Supermarkt etc.. Die Erfahrungen aus Projekten, die sich mit konkreten Kundenprojekten beschäftigt haben, zeigen aber, dass mit nahender Implementierung die Zahl der willigen Kunden sinkt.

**Tab. 43 Qualifizierung der Betriebe für eine mögliche Pilotphase, Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013**

Eignung der Betriebe für eine Pilotphase	Nicht geeignet	5
	Für Steuerung einzelner Verbraucher	6
	Für Steuerung über EMS	10

Die Interviewer (Gutachter dieser Studie seitens B.A.U.M. und Salzburg AG) halten die meisten Unternehmen für das Thema Lastverschiebung geeignet. Haben die Firmen ein komplexes Energie- oder Gebäudemanagementsystem, so sollte dieses auch genutzt werden. Sticht ein starker flexibler Verbraucher heraus (z.B. ein Kühlhaus), so kann dieser auch separat angesteuert werden.

Von den geeigneten Betrieben sind die Top 5 in Bezug auf die Flexibilitätspotenziale besonders interessant.

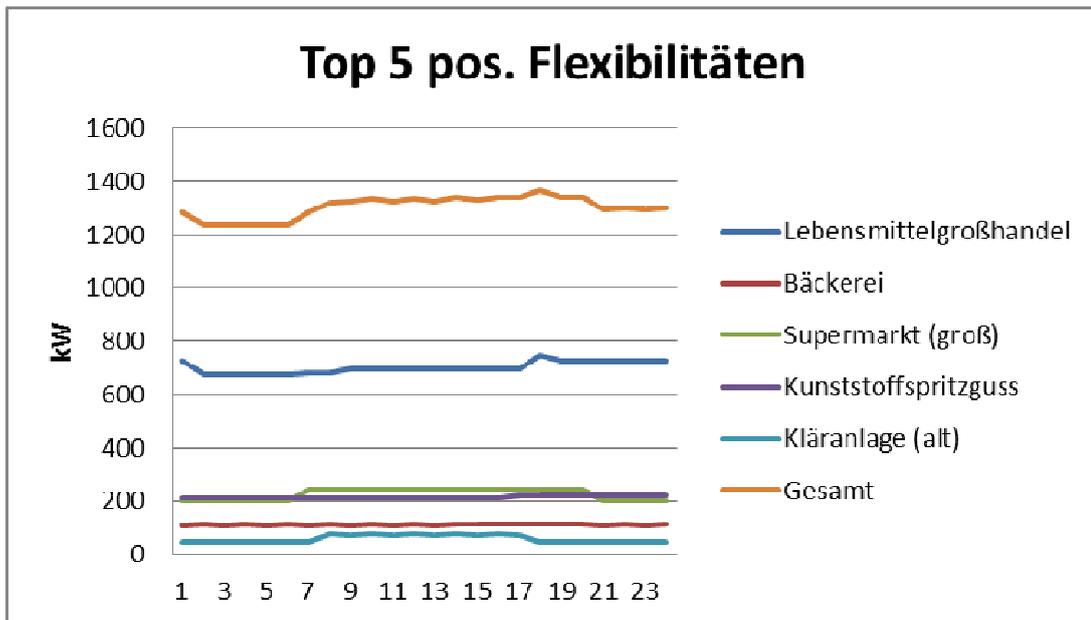


Abb. 68 Die TOP 5 Betriebe zur Hebung positiver Flexibilität, Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013

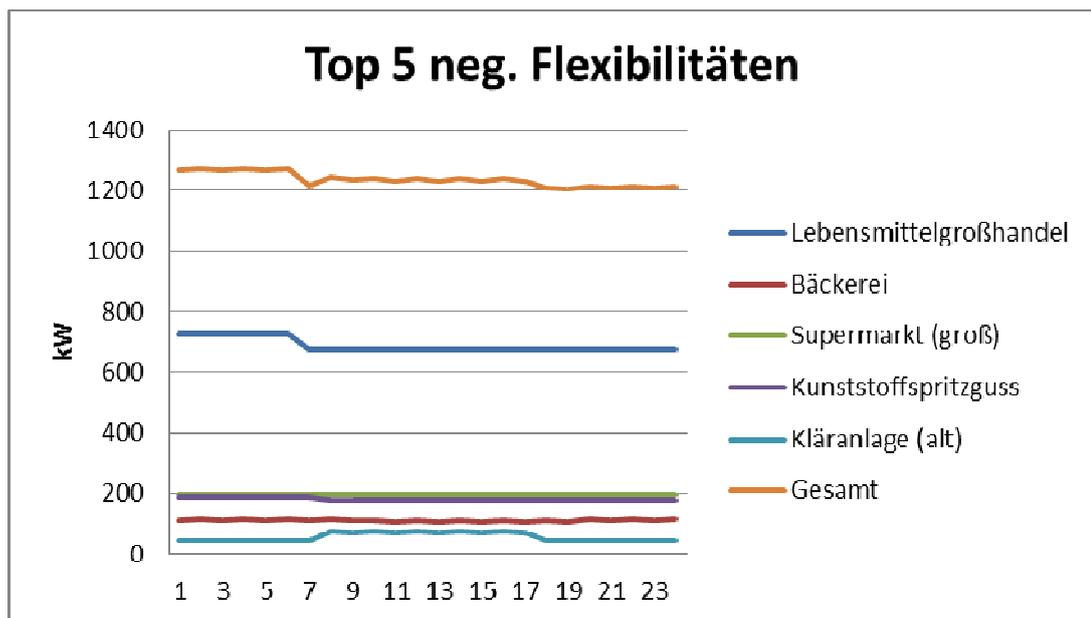


Abb. 69 Die TOP 5 Betriebe zur Hebung negativer Flexibilität, Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013

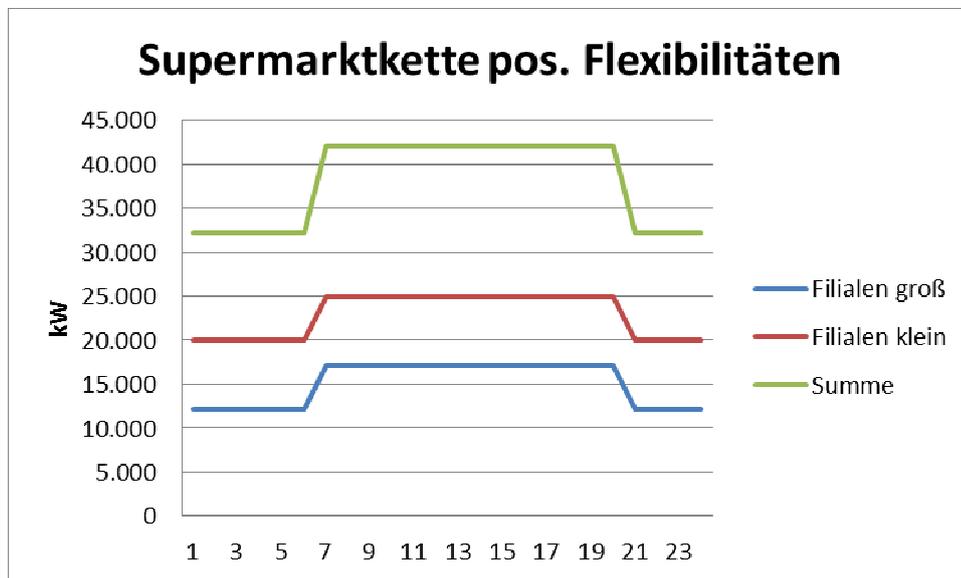
Die Top 5 aus den untersuchten Betrieben machen 60-70 Prozent des Gesamtergebnisses aus. Herausstechend ist der Lebensmittelgroßhandel. Alle anderen Betriebe sind ungefähr vergleichbar. Das Interesse an einem Pilotprojekt ist bei allen Top 5 Unternehmen hoch bis sehr hoch.

**Auf jeden Fall ebenfalls zu berücksichtigen für eine mögliche Pilotphase sind die Supermarktketten mit ihren Filialen.**

**Tab. 44 Die TOP 5 Betriebe mit Interesse an einem Pilotprojekt nach Branchen, Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013**

Unternehmen	Interesse an Pilotprojekt (1-5)
Lebensmittelgroßhandel	1
Bäckerei	1
Supermarkt (groß)	1
Kunststoffspritzguss	3
Kläranlage (alt)	2

Wie sich ein Roll-Out eines Lastmanagements in einer Supermarktkette (bestehend aus 122 Großfilialen und 1000 Kleinfilialen) auf positive und negative Flexibilitäten auswirken würde, ist in der nachstehenden Abbildung dargestellt.

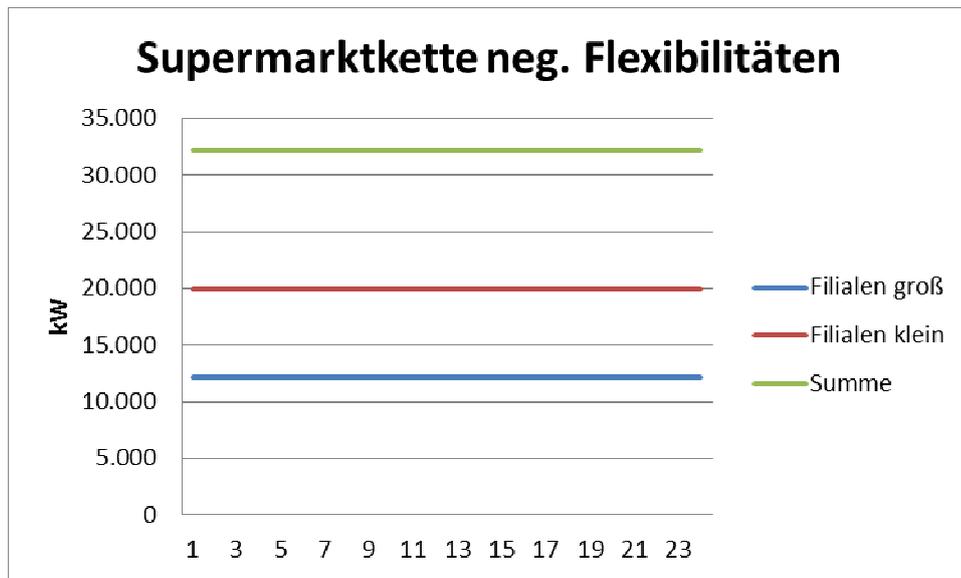


**Abb. 70 Potenzial positiver Flexibilitäten in unterschiedlichen Filialtypen einer Supermarktkette, Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013**

Die hier erzielbaren Flexibilitäten ließen sich bereits am Regelenergiemarkt handeln. Durch geschicktes Portfoliomanagement wäre die Vermarktung als Sekundärreserve denkbar. Allerdings wäre auch zu fragen, ob nicht eine lokale Nutzung einzelner Flexibilitäten einen noch höheren Nutzen und wirtschaftlichen Erfolg bringen würde. Die Flexibilitäten bei Supermärkten sollten jedenfalls mit Priorität in einer weiteren Untersuchung genauer betrachtet

werden, ebenso die Kosten für einen unternehmensweiten Rollout der Implementierung der Laststeuerung von außen.

(Die österreichische Studie Elektrischer Spitzenlastausgleich in Lebensmittelketten in Kap. 5.2.1 gibt ein Verschiebepotenzial bei Lebensmittelmärkten von 20 Prozent an, bzw. 100-150 kWh pro Tag und Markt. Nehmen wir den großen Supermarkt aus unserer Studie und nehmen an, die Flexibilität von 200 kW würde einmal am Tag für eine Stunde abgerufen, dann stimmt die Größenordnung in etwa überein.)



**Abb. 71 Potenzial negativer Flexibilitäten in unterschiedl. Filialtypen einer Supermarktkette, Quelle: Eigene Berechnungen der B.A.U.M. Consult GmbH 2013**

Kap. 5.3.8 gibt einen Überblick über die Handlungsempfehlungen der anderen Studien.

Im Hinblick auf ein zukünftiges Pilotprojekt in Österreich sind die Ergebnisse der Studie eTelligence in Kap. 5.2.12 interessant. Hier wurde eine Anwendung bis zur Marktreife geführt (Angebot von Regelleistung mit einem Kühlhaus).

