

Verbundforschungsvorhaben Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030

Teil 2: Technoökonomische Analyse Funktionaler Energiespeicher

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Die Verantwortung für den Inhalt dieser
Veröffentlichung liegt beim Autor.

Verbundforschungsvorhaben Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030

Teil 2: Technoökonomische Analyse Funktionaler Energiespeicher

In Kooperation mit:



DAIMLER



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Die Verantwortung für den Inhalt dieser
Veröffentlichung liegt beim Autor.

FfE-Auftragsnummer:