Die Studie Handbuch Lastmanagement der Deutschen Energieagentur GmbH in Kap. 5.2.22 gibt detaillierte Hinweise, wie Unternehmen ihr Lastmanagementpotenzial erschließen und vermarkten können.

Die österreichische Studie Elektrischer Spitzenlastausgleich in Lebensmittelketten in Kap. 5.2.1 empfiehlt, ihre Ergebnisse in einem Demonstrationsprojekt zu verifizieren.

## 7 Ansätze für Geschäftsmodelle

### 7.1 Erfolgsfaktoren zur Hebung des Lastmanagementpotenzials bei KMU

Für die vorliegende Studie wurde eine umfassende Desk-Research vorgenommen. Diese lieferte erste Hinweise auf Erfolgsfaktoren für Lastmanagement in Betrieben. Fast übereinstimmend weisen die Studien darauf hin, dass es zur Umsetzung von Geschäftsmodellen im KMU-Bereich noch am entsprechenden Marktdesign fehlt, das durch innovative Regulierung und Gesetzgebung entstehen könnte (Für genaue Analysen über Probleme bei der Umsetzung neuer Geschäftsmodelle bei Verbrauchern, Vertrieben, Netzbetreibern und Erzeugern siehe beispielsweise Kap. 5.2.2, 5.2.10, 5.2.14). Eine rein marktgetriebene Einführung von Demand Response würde erst zum Zuge kommen, wenn tatsächliche Netzengpässe entsprechende Preissignale im Markt auslösen (siehe Kap. 5.2.16), was dazu führen könnte, dass die Lösungen im Zweifelsfall zu spät entwickelt würden.

Für Österreich wurde bereits ein signifikantes, auf unterschiedliche Branchen verteiltes Potenzial für Lastverschiebungen, vor allem im Gewerbe und in der Landwirtschaft beschrieben (siehe Kap. 5.2.3). Bis zu 50 MW im Gewerbesektor sowie weitere Potenziale im kommunalen Sektor wurden angenommen (siehe Kap. 5.2.4). Allerdings wird sowohl in österreichischen als auch in deutschen Studien gefordert, das Potenzial in Betrieben, systematisch vor allem auf seine Realisierbarkeit hin weiter zu untersuchen, damit zusätzliche Erfolge erzielt werden können.

Die vorliegende Studie kann durch die Interviews in Salzburger Betrieben mit tatsächlichen Entscheidungs- und Know-How-Trägern neue Einblicke in Erfolgsfaktoren bieten und somit der Forderung nachkommen. Die gewonnenen Einblicke in die Entscheidungs- und Abwägungsprozesse innerhalb von KMU können dazu beitragen, die Erfolgsfaktoren differenzierter zu betrachten und in einem möglichen Piloten zur Implementierung gezielt anzuwenden.

Vor einer Betrachtung der Erfolgsfaktoren auf Nachfrageseite, muss jedoch darauf hingewiesen sein, dass auch die Angebotsseite für den Erfolg von Lastmanagementmaßnahmen bei Betrieben ausschlaggebend ist. Ohne einen glaubwürdigen Bedarf, ist ein glaubwürdiges Geschäftsmodell nicht denkbar. Weiterhin trägt der konkrete Bedarf in einer Situation – vor allem wenn er vom Netz her rührt - zur Formung und den Modalitäten des Geschäftsmodells bei. So ist der Bedarf für die Hebung von Flexibilitätspotenzialen eng an die Netz- bzw. Marktbedarfsprognose geknüpft. Seitens des Netzbetreibers hängt die Nachfrage überhaupt vom künftigen Anpassungsbedarf ab. Die netzbezogene Nutzung von Flexibilitäten hat nur dort Relevanz, wo zusätzliche Lasten oder Einspeiseleistungen in unterdimensionierten Netzabschnitten zu erwarten sind und günstiger mit smarten Lösungen aufgefangen werden können als mit Netzausbau. Die ist bei der Auswahl der Modelle und speziell zu akquirierenden Betrieb von großer Bedeutung. Auch wenn es zum Beispiel um die Optimierung von Beschaffung eines Energieversorgungsunternehmens geht, müssen bestimmte Anforderungen vom zu hebenden Flexibilitätspotenzial erfüllt werden. So müssen, um eine Beschaffung nachhaltig zu optimieren, langfristig und nicht nur saisonal immer wieder ähnliche Flexibilitätsmengen abgerufen werden.

In Kap. 7.3 werden die entsprechenden Bedarfsfälle als Geschäftsmodelle weiterentwickelt und den Ergebnissen der Studien und Untersuchungen gegenübergestellt.

Betrachtet man die Nachfrageseite, so kristallisierte sich durch die durchgeführten Interviews, eine Hypothese über die erfolgreiche Einbindung von Betrieben in Lastverschiebungsmaßnahmen heraus:

Die Höhe der verfügbaren Flexibilitäten, die Erwartung von Störungen bzw. Ausfällen der IKT sowie das Interesse an einen monetären und/oder nicht-monetären Nutzen beeinflussen das Interesse und die Bereitschaft der Entscheider.

Um Betriebe, die einen signifikanten Beitrag zur Laststeuerung leisten könnten und wahrscheinlich auch ein hohes Interesse hätten an einem Piloten teilzunehmen, gezielt herauszufiltern, lohnt sich also bei einer konkreten Pilotumsetzung eine umfassende Vorab-Recherche über die Kennzahlen und Charakteristika der ansässigen Betriebe. So kann vorab analysiert werden, in welchen Betrieben zum einen die höchsten Potenziale zu finden sind und – vor allem – in welchen Betrieben die flexibelsten Prozesse zu finden sind. Vor allem im produzierenden Gewerbe verhindern hochspezialisierte „just in time“-Prozesse sowie die Auftragslage eine Flexibilität, die der Hebung von Potentialen zugrunde liegen muss.

Auf der anderen Seite sind solche Betriebe, in denen wahrscheinlich viele thermische vor allem Kältespeicher eingesetzt werden und Prozesse nicht unbedingt „just in time“ stattfinden, besonders flexibel. Besonders interessant sind dabei Supermarktketten, da hier beide Kriterien erfüllt sind und sich ein Erfolg wahrscheinlich leicht in anderen Filialen der Kette replizieren ließe.

Die Erfahrungen zeigen, dass ein konkretes, wenn gleich noch flexibles Angebot in Bezug auf Lastmanagement zum Erfolg führen kann. Dieses Angebot kann im Zuge des Gesprächs weiterverhandelt und für die individuellen Bedürfnisse des Betriebs angepasst werden. Jeder Betrieb ist in seinen Prozessen einzigartig und muss als eigenes Teilprojekt angesehen werden (siehe auch die Erfahrungen in Studie MeRegio in Kap. 5.2.11). Allerdings ist der Wissenstand der meisten Entscheidungsträger in Bezug auf Lastmanagement noch relativ gering oder von Energiemanagement zur Optimierung des Betriebs geprägt. So hilft es konkrete Informationen und Angebote, die einen deutlichen Eindruck von Kosten und Nutzen vermitteln und auch den übergeordneten Nutzen von Demand Side Management – sei er markt- oder netzgetrieben – erläutern, zu formulieren. In Betrieben, in denen der Entscheidungsträger und der Know-How-Träger in Sachen Energiemanagement nicht dieselbe Person sind, lohnt es von vornherein beide Personen in die Gespräche miteinzubeziehen, so dass Informationen und Angebote nicht mehrfach vermittelt und Abstimmungen im Betrieb direkt angeleitet werden können.

Vorangegangene Studien attestierten, dass der Anreiz für Haushaltskunden und Gewerbetreibende bei mindestens 100 €/Jahr liegen müsste (siehe Kap. 5.2.3). Diese Aussage kann für die im Salzburger Land untersuchten Betriebe konkretisiert werden. Es ist zu beachten, dass nicht nur finanzielle Anreize – die aus Sicht einiger der befragten Betriebe die 100 €/Jahr weit überschreiten müssten – eine Rolle spielen. Auch Sachleistungen, die sich sowohl partizipatorisch als auch marketing wirksam einsetzen lassen, sind für viele Betriebe von Interesse (siehe Auswertungen in Kap. 6.3).

Kap. 7.2 typologisiert unterschiedliche Honorierungsmodelle für die Teilnahme von Betrieben an Lastmanagementprojekten. Die Präferenz für das eine oder andere Modell kann sich je nach Betrieb und Einstellungen der Entscheidungsträger stark unterscheiden.

Abgesehen von der Anreizsetzung, hat es sich weiterhin als zentral herausgestellt, den Kunden eine rechtliche Sicherheit zu vermitteln. Vor allem Kühlungs- und Lüftungsprozesse in verschiedenen Branchen unterliegen bestimmten Verordnungen. Soll ein Unternehmen bei einem Lastmanagementprojekt teilnehmen, müssen vorab konkrete Recherchen zu z.B. Hygienevorschriften etc. unternommen werden, um glaubhaft versichern zu können, dass eine Veränderung der Prozesse im Betrieb rechtlich abgesichert ist. Eine Zertifizierung der Lastmanagementprozesse durch einschlägige Behörden wäre, um in den betroffenen Betrieben Sicherheit herzustellen, zielführend.

Ebenfalls bereits in anderen Studien angedeutet wurde das Bedürfnis der Entscheidungsträger in Betrieben, sichere IKT zu installieren, die sich leicht auf bestehende Systeme „aufsetzen“ lässt und kaum Ausfallzeiten auslöst. Darüber hinaus muss aber auch klar kommuniziert werden, dass der Mensch und nicht das Energiemanagementsystem die letzten Entscheidungen trifft, es bei einem Steuersignal, das in einer bestimmten Situation nicht in die Prozesse im Betrieb passt einen Not-Aus-Knopf gibt. Die neue IKT sollte als Möglichkeit, neue Nutzen zu generieren und Prozesse zu vereinfachen, dargestellt werden und nicht als zusätzlicher Arbeitsaufwand oder Unsicherheitsfaktor.

Die notwendige weitere Standardisierung und technische Entwicklung, die einfache plug&play Lösungen ermöglichen, wurden ebenfalls bereits in vielen anderen Studien (z.B. siehe Kap. 5.2.12) angesprochen. Die Erfahrungen in den Salzburger Betrieben verleihen dieser Forderung Nachdruck. Um die Betriebe von einer aktiveren Teilnahme zu überzeugen, bedarf es niedriger Integrationskosten – so gesehen einer „niedrigen Eintrittsschwelle“. Dies kann durch das leichte Aufsatteln der neuen IKT auf die (möglicherweise) bereits vorhandene (IKT-)Infrastruktur erreicht werden, damit eine leichte technische Handhabung zustande kommt.

Ob die aufgezeigten Best-Practice-Beispiele zusammengenommen zu einer effizienten Ansprache und Einbindung von Betrieben in Lastmanagementstrukturen führen können, kann nur eine praktische Umsetzung in Form eines Pilotprojekts nachweisen. Es muss jedoch auch festgehalten werden, dass Erfahrungen aus anderen Projekten, die sich bereits mit konkreten Umsetzungen von Kundenprojekten beschäftigt haben, zeigten, dass ein anfängliches Interesse teilzunehmen mit nahender Implementierung sinken kann.

## 7.2 Honorierung von Lastflexibilität

Bevor in Kap. 7.3 die Geschäftsszenarien näher beleuchtet werden, die sich im aktuellen und einem möglichen zukünftigen Rechtsrahmen realisieren lassen, soll hier ein Überblick über die praktizierten und denkbaren Honorierungsmodelle gegeben werden. Dies scheint speziell deshalb geboten, weil sich die Diskussion vielfach auf die Abbildung des Flexibilitätsnutzens auf die Netzentgelte einschränkt. Diesem Honorierungsmodell sind aber schon jetzt und werden auch in Zukunft deutliche Grenzen gesetzt sein (siehe Kap. 4). Dabei können für weitergehende Überlegungen 8 Modelle unterschieden werden, die nachfolgend erläutert werden.

### **(1) Goodwill-Modell**

Bei der Vorort-Untersuchung der Betriebe wurde mitunter geäußert, dass man eine Flexibilisierung ohne Honorierung leisten würde, sofern dadurch mit Sicherheit die Betriebsabläufe bzw. Produktionsprozesse nicht beeinträchtigt würden. Solche Unternehmer betrachten dies als *Beitrag zur Sicherung des zukünftigen Energieversorgungssystems*.

### **(2) Nicht-monetäre Honorierung**

Als zusätzlicher Anreiz für das Goodwill-Modell könnten diverse Arten von Auszeichnungen zum Einsatz kommen: *Auszeichnung als „Energiewende-Betrieb“*, Plakette für das Foyer des Betriebs, Einladung zu speziellen Events etc.

### **(3) Zuschüsse für Zusatzaufwand**

In den meisten Fällen wird das Heben der Flexibilitätspotenziale mit Kosten für zusätzliche Steuerungsanlagen oder Konfigurations- und Umstellungsaufwand verbunden sein. Dieser *Aufwand müsste ersetzt oder mindestens bezuschusst werden*, um Unternehmer dann für den laufenden Betrieb für die Modelle (1) oder (2) zu gewinnen.

### **(4) Kompensationsmodelle**

Einem Energieversorger stehen zahlreiche Möglichkeiten zur Verfügung, im Sinne der Lastflexibilisierung „gute Kunden“ zu unterstützen. Eine einfache Möglichkeit ist eine (*kostenlose*) *Energieberatung oder die Möglichkeit zur Nutzung eines „Energiewende-Center“*.

### **(5) Kooperationsmodelle**

Der Energieversorger unterstützt den Kunden bei der Errichtung von EE-Anlagen (insbesondere PV-Anlagen) und kann im Gegenzug deren Betrieb (netz- oder eigenverbrauchsoptimierter Prosumer) mitgestalten. Hier würde das Energiemanagementsystem weiteren Nutzen durch Einspeisemanagement- und Eigenoptimierungsfunktionalitäten erhalten.

### **(6) Gesonderte Netzentgelte**

Flexibler zu handhaben als alle Arten von Tarifen sind individuell vereinbarte (Netz-)Entgelte für vereinbarte Ab- und Zuschaltungen von Verbrauchern (und Erzeugern) bzw. Leistungsreduktionen oder –erhöhungen.

### **(7) Mehrstufentarife**

Die einfachste Art tarifliche Anreize zu schaffen sind Tarife, bei denen der Verbrauch bzw. die Leistung zu bestimmten – fix oder weit im Voraus festgelegten – Zeiten mit unterschiedlichen Kosten von Kilowatt oder Kilowattstunde belegt sind.

### **(8) Dynamische Netzentgelte**

In diesem Modell passt sich der Netzentgeltanteil des Strompreises kurzfristig an die Auslastung der Netzkomponenten an. Dieses Modell beruht auf Preissignalen oder vergleichbaren

Informationen, die es entsprechend ausgerüsteten Verbrauchern oder Erzeugern erlauben, durch Flexibilität die Gesamtenergiekosten optimal zu gestalten.

In der Praxis dürfte sich je nach den regionalen Gegebenheiten und den Problem- und Zielstellungen eines Stromversorgers- bzw. Netzbetreibers ein geeigneter Mix aus diesen Honorierungsmodellen anbieten. Im Hinblick auf Diskriminierungsfreiheit ist darauf zu achten, dass allen potenziellen Netzkunden vergleichbare Konditionen für eine vergleichbare Netznutzung zugänglich sind.

### 7.3 Geschäftsszenarien

Tragfähige Geschäftsmodelle sind dadurch gekennzeichnet, dass sie beiden Geschäftspartnern einen Nutzen bringen. Die möglichen Nutzen und Honorierungsmodelle aus Sicht von Stromkunden sind in Kap. 7.2 skizziert. Hier werden nun Szenarien beschrieben, die sich an den Nutzenpotenzialen der Netzbetreiber orientieren und Hinweise darauf geben, mit welchen vertraglichen Vereinbarungen sich ein solcher Nutzen einstellen kann.

Wenn man die Geschäftsmodelle außer Acht lässt, die sich durch das wirtschaftlich attraktive Anbieten ganz neuer Dienstleistungen ergeben, so dienen die hier zu diskutierenden Geschäftsmodelle im Kern dem kostenoptimierten Betrieb des gesamten Energieversorgungssystems. Offensichtlich sind die Kostentreiber für den jetzigen und zukünftigen Betrieb von Netzen sehr vielfältig und auf alle Fälle stark abhängig von regionalen bzw. lokalen Gegebenheiten. Für die Region Salzburg lassen sich folgende differenziert zu betrachtende Regionstypen unterscheiden:

Regionstyp	Stressoren bzw. markante Probleme	Beispiel
ländlich	Einspeiseüberschüsse in peripheren Netzsträngen (Spannungshaltung, Lastflussumkehr)	massive fluktuierende Wind-, PV- oder Wasserkrafteinspeisung in verbrauchsfernen Gegenden
urban	Anschluss weiterer Verbraucher an ausgelasteten Netzsträngen	Erweiterung von Gewerbebetrieben bzw. Gewerbegebieten
suburban	stark fluktuierende Einspeisung von PV und unwägbarer Netzstrombezug durch ungesteuerte Eigenverbrauchsoptimierung	starker Zubau von PV in Eigenheimsiedlungen; Laden von Elektrofahrzeugen

Will man diesen Herausforderungen begegnen, bieten sich die folgenden – vor allem bzgl. der Komplexität der Implementierung – unterscheidbaren Modelle an. Sie gilt es zuerst auf ihre Wirksamkeit für den gegebenen Fall zu prüfen und sodann in geeigneter Form vertraglich zu vereinbaren. Dabei wird sich der Netzbetreiber stets fragen, welcher Mix angemessen ist und wie viel ihm die entsprechenden Beiträge von den Betrieben im wahrsten Sinn des Wortes Wert sind.

**(A) Begrenzung der Maximallast**

<p>Dies ist das bewährte Modell, nach dem sich bereits jetzt Netzbetreiber vertraglich und technisch gegen hohe gleichzeitige Lasten absichern. Mittels technischen Geräten („Lastwächter“) wird sichergestellt, dass eine bestimmte Anschlussleistung nicht überschritten wird.</p>	
<p>Die vereinbarte Maximallast kann in Einzelfällen bis zur technisch gesicherten Anschlussleistung überschritten werden. Überschreitungen werden mit entsprechend höheren Netzgebühren für die Zeit der Überschreitung in Rechnung gestellt</p>	
<p>Meist gilt die vereinbarte Maximallast für einen längeren Zeitraum. In der Praxis kommen auch zeitlich unterschiedliche Begrenzungen der Maximallast vor.</p>	

Nutzen für ...			
Netzbetreiber	Kunden	Lieferant	Aggregator
Vermeidung/Verzögerung Netzausbau (auf allen Spannungsebenen)	Günstige Netznutzungs-/Anschlusskonditionen	Ggf. geringere Liefermengen	

**Erkenntnisse aus anderen Studien:**

Dieses Modell ist allgemein bekannt und akzeptiert und wird in allen Studien zitiert, die sich mit der Verwertbarkeit von Flexibilitäten beschäftigen.

**Erkenntnisse der Untersuchung der Salzburger Betriebe:**

Sämtliche erhobenen Flexibilitäten aus der Untersuchung eignen sich für dieses Modell.

**Regulierung:**

Geschäftsszenario A ist unter aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen umsetzbar und wird bereits eingesetzt.

**(B) Fahrpläne für Lasten und Einspeisung**

<p>Die Ausstattung einer Region mit einem bestimmten Erzeugungspark, der sich beispielsweise auf tageszeitlich oder meteorologisch bedingte Energiequellen stützt, kann sich in vom Netzbetreiber vorgegebenen Fahrplänen für einzelne oder alle Verbraucher abbilden. In die Festlegung eines geeigneten Fahrplans können auch bestimmte Verbrauchsmuster eingehen. Solche vorgegeben Fahrpläne gelten für das ganze Jahr oder zumindest eine längere Zeit.</p>	
<p>In genauer Kenntnis der Verbrauchsmuster/Erzeugungsprognosen kann ein Betrieb/Erzeuger seinen Lastgang/seine Einspeiseleistung in Form eines Fahrplans sehr genau vorhersagen. Ggf. sind entsprechende Mess- und Steueranlagen zu installieren, die das genaue Einhalten des „versprochenen“ Fahrplans sichern. Solche Fahrpläne geben einem Netzbetreiber hohe Planungssicherheit. „Fahrplantreue“ von Verbrauchern und Erzeugern kann auch auf Ebene von Aggregatoren oder VPS-Betreibern koordiniert und honoriert werden.</p>	

Nutzen für ...			
Netzbetreiber	Kunde	Lieferant	Aggregator
Planungssicherheit im Netzmanagement (Netzlaster, Engpässe) Vermeidung/Verzögerung Netzausbau Relevant für alle Netzebenen	Honorierung der Fahrplantreue (Netzseitig und bei Direktvermarktung durch Markt), ggf. Eigenverbrauchsoptimierung	Beschaffungsvorteile	Hochwertige, weil verlässliche Vermarktung

**Erkenntnisse aus anderen Studien:**

Dieses Modell wird unter anderem in der KONDEA Studie (siehe Kap. 4.2.2) unter der Bezeichnung „koordinierter Anlagenbetrieb“ näher erläutert, allerdings aus der Sicht des Energievertriebs (zur Preisoptimierung), die dann möglicherweise in Konkurrenz zu den Bedürfnissen des Netzbetriebs stehen.

### Erkenntnisse der Untersuchung der Salzburger Betriebe:

Das Modell ähnelt stark Modell (A), sämtliche erhobenen Flexibilitäten aus der Untersuchung eignen sich für dieses Modell. Vor allem flexible Verbraucher, die eng an Unternehmensprozesse und Personaleinsatzplanung gekoppelt sind, können u.U. nur mit diesem Modell eingebunden werden, da sie nur planbare und keine kurzfristige Flexibilität zur Verfügung stellen.

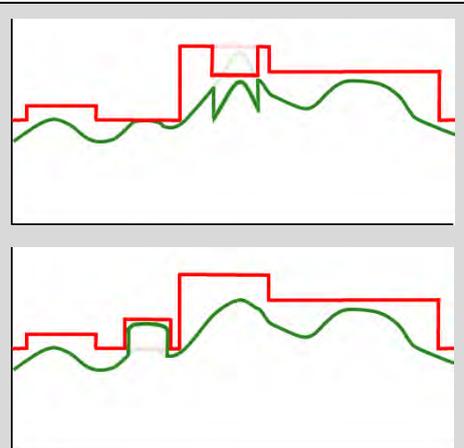
### Regulierung:

Geschäftsszenario B ist unter aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen auf Grund von starren Netztarifen nicht umsetzbar.

### (C) Abrufbare Optionen

Die Methode der unter (B) beschriebenen Fahrpläne kommt an ihre Grenzen, wenn unvorhergesehene Ereignisse eintreten. Mit zunehmender Fluktuation der (erneuerbaren) Erzeugung werden immer häufiger solche Fälle eintreten. Dafür können sich Netzbetreiber Abschalt- oder Zuschalloptionen sichern. Das Prinzip ist vom bisherigen System der Ausgleichs- und Regelenergie bekannt. In Zukunft werden solche Optionen benötigt, um sehr zeit- und ortsgenau auf unvorhergesehene Situationen reagieren zu können. Die Entscheidung, welche Option „gezogen“ wird, wird in einer Zentrale getroffen, die alle zur Verfügung stehenden Optionen optimal einsetzen kann. Voraussetzung ist, dass die Ab- und Zuschaltssignale ihren Adressaten tatsächlich und zeitgenau erreichen; dafür dürften in der Praxis dedizierte Kommunikationskanäle eingesetzt werden.

Optionsvereinbarungen regeln individuell auf Basis einer genauen Vorabuntersuchung die zulässigen Zeitpunkte und die Dauer der Verschiebung sowie die (monetäre) Honorierung der grundsätzlichen Bereitstellung einer Option. Zusätzlich kann vereinbart werden, den tatsächlichen Nutzen der Option zu honorieren.



Nutzen für ...			
Netzbetreiber	Kunde	Lieferant	Aggregator
Spielräume im Netzmanagement (Netzlasten, Engpässe) Vermeidung Netzausbau / Ausgleichsenergie o. a. Systemdienstleistungen Relevant für alle Netzebenen insbesondere im Nieder- und Mittelspannungsnetz geeignet um kritischen Situationen vorzubeugen	Pauschal oder schaltungsbezogene Honorierung von Flexibilitätsoptionen	Störung der Liefermengen	Ggf. Aggregation von Systemdienstleistungen (Negawatts)

#### Erkenntnisse aus anderen Studien:

Dieses Modell ist auf der Ebene der Übertragungsnetze als Regelleistung bekannt. Es betrifft dort fast ausschließlich große schaltbare Erzeuger und Lasten. Die Bereitstellung von Flexibilitäten als Regelleistung wird in fast allen Studien, die sich mit der Verwertbarkeit von Flexibilitäten beschäftigen, untersucht und ist teilweise auch schon in entsprechenden Piloten umgesetzt worden (siehe Kap. 5.2.3, 5.2.11, 5.2.12). Zudem ist dieses Geschäftsszenario im Handbuch Lastmanagement der Deutschen Energieagentur GmbH in Kap. 5.2.22 ausführlich beschrieben, insbesondere für die Minutenreserve und die Sekundärregelleistung.

Auf Verteilnetzebene ist dieses Geschäftsmodell kaum bekannt aber vor allem interessant, wenn es lokal gezielt eingesetzt werden kann (siehe Kap 5.2.13).

#### Erkenntnisse der Untersuchung der Salzburger Betriebe:

Die Zustimmung der Betriebe zu diesem Modell war geteilt. Einerseits wurde die planbare Bereitstellung und Honorierung positiv bewertet, andererseits lässt sich bei KMU der flexible Einsatz der Verbraucher (und damit die entsprechende Flexibilität) nicht tagtäglich garantieren. Ein Ausweg ist hier ein intelligentes Portfoliomanagement des Aggregators (siehe Kap. 6.4.4).

#### Regulierung:

Geschäftsszenario C ist unter aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen auf Grund von starren Netztarifen nicht umsetzbar.

**(D) Dayahead-Anpassung der Einspeise- / Lastkurve**

<p>In diesem Modell wird jeweils für einen Tag im Voraus die anzustrebende Last übermittelt. Dies kann ggf. mittels elektronischer Marktplätze realisiert werden, auf denen Nachfrager ihre Wünsche und Anbieter ihre Flexibilitäten aufeinander abstimmen können. Ein beteiligter Kunde kann so für einen Tag im Voraus sein Einspeise-/Lastprofil planen und sich dies entsprechend honorieren lassen.</p>	
--	--

Nutzen für ...			
Netzbetreiber	Kunde	Lieferant	Aggregator
Planungssicherheit im Netzmanagement (Netzlasten, Engpässe) Vermeidung Netzausbau / Ausgleichsenergie Relevant für alle Netzebenen	Honorierung der Fahrplan-treue (Netzseitig und bei Direktvermarktung durch Markt), ggf. Eigenverbrauchsoptimierung	Beschaffungsvorteile	Hochwertige, weil verlässliche Vermarktung

**Erkenntnisse aus anderen Studien:**

Auch diesem Modell wird in verschiedenen Studien eine hohe Realisierungschance eingeräumt, da es technisch nicht zu hohe Ansprüche stellt und sowohl von Netzbetreibern als auch vom Vertrieb genutzt werden kann. Insbesondere die deutschen Studien haben sich intensiv mit diesem Modell beschäftigt (siehe Kap. 5.2.12 bis 5.2.16)

**Erkenntnisse der Untersuchung der Salzburger Betriebe:**

Dieses Modell wurde nicht spezifisch abgefragt. Generell planen Betriebe ihre Produktionsschichten für einen längeren Zeitraum und die kurzfristigen Flexibilitäten lassen sich wahrscheinlich lukrativer in einem anderen Geschäftsmodell verkaufen (C oder E)

**Regulierung:**

Geschäftsszenario D ist unter aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen auf Grund von starren Netztarifen nicht umsetzbar.

**(E) Near- / Realtime-Anpassung der Lastkurve**

<p>Hier wird die Vorgabe der zu erbringenden Last für jeweils eine ¼ Stunde im Voraus (oder mit noch kürzerer Frist) übermittelt. Der beteiligte Betrieb versucht mittels dezentraler Intelligenz die aktuelle Last so weit als möglich der Vorgabe anzupassen.</p> <p>Diese Methode erlaubt sehr flexible, orts- und zeitgenaue Anreize zu setzen. Sie ist aber auch komplex - sowohl in der Definition des Tarifs als auch in der technischen Umsetzung mittels Lastmanagement-Systemen mit dezentraler Intelligenz. In der Praxis stellt sich vor allem das Problem, dass sichergestellt werden muss, dass die „Realzeit-Signale“ die Lastmanager rechtzeitig erreichen.</p>	
---	--

<b>Nutzen für ...</b>			
<b>Netzbetreiber</b>	<b>Kunde</b>	<b>Lieferant</b>	<b>Aggregator</b>
Vermeidung von Netzengpässen und - instabilitäten bzw. teureren Systemdienstleistungen  Relevant für alle Netzebenen	Honorierung präqualifizierter kurzfristig verfügbarer Flexibilitäten	(-) Störungen der Liefermengen / Beschaffungsplanung	Hochwertige, weil präqualifizierte Vermarktung an Regelenergiemärkten

**Erkenntnisse aus anderen Studien:**

Dieses Modell wird ebenfalls in vielen Studien diskutiert, da es technisch anspruchsvoll ist, den Unternehmen dennoch größtmögliche Entscheidungsfreiheit einräumt und die kurzfristigen Herausforderungen des Netzbetriebs lösen könnte (siehe Kap. 5.2.4, 5.2.5). Allerdings gibt es wegen der bisher fehlenden technischen Angebote so gut wie keine belastbaren Erfahrungen.

**Erkenntnisse der Untersuchung der Salzburger Betriebe:**

Ein Großteil der Betriebe würde dieses Modell bevorzugen, wenn es technisch umsetzbar wäre. Eine Herausforderung ist hier die Intelligenz und Schnelligkeit der IKT-Systeme. Alle Flexibilitäten, die aus Speichern verfügbar sind, eignen sich für dieses Modell. Und das ist die Mehrzahl aller Flexibilitäten (siehe Kap. 6.4.2) Wichtig ist hier eine schnelle Einschätzung eines Aggregators, wieviel Flexibilität er aus seinem Portfolio mobilisieren kann.

**Regulierung:**

Geschäftsszenario D ist unter aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen auf Grund von starren Netztarifen nicht umsetzbar.

**(X) Prosumer-Modelle**

In der Realisierung der passenden Modelle zur Bewältigung der Stressoren in einer gegebenen Region lässt sich eine dritte Dimension beschreiben. Sie betrifft die (neue) Rolle der Verbraucher, wenn sie gleichzeitig erzeugen.

Zunehmend werden sowohl Haushalte als auch vor allem Betriebe gleichzeitig Energie nutzen und erzeugen. In diesem Prosumer-Modell bieten sich dem Netzbetreiber neue Chancen.

(X1) fahrplanorientierter Prosumer: Es können nicht nur Verbraucher bei Bedarf abgeschaltet oder gedrosselt werden, sondern Flexibilität kann auch in der Erzeugung genutzt werden. Einem Betrieb bieten sich somit mehr Möglichkeiten zur „Fahrplantage“. Zumal dann, wenn der Prosumer auch noch Speicher einsetzt.

Nutzen für ...			
Netzbetreiber	Kunden	Lieferant	Aggregator
Planungssicherheit im Netzmanagement (Netzlaster, Engpässe) Vermeidung Netzausbau / Ausgleichsenergie Relevant insbesondere für kritische Netzstränge der Nieder- und Mittelspannung	Honorierung der Fahrplantage (Netzseitig und bei Direktvermarktung durch Markt), ggf. Eigenverbrauchsoptimierung	Beschaffungsvorteile	Hochwertige, weil verlässliche Vermarktung

**Regulierung:**

Geschäftsszenario X1 ist unter aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen auf Grund von starren Netztarifen nicht umsetzbar.

(X2) eigenverbrauchsoptimierender Prosumer (ungesteuerter): Ein solcher Prosumer kann den Netzbetreiber auch vor weitere Probleme stellen. Er wird ggf. Strom aus dem Netz ziehen, wenn er besonders günstig ist, und selbst erzeugen, wenn der „Netz-Strom“ teuer ist. Würden sich viele Betriebe ungesteuert eigenverbrauchsoptimierend verhalten, würde die Netzlast zu bestimmten Zeitpunkten erheblich erhöht.

Nutzen für ...			
Netzbetreiber	Kunde	Lieferant	Aggregator
Unwägbarkeiten für eigene Netzlastprognose auf Grund hoher Gleichzeitigkeitseffekte und Aufschaukeln durch Marktsignale  Relevant für alle Netzebenen und Bilanzkreise	Kostenoptimierung durch Eigenverbrauchs-optimierung  gefühlte Autonomie	(+) Beschaffungsoptimierung, weil hohe Preissensitivität beim Kunden  (-) geringere Netzstrommengen-Absatz	

**Regulierung:**

Geschäftsszenario X2 ist unter aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen umsetzbar und wird bereits angewendet. Netznutzer, die ebenfalls selbst einspeisen (z.B. PV-Anlagen) können ihren Verbrauch sowie ihre Einspeisung bereits selbst optimieren. Die dem Netz durch die Einspeisungen entstehenden Kosten werden auf alle Netznutzer umgelegt.

(X3) systemgeführter Prosumer: Für tragfähige Geschäftsmodelle könnten Konstellationen geschaffen werden, in denen die Erzeugungsanlagen und Speicher von Prostormern<sup>21</sup> - was Leistung angeht - komplett unter dem Regime eines Versorgers oder Netzbetreibers stehen, ihre Arbeit dem Prostormer jedoch angemessenen honoriert wird.

Nutzen für ...			
Netzbetreiber	Kunde	Lieferant	Aggregator
Planungssicherheit im Netzmanagement (Netzlasten, Engpässe)  Vermeidung Netzausbau / Ausgleichsenergie  Relevant auf allen Spannungsebenen	(+) Honorierung der Fremdsteuerung von Flexibilitäten.  (-) geringere Eigenstromnutzung muss durch Netzgeführte Steuerung „entschädigt“ werden	Unwägbarkeit im Stromabsatz	Hochwertige weil verlässliche Vermarktung

**Regulierung:** Geschäftsszenario X3 ist unter aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen auf Grund starrer Netztarife nicht umsetzbar.

<sup>21</sup> Prostormer können Netznutzer bezeichnet werden, die gleichzeitig über Erzeugungsanlagen und Speicher und Verbrauchsanlagen verfügen. (Producer+Consumer+Storager)

**(Y) Gruppenmodelle**

Viele Flexibilitäten eines einzelnen Betriebs sind zu klein, als dass sie einen mess- und honorierbaren Beitrag zur Netzsteuerung leisten könnten. Erst wenn sie gebündelt werden, wird ein Geschäftsmodell darstellbar. Für die Bündelung kleiner Erzeugungsmengen oder Flexibilitäten hat sich der Begriff *Aggregation* durchgesetzt. Für eine dadurch entstehende neue Marktfunktion oder Marktrolle wurde unter anderem von der EU Standardisierungsgruppe M /490 der Begriff *Flexibility Operator* geprägt (Aggregator-„Diskussion“ siehe Kap. 3.1.3.). Alle genannten Modelle (A) bis (E) lassen sich ggf. besser in Geschäftsmodelle ummünzen, wenn eine solche Funktion etabliert wird.

Nutzen für ...			
Netzbetreiber	Kunde	Lieferant	Aggregator
Zugriff auf bedeutsame (ggf. präqualifizierte) Dienstleistungen  Relevant für Mittelspannung und ÜNB. Der knotscharfe Effekt für die Niederspannungsebene geht bei verschmierten Leistungen verloren	Honorierung der Fahrplanteue (Netzseitig und bei Direktvermarktung durch Markt), ggf. Eigenverbrauchsoptimierung	Beschaffungsvorteile	Hochwertige, weil verlässliche Vermarktung

**Regulierung:**

Geschäftsszenario Y ist unter aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen auf Grund starrer Netztarife nicht umsetzbar.

**(Z) Filialmodelle**

Einen Spezialfall des Gruppenmodells stellt die Situation dar, in der gleichartige Betriebe gemeinsam betrachtet und gesteuert werden. Dies trifft z.B. auf die Filialen von Handelsketten zu. Da in diesen sowohl in früheren Studien als auch bei den Vorortuntersuchungen im Rahmen dieses Projekts große Potenziale erkannt wurden, wird hier eine große Chance für ein tragfähiges Geschäftsmodell gesehen. Der für den Netzbetreiber wichtige Ortsbezug der Flexibilität geht hierbei womöglich verloren. Allerdings kann bei leistungsfähigen Netzen ein Nutzen im Gesamtsystem entstehen.

Nutzen für ...			
Netzbetreiber	Kunde	Lieferant	Aggregator
(+) Planungssicherheit im Netzmanagement (Netzlasten, Engpässe) (+) Vermeidung Netzausbau / Ausgleichsenergie (-) mangelnde Möglichkeit zu lokalem Ausgleich innerhalb der Gruppe Relevant für ÜNB - Der lokale Effekt geht bei verschmier-ten Leistungen verloren	Honorierung der Fahrplantreue (netzseitig und bei Direktvermarktung durch Markt), ggf. Eigenverbrauchsoptimierung	Beschaffungsvorteile	Hochwertige, weil verlässliche Vermarktung

**Regulierung:**

Geschäftsszenario Z ist unter aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen auf Grund starrer Netztarife nicht umsetzbar.

**7.4 Rahmenbedingungen für weitergehende Geschäftsmodelle**

**7.4.1 Regulierung**

Drei zentrale, regulatorische Voraussetzungen für weitergehende Geschäftsmodelle im Kontext der vorliegenden Studie liegen in den Prinzipien der Diskriminierungsfreiheit, der Anrechenbarkeit sowie der Anschlusspflicht und Kostenverursachungsgerechtigkeit.

**Das Prinzip der Diskriminierungsfreiheit:** Sofern einzelnen Netznutzern günstige Netz-konditionen gewährt werden (Anschlussgebühren oder Netznutzungsgebühren) bzw. netz-dienliche Flexibilitäten oder Schloptionen honoriert werden, so ist allen potenziell geeig-neten Kunden Zugang zu betreffenden Geschäftsmodellen zu eröffnen.

Für den Netzbetreiber sollte in diesem Zusammenhang ein Gestaltungsspielraum gegeben sein, der es erlaubt, die kosteneffizientesten Anpassungslösungen zu realisieren. Da es sich in der Regel um ortsgebundene bzw. lokale Problemlösungen handelt (z.B. Spannungshal-tung durch erzeugungsnahen Verbrauch von PV in einem bestimmten Netzabzweig), sollte diese lokale Flexibilität entsprechend den lokalen Gegebenheiten honoriert werden können.

**Prinzip der Anrechenbarkeit:** Derzeit werden nur direkte dem Netzausbau zuzuordnende Kosten für die Ermittlung der Kostenbasis entsprechend § 59 EIWOG anerkannt.

Zukünftig sollten auch indirekte Kosten, des Netzbetreibers für smarte Lösungen (bspw. in Kundenanlagen zur Nutzung von Flexibilitäten) anerkannt werden, sofern diese Kosten zu-künftige Netzausbaukosten vermeiden/verzögern. Hier gilt es einen sinnvollen zeitlichen Ho-rizont für die Bewertung abzustecken.

**Prinzip der Anschlusspflicht und Kostenverursachungsgerechtigkeit:** Der Netzbetreiber sollte auch bei der Anschlussregelung der Netzbenutzer, die lokal benötigte Flexibilitäten anbieten können, entsprechenden Gestaltungsspielraum bei der Kostenverrechnung haben. Die Kostenverteilung bei Netzerweiterungen muss mit einem ausgewogenen Schlüssel sowohl Sozialisierungsaspekte als auch Kosten-Nutzen-Verhältnisse berücksichtigen.

Eine Betrachtung der unter Kap. 7.3 beschriebenen Geschäftsszenarien hinsichtlich ihrer Konformität zum derzeit gültigen Regulierungsrahmen ergibt, dass lediglich die Szenarien

- A; Begrenzung der Maximallast, und
- X2; Eigenverbrauchsoptimierter Prosumer

Anwendung finden. Für alle anderen genannten Szenarien können den Kunden derzeit keine entsprechenden Vergütungen für potenzielle Flexibilitäten angeboten werden.

Um somit potenzielle Flexibilitäten, die der Optimierung des Gesamtsystems dienen, nutzen zu können, sollte dem Netzbetreiber entsprechender Gestaltungsspielraum bei der Honorierung eingeräumt werden.

#### 7.4.2 Markt

Auch die zentralen marktlichen Voraussetzungen lassen sich unter drei Prinzipien subsumieren:

**Prinzip der Marktzugänglichkeit:** Kleine Flexibilitäten haben derzeit auf Grund hoher Präqualifizierungsanforderungen nur begrenzten Zugang zum Regelenergiemarkt. Hier können sinnvoll herabgesetzte Werte bezüglich Zeit und Mengen und die Zulassung von Aggregatoren den Markt vergrößern und Konkurrenz zwischen vergleichbaren Flexibilitäten unterschiedlicher Herkunft (Verbrauch, Erzeugung, Speicher, Transport) zulassen. So erhöht sich die Liquidität am Markt, der ansonsten nur sehr eingeschränkt funktionieren würde.

**Prinzip der Diversifizierung:** Flexibilitäten sind zu unterschiedlichen Zwecken in den Kriterien **Zeit** (Reaktion, Dauer), **Güte** (Zuverlässigkeit, Ökologie, Wirk- Blind-, Spannungshaltung u.a. Systemdienstleistungen) und **Raum** (netzknottenscharfer Ortsbezug, Regionalität) zu differenzieren. So können sie zweckmäßig und wertschöpfend gehandelt werden.

**Prinzip der Preistransparenz:** Damit Flexibilitäten der Prosumer in den Handel gelangen, müssen die Preiszahlungsbereitschaften der Netzbetreiber (zu verschiedenen Zeiten an verschiedenen Orten) offenkundig werden. Dazu sind potenziell nachgefragte Netzdienstleistungen im Raum-Zeit-Muster rechtzeitig von Verteilnetzbetreibern diskriminierungsfrei offen zu legen. Der Prosumer kann daraufhin Preissignale seitens des Stromlieferanten, des Netzbetreibers und ggf. von Aggregatoren miteinander abwägen. Seitens des Lieferanten werden durch die Abkehr von Standardlastprofilen lastgangorientierte Stromlieferungen erst attraktiv.

### 7.4.3 Kommunikation und Akzeptanz

Aus diversen Modellprojekten (v.a. E-Energy in Deutschland) lassen sich für die Akzeptanzsteigerung folgende Prinzipien ableiten:

**Prinzip des angemessenen, zuverlässigen Datenmanagements:** Je nach Energiedienstleistung (Fristen, Zuverlässigkeit) sind unterschiedlich scharfe Anforderungen an die Kommunikation gestellt (Sicherheit, Geschwindigkeit). Für den Netzbetreiber ist eine zuverlässige zeitgenaue Kommunikation wichtig. Für den Prosumer ist insbesondere bei Schalthandlungen wichtig, ggf. noch als letzte Schaltinstanz zur Wahrung der betrieblichen Abläufe eingreifen zu können (Vertrauen und Akzeptanz).

**Prinzip der geringen Grenzkosten:** Die Integrationskosten für dezentrale Flexibilitäten sollten im Interesse geringer Marktbarrieren möglichst gering sein. Dazu können standardisierte Schnittstellen (IEC 61850, IP-basierte Protokolle, siehe Kap. 5.2.12) beitragen und eine flächendeckend verfügbare Datentransportinfrastruktur.

## 7.5 Kundenkommunikation

Jede sinnvolle Kundenkommunikation fokussiert auf die besonders relevanten Zielgruppen. So sind größere Flexibilitätseinheiten auf Grund spezifisch geringerer Integrationskosten (Skaleneffekt) grundsätzlich attraktiver als kleinere Einheiten. Deshalb wird ein effizient agierender Vertrieb zunächst Verbraucher (und Erzeuger) aus dem gewerblichen Bereich (und nicht die Haushalte) ansprechen. Hier können energieintensive Branchen als Auswahlkriterium dienen, aber auch das typische Vorhandensein potenziell flexibler Erzeuger wie Notstromversorgung oder BHKWs und thermische Speicher, Batterien und geeignete flexible Verbraucher (siehe Kap. 6.4.2).

Betriebe, in denen bereits Kommunikationsmöglichkeiten zu Anlagen bestehen, sind besonders interessant, da die dort zu erschließenden Flexibilitäten kurzfristig mit vergleichsweise geringeren Integrationskosten zu heben wären. Als Beispiele für diesen Fall eignen sich Stromheizungen mit Rundsteuerung, die durch Fahrplanoptimierung signifikante Effekte auf das Verteilnetz haben können.

Eine erfolgreiche Kundenkommunikation für „Lastmanagement bei kleineren und mittleren Betrieben“ sollte folgende Elemente enthalten.

- Das Produkt ist vergleichbar mit anderen technisch anspruchsvollen Produkten/Dienstleistungen, die persönliche Ansprache der Betriebe ist Pflicht, der Erfolg hängt stark davon ab, in wie weit der Vertriebsmitarbeiter dem Kunden Nutzen vermitteln und Einwänden, Sorgen und Ängsten begegnen kann. Dazu gehört auch die Auseinandersetzung mit dem Thema Lastmanagement zu Eigenoptimierung vs. Lastmanagement als Dienstleistung (z.B. für das Netz).
- Die Hauptnutzen sind dabei „Effizienz/Optimierung“, „Senkung der Stromkosten“ und „bessere Reputation in den Augen eines ökologisch orientierten Publikums“.

- Auf der Kundenseite sollten in den Gesprächen immer folgende Ansprechpartner eingebunden sein:
  - In-House Experten
  - Entscheider
  - relevante Lieferanten (Anbieter Lastmanagementsystem, Elektriker)
- Sind alle Ansprechpartner dem Projekt gegenüber positiv eingestellt, kann sich das Unternehmen in der Regel sehr schnell entscheiden. Multiplikatoreffekte sollten unbedingt beachtet werden, mögliche Multiplikatoren sind:
  - Betriebe mit Filialen oder engen Partnerbetrieben
  - regional bedeutende Elektrikerbetriebe
  - Einkaufsorganisationen
  - Hersteller von Lastmanagement-, Energiemanagement- oder Gebäudemanagementsystemen
  - Unternehmensverbände und -vertretungen
- Die Einstiegsinvestition sollte möglichst niedrig sein. Idealerweise ist das gesteuerte Lastmanagement bereits ein Feature des bereits existierenden Energie/Gebäudemanagementsystems. Oder der Aggregator finanziert die Anschaffung vor und legt die Kosten auf den laufenden Betrieb um. Die Incentivierung kann auch über die Förderung einer PV-Anlage laufen.
- Vor einem möglichen Roll-out sollte das Produkt „Lastmanagement als Dienstleistung“ in repräsentativen Pilotprojekten ausreichend getestet und die Erfolge als Leuchtturmprojekt entsprechend dargestellt und verbreitet werden.
- Vor allem in der Anfangsphase ist es wichtig, dass die Verbreitung des Produkts öffentlich unterstützt wird, z.B. mit einer Kick-off-Veranstaltung mit Bürgermeister, Wirtschaftsverbänden und Handelskammern und dem lokalen Netzbetreiber. Das Produkt sollte im Rahmen der Regionalentwicklung und der Förderung der erneuerbaren Energien dargestellt werden.

## 8 Fazit und Empfehlungen

### 8.1 Erkenntnisse aus Desk Research und Praxis

Aus den untersuchten österreichischen und deutschen Studien ergibt sich trotz unvollständiger Bezifferung der erschließbaren Gesamtpotenziale zur Lastverlagerung ein ausreichend klares Bild:

- Lastverlagerung kann mittels IKT im Gewerbebereich mobilisiert werden und hat Marktpotenzial, wenn die Rahmenbedingungen angepasst werden.
- Aus technischer Sicht können bedeutsame Lastverlagerungspotenziale (im Megawattbereich) in unterschiedlicher Qualität (Ort, Zeit, Zuverlässigkeit) aufgebracht werden. Es besteht dabei ein direkter Zusammenhang zur verfügbaren bidirektionalen Kommunikationsinfrastruktur (Flächenabdeckung, Standards, Geschwindigkeit).
- Besonders attraktiv erscheinen die Lastverlagerungspotenziale aus dem industriellen und auch gewerblichen Sektor durch die Nutzung von thermischen (Kälte- und Wärme-) Speichern. Diesen Fokus haben die Praxisuntersuchungen im Rahmen dieser Studie bestätigen und weiter ausdifferenzieren können.
- Aus der installierten Leistung der Verbrauchsanlagen kann grob abgeleitet werden, dass ein Drittel davon tatsächlich für Flexibilitätsüberlegungen herangezogen werden kann (täglich einmal für 15-30 Minuten schalten). Basierend darauf beträgt das entstehende Potenzial im Fall des Salzburger Landes bis zu ca. 200 MW.

Zur Frage der tatsächlichen Erschließbarkeit dieser Potenziale fehlen bisher ökonomische Untersuchungen im Sinne von Kosten-Nutzen-Analysen, um den einzelnen Flexibilitätsoptionen „Preisschilder“ anzuheften (Integrationskosten pro Einheit, Systemnutzen pro Einheit). Die Preiszahlungsbereitschaft auf Nachfrageseite (Netzbetreiber oder Energiemarkt, Aggregator) ist stark abhängig von Ort und Zeitpunkt der bereitstehenden Flexibilität.

Die in den Studien erwogenen Geschäftsmodelle sind idealtypischer Natur und gehen entsprechend davon aus, dass in der Praxis nur ein Teil (10 Prozent) der verfügbaren verschiebbaren Leistung tatsächlich in Energiedienstleistungen (z.B. Regelenergie) verwandelt genutzt und vergütet wird. Der Wert der Flexibilität bemisst sich erst aus der jeweiligen Verwertung (Regelenergie, Beschaffungsoptimierung, Netzdienstleistung) und kann nicht pauschaliert werden.

Die grundsätzliche Flexibilisierungsbereitschaft der Unternehmen ist überwiegend vorhanden, wenn

- die Ansprache über vertraute Kommunikationskanäle (Vertrieb des EVU) läuft und persönliche Aufklärung der Entscheider erfolgt,
- der Produktionsprozess nicht gestört wird,
- auf bestehende Energiemanagementsysteme (effizienzsteigernd, oder lastbegrenzend konfiguriert) aufgesetzt werden kann,

- die Verlagerungen „geräuschlos“ im Hintergrund laufen (automatisiert, plug&play), aber im Bedarfsfall vom Betrieb ausgesetzt werden können,
- ein ausreichender Nutzen für den Betrieb entsteht (ökonomisch-finanziell - kooperativ-partizipatorisch)

Die Erschließung vorhandener gewerblicher Flexibilitätspotenziale stößt auf Hindernisse, wenn

- die Eigenverbrauchsoptimierung im Vordergrund steht (Beispiel die untersuchte Kläranlage, nach Autarkie strebende PV-Prosumer),
- keine Nachfrage artikuliert wird und keine konkreten Geschäftsmodelle angeboten werden,
- die Potenziale zu klein sind oder nicht gebündelt werden,
- die Kommunikationsanbindung unverhältnismäßig aufwendig ist,
- rechtliche Unsicherheiten hinsichtlich der Nutzung bestehen.

### 8.1.1 Empfehlung an Netzbetreiber

In dieser Studie wurden die aus Netzsicht am Beispiel Salzburg besonders interessierenden Anwendungsfälle der Lastverlagerung weiter ausdifferenziert. Es zeigt sich, dass unter jetzigen regulatorischen Rahmenbedingungen geringe Gestaltungsspielräume für gewerbliche (Spitzenlastwächter) und Haushaltsflexibilitäten (rundgesteuerte Stromheizungen) bestehen. Künftig sollten die Netzbetreiber dieses Flexibilisierungspotenzial mit einer intelligenteren Anbindung an die Netzbedürfnisse netzdienlich dynamisieren.

Für die weiteren in Kap. 7.3 angeführten Geschäftsszenarien sind die Möglichkeiten für eine praktische Umsetzung zu konkretisieren und in weiterer Folge mit dem Regulator zu diskutieren.

### 8.1.2 Empfehlung an Forschung

Zur weiteren Einschätzung, inwieweit Lastverlagerungspotenziale tatsächliche mittels regulatorischer und marktlicher Anpassungen volkswirtschaftlich sinnvoll im großen Stile einsetzbar sind, sollten folgende Fragen im Bereich der Forschung aufgegriffen werden.

- Wie können künftig Verteilnetzbetreiber zu einer differenzierten Einschätzung gelangen (Monitoring), welcher Netzanpassungsbedarf regional fein aufgelöst besteht (Netzprognose) und welche Lösungsvarianten dazu alternativ zu welchen Kosten zur Verfügung stehen (inkl. Lastverlagerungspotenziale im Lösungsportfolio)?
- Wie kann künftig die Kommunikation / der Handel zwischen Flexibilitätsanbietern und potenziellen Nachfragern auf Energiedienstleistungsmärkten diskriminierungsfrei und transparent organisiert werden, so dass auch neue Anbieter einen Zugang finden (Präqualifikation, Zuverlässigkeit, Aggregatoren, Plattformen, Marktplätze)?
- Welche Anforderungen an Dateninfrastruktur (Smart-Grid-Abdeckung) und Datenmanagement (Performance, Sicherheit, Schutz) müssen tatsächlich für die nachgefragten Geschäftsmodelle vorhanden sein?

- Mit welchen Technologien kann in verschiedenen Branchen ein automatisiertes Lastmanagement kostengünstig und in einer Art und Weise realisiert werden, das Prozesse nicht oder nur wenig gestört werden und das Lastmanagement eine hohe Akzeptanz seitens der Betriebe findet?

### 8.1.3 Empfehlung an Regulierung

Zur weiteren Anregung der Verteilnetzbetreiber, sich die Lastverlagerungspotenziale netzdienlich zu Nutze zu machen, sollten von der Regulierung entsprechende Signale ausgehen. Zukünftig sollten auch indirekte Kosten des Netzbetreibers für smarte Lösungen (bspw. in Kundenanlagen zur Nutzung von Flexibilitäten) anerkannt werden, sofern diese Kosten zukünftige Netzausbaukosten vermeiden oder verzögern.

Im Rahmen der Regulierung sollte dem Netzbetreiber ein entsprechender Gestaltungsspielraum zur Honorierung von netzdienlichen Flexibilitäten (Leistungserhöhung bzw. Leistungsreduktion) eingeräumt werden. Beispielsweise könnte eine Flexibilisierung der Niedertarifzeiten über den Zeitraum von 22:00-6:00 Uhr hinaus bereits dazu führen, dass bei regionalem Überschuss im Netz durch PV-Einspeisungen Netzbetreiber durch gezielte Einschaltungen (von z.B. Warmwasserbereitungen) die Netzsituation entspannen können ohne den Vertragspartner (Endverbraucher) dadurch tariflich schlechter zu stellen.

## 8.2 Empfehlungen für das weitere Vorgehen eines Energieversorgungsunternehmens (insbesondere aus Sicht des Netzbetreibers)

Ungeachtet dessen, dass insgesamt weiterer Bedarf an der Klärung von technischen Fragen und einer Schaffung eines verlässlichen Rahmens für weitergehende Modelle des Lastmanagements besteht, können Verteilnetzbetreiber schon heute handeln. Ein zielführender Handlungsstrang ist in der Folge skizziert.

### 8.2.1 Zielgruppen identifizieren und eingespielte Kommunikationswege nutzen

In der Potenzialstudie konnte festgestellt werden, dass in einzelnen Kundengruppen in Salzburg spontane Bereitschaft und Gelegenheit besteht im Interesse der Netzführung das Stromnutzungsverhalten zu ändern.

Hierzu gehören insbesondere energieintensive Betriebe aus dem Handels- und Gewerbebereich mit ihren thermischen Flexibilitäten. Hierzu gehören weiterhin Haushaltskunden mit bestehenden variablen Netzkonditionen zum Betrieb ihrer Stromheizungen und künftig auch Prosumer, deren Haushalte mit z.B. PV-Anlagen, mikro-BHKW ausgestattet sind, die ihren Eigenverbrauch optimieren wollen.

#### Empfehlung

Ein Energieversorgungsunternehmen sollte sich in einem ersten Schritt über seine Kunden-/Energieberater vornehmlich an diese Kundengruppen wenden. Sie sollten den Kunden mit konkreten Vorschlägen begegnen, wie ein netzdienliches Verhalten in einer Win-Win-Situation vereinbart werden könnte.

### 8.2.2 Unterschiedliche Geschäftsmodelle in Fallstudien ausprobieren

Im weiteren Verlauf der Untersuchungen konnte festgestellt werden, dass bereits jetzt diverse Netzverträge bestehen, in denen last- oder zeit-abhängige Konditionen vereinbart sind. Um diese Ansätze weiterzuentwickeln, gilt es nun zu überprüfen, ob die bestehenden Verträge bereits netzoptimierend genutzt werden.

Zentrale Fragen und Annahmen im Kontext der weiteren Überlegungen zu Geschäftsmodellen lauten wie folgt:

- Könnte im Falle von statischen lastbegrenzenden Netzverträgen der Übergang zu zeitvariablen dynamischen Tarifen oder Schaltoptionen nützlicher sein?
- Könnte im Falle von Stromheizungen, die bisher per Rundsteuerung geschaltet werden, das Verschiebepotenzial netznützlicher eingesetzt werden? Die Salzburg Netz GmbH initiierte bereits eine Untersuchung dazu, welches Verschiebepotenzial tatsächlich gezielt für Zwecke der Netzführung mobilisiert werden könnte.
- Aus dem Fall Stromheizungen ergibt sich bereits ein Referenzpreis für Flexibilität, da diese bereits eine Honorierung- bzw. geminderte Netznutzungskonditionen genießen. Dieser Referenzpreis könnte als Vergleich für weitere Flexibilitätsoptionen (vergleichbarer Qualität) angelegt werden, um deren Konkurrenzkraft zu prüfen.

#### Empfehlung

Das Energieversorgungsunternehmen sollte bestehende Geschäftsmodelle identifizieren, die im Sinne einer Lastflexibilisierung weiterentwickelt werden können. Dazu gehören lastbegrenzende Netznutzungsverträge sowie Stromheizungen in Rundsteuerung. Mit diesen Geschäftsmodellen sind bereits „Preise im Markt“ präsent, die offensichtlich für beide Seiten funktionieren. An diesen Konditionen kann sich der Netzvertrieb bei der Entwicklung neuer Geschäftsmodelle orientieren.

### 8.2.3 Bedarf des Netzes an flexiblen Nutzern lokalisieren und quantifizieren

Seitens des Netzbetriebs ist systematisch auszuwerten, wo künftig Anpassungsbedarf aufkommen wird, der alternativ zum Netzausbau auch durch Flexibilität gelöst werden kann. Diese potenzielle Nachfrage sollte in Form von Fallstudien konkret erhoben und quantifiziert werden. Hierzu gehört auch die Kalkulation einer Preiszahlungsbereitschaft für Flexibilität (im Vergleich zu anderen technischen Lösungen) und der Abgleich mit den Integrationskosten für lokal verfügbare Optionen.

#### Empfehlung

Das Energieversorgungsunternehmen sollte identifizieren, in welchen konkreten Netzteilen Handlungsbedarf besteht bzw. entstehen wird. Die Kosten für einen klassischen Netzausbau können als Referenzpreis herangezogen werden und damit der Entwicklung von Geschäftsmodellen für netzdienliche Leistungen zu Grunde gelegt werden.

#### 8.2.4 Demonstrationsprojekte umsetzen

Anhand von Fallstudien sollten für verschiedene Netzprobleme geeignete Flexibilitätslösungen ausprobiert werden. Dies sollte nach dem Grundsatz der Angemessenheit erfolgen.

- Im Fall von vielen kleinen Einzelkunden (Kühlsysteme, Stromheizungen, Wärmepumpen) könnten eine einfache Ansteuerung oder saisonal vereinbarte Fahrpläne bereits hinlängliche Netzeffekte erzielen ohne aufwändige Echtzeitinteraktion mit vielen kleinen Einzelkunden einrichten zu müssen. Eine pauschale Entlohnung könnte reale Lastgangmessung erübrigen.
- In anderen Fällen kann die dynamische Anbindung systemrelevanter Kunden / Prosumer lohnend sein, wenn hier durch die intensive Kooperation mit wenigen Akteuren hochwertige Energiedienstleistungen mobilisiert und netzdienlich genutzt werden können.
- Ein drittes Feld kann die Zusammenarbeit mit Prosumern (z.B. Eigenheimen mit PV-Anlagen) und Mikro-BHKW-Betreibern sein. Die jüngste Tendenz der Eigenverbrauchs-optimierung führt zur verstärkten Einbindung dezentraler Speicher. Unerwünschte und netzbelastende Gleichzeitigkeitseffekte und die systemsuboptimale Ausnutzung der Speicherkapazität können in Kooperation zwischen Prosumern und Netzbetreiber vermieden werden.

##### Empfehlung

Das Energieversorgungsunternehmen sollte sich Anwendungsfälle in verschiedenen Anwendungsbereichen (Zielgruppen, Netzprobleme, Geschäftsmodelle) suchen, um anhand der Prototypen-Erfahrungen einen Überblick zu bekommen, welche Geschäftsmodelle kurzfristig erfolgsversprechend erscheinen.

#### 8.2.5 Betriebswirtschaftlich auswerten

Eine Vergleichsrechnung (Kosten-Nutzen) von smarten Lösungen gegenüber herkömmlichen Netzausbau-Lösungen kann mit dem Regulator besprochen werden, um die künftige Anrechenbarkeit von Netzanpassungskosten zu „kalibrieren“. Eine offene Frage besteht im jeweiligen Zeithorizont verschiedener konkurrierender Maßnahmen, was zu Nachteilen im Rahmen der Anreizregulierung führen kann.

##### Empfehlung

Das Energieversorgungsunternehmen sollte anhand der erfolgsversprechenden Geschäftsmodelle das Gespräch mit dem Regulator suchen und konkrete Vorschläge zur Änderung von Rahmenbedingungen anbringen, die zur allgemeinen Anwendbarkeit und Verbreitung dieser Geschäftsmodelle beitragen.

### 8.3 Empfehlungen im Rahmen der nationalen Smart Grid Strategie

Eine Smart-Grid-Strategie für Österreich liegt aktuell noch nicht vor. Die folgenden Empfehlungen können in die Erstellung einer solchen einfließen.

### 8.3.1 Smart Grids als gesamtgesellschaftliche Infrastrukturaufgabe politisch begreifen

- Die Einführung einer Smart Grid-Infrastruktur im Energiesystem Österreichs ist eine gesamtgesellschaftliche Infrastrukturaufgabe. Verschiedenste Gestaltungskräfte der Energiewirtschaft, IKT-Branche, der Politik und Verwaltung müssen dabei zusammenwirken.
- Die Kopplung verschiedener Entwicklungsstränge in der Energiepolitik ist dabei erfolgskritisch. So hätte zum Beispiel eine Photovoltaik-Einführungspolitik sowie Anreize zur Eigenverbrauchsoptimierung entscheidenden Einfluss auf den Flexibilitätsbedarf und könnten entscheidend für die Entwicklung im Lastmanagement sein.

#### **Erster Schritt:**

Einrichtung eines Fachdialoges zur Definition der Herausforderungen mit starker Beteiligung von Experten aus Wirtschaft (auch KMU) und Forschung.

### 8.3.2 Kosten verteilungsgerecht umlegen. Netzbetreiber als Infrastruktur-Schaffende zukunftsfähig lenken

- Im Sinne einer Verteilungsgerechtigkeit der Kosten und Nutzen-Aspekte sollten rechtliche und marktliche Rahmenbedingungen eine volkswirtschaftlich optimale Allokation gewährleisten. Die Nutzenaspekte sind derzeit - wie die hier vorliegende Studie zeigt, nur für eine kleine Auswahl von Netzakteuren greifbar. Hier können bilaterale Geschäftsbeziehungen kostendeckend aufgebaut werden. Diese sind aber darüber hinaus nicht geeignet, um eine gesamte flächendeckende Smart-Grid-Infrastruktur zu schultern.
- In der Energiewirtschaft ist der Netzbetrieb von der Gestaltung der Kostenumlage und den Investitionen sowie den regulatorischen Vorgaben geprägt. Sofern er die Potenziale der Lastverlagerung zur Kostenoptimierung einbinden soll, müssen diese Alternativen zum Netzausbau adäquat angerechnet werden.
- Dem Netzbetrieb sind im Vorwege ausreichende Mittel zu gewähren, um auch die Ebene der Verteilnetze insbesondere Niederspannungsnetze genauer zu erfassen und zu analysieren, so dass Optimierungsspielräume durch Nutzung der Flexibilitäten der Netzkunden besser einschätzbar werden.
- Seitens der Regulierung ist zu klären, ob der Netzbetrieb selbst aktiv an der Entwicklung von Lastverlagerungsoptionen zu Netzdienstleistungsprodukten mitwirken darf oder dies als durch Dritte an ihn herangeführt werden soll.

#### **Erster Schritt:**

Erstellung einer Positiv-Liste von Smart-Grid-Maßnahmen (Investitionen und Produktentwicklung), die der Netzbetreiber alternativ zu Netzausbau unternehmen kann insbesondere bzgl. der Einbindung von Netznutzern in Gewerbebetrieben.

### 8.3.3 Handel von Energiedienstleistungen diversifizieren in Raum und Zeit.

#### Zugänge für neue Akteure (Aggregatoren) oder Geschäftsmodelle (Flexibilitätsdienstleistungen) erleichtern

- Zum diskriminierungsfreien Handel von teils regional zu differenzierenden Produkten müssen entsprechend leistungsfähige, transparente Marktplattformen aufgebaut werden.
- Der Vertrieb unterliegt den Beschaffungsbedingungen des Energiehandels. Die Beschaffung findet in Anbetracht der bevorstehenden dynamischen Verfügbarkeiten von Erzeugung und Lasten in zu statischen Produkten statt. Die Regelenergiemärkte sind auf zentrale Systemdienstleistungen ausgelegt. Im Rahmen der Zugänglichkeit künftiger Flexibilitätsmärkte für Lastverlagerungsanbieter sind die Zutrittsschwellen für unterschiedliche Verwendungen angemessen zu senken.
- Der Zutritt neuer Marktakteure, z.B. Aggregatoren oder auch die Zuweisung dieser Bündelungsfunktion kleiner Flexibilitätseinheiten zu bestehenden Marktakteuren sollte durch die Regulierung geklärt oder gar gestaltet werden (Regelung der Zugriffsrechte in Datendreh scheiben). Um die Motivation für den Vertrieb zu steigern, sich ebenfalls in der Beschaffungsoptimierung regionaler Lastverlagerungspotenziale zu bedienen, sollten die Abrechnungen der gelieferten Energiemengen für flexible, lastverlagernde Verbraucher dynamisiert werden.

#### Erster Schritt:

Erstellung eines Prototyps Lastmanagement und Teilnahme am Energiemarkt als erster Schritt einer nationalen Umsetzungsstrategie.

### 8.3.4 Technologie-offene Standards vorgeben, Planungssicherheit schaffen

- Mit der Einführung von Kommunikations- und Sicherheitsstandards entwickeln sich an den wichtigsten Schnittstellen Plug&play-Lösungen (Bsp. IEC-61850 zur Anlagensteuerung). Dies senkt die Entwicklungskosten, erhöht die Investitionssicherheit und erleichtert den Marktzutritt für kleinere Player.

#### Erster Schritt:

Erstellung eines Mindestanforderungskataloges für die Schnittstellen Netz-Prosumer (Gewerbe).

## Annex I

### Beschreibung wichtiger Rollen mit Relevanz

#### **Abwicklungs- und Einigungsdienstleister**

Rolle zur Übernahme der Haftung zum Abdecken der zukünftigen Vertragseinigungen zwischen Marktpartnern und Beistellung des Vertragspartners bei Handelsgeschäften an der Energiebörse.

#### **Aggregator**

Rolle, die Dienste zur Aggregation von Energieangeboten verschiedener Quellen (Erzeuger) anbietet und gegenüber dem Netz als eine Gesamtheit wirkt.

#### **Energiebörse**

Rolle, die einen Großhandelsmarkt zum Handel von Energie in physikalischen und finanziellen Kontrakten innerhalb eines definierten Landes oder einer Region bereitstellt.

#### **Energiedienstleister**

Rolle für Energiedienstleistungen, beispielsweise Energieberatung, Energiedatenverarbeitung, Contracting, Abrechnungs- und Systemdienstleistungen“

#### **Energienutzer**

Rolle des Energienutzers für Elektrizität, Wärme, und chemische Energie (z.B. Gas), welche in industrielle Verbraucher, Transportsystem betreibende Verbraucher, kommerzielle Verbraucher in kommerziellen Einheiten oder Gebäuden sowie Wohnungsverbraucher klassifiziert wird.

#### **Energieversorger**

Rolle als Netznutzer, der eine Verbindung zum Übertragungs- oder Verteilungsnetz und einen Zugriffsvertrag mit dem VNB oder ÜNB hat, sowie der als Bereitsteller von Energielieferdiensten, Energieeffizienzdiensten, dynamischen Preiskonzepten und Diensten zur Aggregation von Bedarf und Angebot auftritt.

#### **Erzeuger**

Rolle für eine juristische und natürliche Person, die Energiemengen je Zeiteinheit als Leistung durch Erzeugung von Elektrizität, Wärmeenergie und chemische Energie mittels Energiegewinnungsanlagen sowie durch Einspeisung in Transport- und Verteilungsnetze zur Verfügung stellt.

#### **Kommunikationsnetzbetreiber**

Rolle zur Planung, zum Bau und zur Instandhaltung der Kommunikationssysteme zur Verbindung aller Energiesystemelemente im Versorgungsnetz.

**Lieferant**

Rolle zum Verkauf von Energie an Energienutzer mit einer vertraglichen Kundenvereinbarung, aber auch als Netznutzer, der eine Verbindung zum Übertragungs- oder Verteilungsnetz und einen Zugriffsvertrag mit dem VNB oder ÜNB.

**Lieferant** im Mehrspartenverbund (Strom, Wärme, Gas, Wasser)

Rolle zum Verkauf von Energie an Energienutzer mit einer vertraglichen Kundenvereinbarung, aber auch als Netznutzer, der eine Verbindung zum Übertragungs- oder Verteilungsnetz und einen Zugriffsvertrag mit dem VNB oder ÜNB besitzt.

**Messstellenbetreiber**

Rolle, welche Dienste zur Lieferung, Installation und Instandhaltung von Messeinrichtungen als auch Dienste zur Messung von Energieverbrauch und Energiegewinnung anbietet.

**Prosumer**

Wortverbindung aus Produzent (Producer) und Konsument (Consumer) für als Endkunden und Stromerzeuger aktive Akteure am Energiemarkt

**Prostormer**

Prostormer können Netznutzer bezeichnet werden, die gleichzeitig über Erzeugungsanlagen und Speicher und Verbrauchsanlagen verfügen. (Producer+Consumer+Storager)

**Technologielieferant elektrischer Transport**

Rolle zur Bereitstellung von Lösungen für elektrischen Transport und Fahrzeuge.

**Technologielieferant Elektrizitätsversorgungsanlagen**

Rolle zur Lieferung von Anlagen und Ausstattungen an Energieversorger und Netzbetreiber.

**Technologielieferant Gebäudeautomatisierung und Energiemanagement**

Rolle zur Lieferung von Ausstattungen zur Gebäudeautomatisierung und zum Energiemanagement.

**Technologielieferant Haushaltsgeräte**

Rolle zur Lieferung von Haushaltsgeräten

**Technologielieferant Information- und Kommunikationstechnologie**

Rolle zur Lieferung und zum Betrieb von Informations- und Kommunikationstechnologie insbesondere zur Errichtung der Kommunikationsnetze, der Automatisierungsinfrastruktur und der Plattformen zur Dienstvermittlung.

### **Übertragungsnetzbetreiber**

Rolle zum Betrieb überregionaler Übertragungsnetze der Elektrizitätsversorgung, welche die Übertragungsinfrastruktur plant, baut und erhält und welche für die gesamte Netzstabilität, Lastbilanzierung in Regelzonen, Verbindungen zwischen Regelzonen und Verbindungen zu Netznutzern (Erzeuger und Verbraucher) auf der Übertragungsebene und für die Verbindung der Verteilungsnetze innerhalb der Regelzone verantwortlich ist.

### **Verteilungsnetzbetreiber**

Rolle zum Betrieb regionaler Verteilungsnetze der Elektrizitätsversorgung, welche die Verteilungsinfrastruktur plant, baut und erhält und welche für den regionalen Netzzugriff und die Integration der Erneuerbaren, die regionale Netzstabilität, Lastbilanzierung und Verbindungen zum Netznutzer (Erzeuger und Verbraucher) auf der Ebene des Verteilungsnetzes verantwortlich ist. Damit ein hoher Anteil dezentraler Erzeugung sowie regionalere Marktmodelle zur Minimierung von Netzausbau möglich werden, sind Geschäftsmodelle für Direktinteraktionen vom Netzbetreiber mit den Kunden in Netznutzerobjekten zwingend notwendig. Dies betrifft insbesondere die Verbindung von Kundenanlagen mit dem Netzbetreiber für vergütete Systemdienstleistungen, da Zwangsabschaltungen oder Abregelung von dezentralen Erzeugungsanlagen kein Mittel sein sollten, außer im absoluten Notfall. Der Netzbetreiber wird auch mit variablen Netzpreisen arbeiten müssen, um Netzüberlastung vermeiden zu können, wenn Lieferpreise im variablen Tarif sehr niedrig angesetzt werden. Dies kann geschehen, wenn ein übergroßes Erzeugungsangebot besteht. Ebenso sollen Anreize von Netzen diskriminierungsfrei gegeben werden, regional erzeugten Strom auch regional zu verbrauchen, um auch hiermit Netzausbau im Übertragungsnetz zu minimieren.

*Zitiert aus: moma, 2012: Bericht zur Nachhaltigkeit. Mannheim. Online verfügbar: [http://www.modellstadt-mannheim.de/moma/web/de/aktuelles/projektergebnisse/projektergebnisse\\_1.html](http://www.modellstadt-mannheim.de/moma/web/de/aktuelles/projektergebnisse/projektergebnisse_1.html); zuletzt aufgerufen am 28.03.2013.*

## Quellenangaben

**Agentur für Erneuerbare Energien, 2013:** Grafik – Strompreis in Deutschland im Vergleich 2000-2012. Online verfügbar: <http://www.unendlich-viel-energie.de/de/strom/detailansicht/article/111/grafik-strompreis-in-deutschland-im-vergleich-2000-2012.html>; zuletzt aufgerufen am 23.04.2013.

**Agsten, Michael et al, 2012:** Abschlussbericht eTelligence. Neue Energie braucht neues Denken. Oldenburg.

**B.A.U.M. Consult GmbH, 2014:** E-Energy Abschlussbericht – Ergebnisse und Erkenntnisse aus der Evaluation der Leuchtturmprojekte. München, Berlin.

**Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend, Bundesministerium für Land- Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, 2010:** Energiestrategie Österreich. Wien.

**Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2009:** E-Energy IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft. Berlin

**BDI idE, 2013, forthcoming:** Positionspapier zur Gestaltung des Strommarktes in der Energiewende. Berlin. Online verfügbar: [http://www.bdi-ide.de/images/publikationen/BDI\\_initiativ\\_IdE\\_de-Broschuere\\_2013.pdf](http://www.bdi-ide.de/images/publikationen/BDI_initiativ_IdE_de-Broschuere_2013.pdf); zuletzt aufgerufen am 28.11.2013

**Becker, Gernot, 2009:** Elektrischer Spitzenlastausgleich in Lebensmittelketten - Strategien zur Verbesserung der Energieeffizienz, in: bmvit (Hrsg.): Berichte zu Energie- und Umweltforschung 63/2009. Wien.

**Brunner, Christoph; Buchholz, Bernd-Michael; Hampel, Herman und Andre Naumann, 2012:** Informations- und Kommunikationstechnologie zur Betriebsführung smarter Verteilnetze auf Basis der deutschen Normungsroadmap, in: VDE (Hrsg.): Proceedings zum VDE-Kongress 2012 in Stuttgart. Berlin, Offenbach.

**Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.), 2012:** Handbuch Lastmanagement, Vermarktung flexibler Lasten: Erlöse erwirtschaften – zur Energiewende beitragen. Berlin.

**Ecofys Germany GmbH und Prognos AG, 2011:** Potenziale der Wärmepumpe zum Lastmanagement im Strommarkt und zur Netzintegration erneuerbarer Energien. BMWi Vorhaben Nr. 50.10. Online verfügbar: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/potenziale-der-waermepumpe.pdf>; zuletzt aufgerufen am 23.04.2013.

**EC Smart Grids Task Force, 2013:** Options on handling Smart Grids Data. Brüssel. Online verfügbar: [http://ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/smartgrids/doc/xpert\\_group3\\_first\\_year\\_report.pdf](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/xpert_group3_first_year_report.pdf); zuletzt aufgerufen am 14.04.2012.

**E-Control, 2013:** Strompreise für Gewerbekunden. Online verfügbar: <http://www.e-control.at/de/industrie/strom/strompreis/gewerbepreise>; zuletzt aufgerufen am 20.03.2013.

**Energie-Institut der Universität Linz, 2013:** Projekt LOADSHIFT. Online verfügbar: <http://www.energyefficiency.at/web/projekte/-1-59.html>; aufgerufen 20.04.2013.

**Energie neu denken Workshops, 2013:** <http://www.energie-neu-denken.eu/content/rueckblick2012.html>; zuletzt aufgerufen am 22.04.2013.

**Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (Hrsg.), 2010:** Demand Response in der Industrie. Status und Potenzial in Deutschland. München.

**Friedl, Werner; Görlich, Roland; Steiner, Matthias und Matthias Matuschka-Gablenz, 2011:** Regulierung und Smart Grids, in: TU Wien (Hrsg.): 7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien. Online verfügbar: [http://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at\\_pages/events/iewt/iewt2011/uploads/fullpaper\\_iewt2011/P\\_342\\_Friedl\\_Werner\\_7-Feb-2011,\\_11:34.pdf](http://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/iewt/iewt2011/uploads/fullpaper_iewt2011/P_342_Friedl_Werner_7-Feb-2011,_11:34.pdf); aufgerufen am 27.03.2013.

**Grein, Arne, M. P., 2009:** Nutzung von thermischen Speichern als Energiespeicher. Mannheim: Modellregion Mannheim.

**Gutschi, Christoph und Heinz Stiegler, 2008:** Potenziale und Hemmnisse für Power Demand Side Integration in Österreich, in: Technische Universität Graz (Hrsg.): 10. Symposium Energieinnovation. Online Verfügbar: [https://online.tugraz.at/tug\\_online/voe\\_main2.getvolltext?pCurrPk=35775](https://online.tugraz.at/tug_online/voe_main2.getvolltext?pCurrPk=35775); zuletzt aufgerufen am 21.04.2013.

**Industrie- und Handelskammer in Bayern, 2012:** Energiewende im Strommarkt. Chancen nutzen – Risiken vermeiden. München.

**KEMA DNV, 2012:** Anpassungs- und Investitionserfordernisse der Informations- und Kommunikationstechnologie zur Entwicklung eines dezentralen Energiesystems (Smart Grid). Im Auftrag des Verbands kommunaler Unternehmen e.V. Bonn.

**Klobasa, Marian, 2007:** Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten. Dissertation. ETH Zürich. Online verfügbar: <http://e-collection.library.ethz.ch/view/eth:29926>; zuletzt aufgerufen am 23.04.2013.

**MeRegio, 2013:** <http://www.meregio.de/index.php?page=index>; zuletzt aufgerufen am 27.04.2013.

**moma, 2012:** Bericht zur Nachhaltigkeit. Mannheim. Online verfügbar: [http://www.modellstadt-mannheim.de/moma/web/de/aktuelles/projektergebnisse/projektergebnisse\\_1.html](http://www.modellstadt-mannheim.de/moma/web/de/aktuelles/projektergebnisse/projektergebnisse_1.html); zuletzt aufgerufen am 28.03.2013.

**New Energy Capital Invest und Allplan, 2011:** PEAP – Peak Energy Abatement Project – Lastverschiebung in Industrie und Gewerbe in Österreich Chancen und Potenziale in zukünftigen Smart Grids. Online verfügbar: <http://www.demandresponse.energyinvest.at/project-sponsor/>; zuletzt aufgerufen am 24.04.2013.

**Österreichs Energie, 2013-1:**

<http://oesterreichsenergie.at/bestimmung-der-netztarife-systemnutzungstarife-anreizregulierung.html>; zuletzt aufgerufen am 20.03.2013

**Österreichs Energie, 2013-2:**

<http://oesterreichsenergie.at/bestimmung-der-netztarife-systemnutzungstarife.html>, zuletzt aufgerufen am 20.03.2012

**Palensky, Peter; Kupzog, Friedrich; Grobelaar, Stefan und Markus Meisel, 2010:** Integral Resource Optimisation Network, in: bmvit (Hrsg.): Berichte aus Energie- und Umweltforschung 13/2010. Wien.

**Prügler, Wolfgang, 2010:** KONDEA - Konzeption innovativer Geschäftsmodelle zur aktiven Netzintegration dezentraler Verbraucher und Erzeugeranlagen, in: bmvit (Hrsg.): Berichte aus Energie- und Umweltforschung 18/2010. Wien.

**Salzburg AG, 2013:** Eigene Berechnungen und eigene Darstellungen. Salzburg.

**SNE-VO 2012, 2013:** Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012-Novelle 2013, idgF v 21.12.2012.

**Stötzer, Martin, 2012:** Demand Side Integration in elektrischen Verteilnetzen – Potenzialanalyse und Bewertung, in: Zbigniew Styczynski (Hrsg.): *Res electricae Magdeburgenses* 45. Magdeburg.

**Stötzer, Martin; Gronstedt, Phillip und Zbigniew Styczynski, 2012:** Demand Side Integration. A potential analysis for the German Power System, in: Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE. San Diego.

**Styczynski, Zbigniew; Stötzer, Martin; Gronstedt, Phillip und Harald Weber, 2011:** Möglichkeiten der Laststeuerung im deutschen Netz, Possibility of the Demand Side Management in German Power System, in: VDE ETG/ GMA (Hrsg.): Die Dynamik des Netzes (ETG-Fachband 127). München.

**TU München, B.A.U.M. Consult GmbH, 2013:** Eigene Darstellungen. München

**VDE ETG-Task Force Demand Side Management (Hrsg.), 2012:** Demand Side Integration. Lastverschiebungspotenziale in Deutschland. Frankfurt am Main.

**Verivox.de, 2013:** Wie kommt der Strompreis zustande? Online verfügbar: <http://www.verivox.de/ratgeber/wie-kommt-der-strompreis-zustande-25508.aspx>; aufgerufen am 23.04.2013.

**Vorarlberg Netz, 2013:** Demonstrationsnetz Smart Grid im Biosphärenpark Großes Walsertal. Online verfügbar: <http://www.vorarlbergnetz.at/inhalt/at/672.htm>; zuletzt aufgerufen am 20.04.2013.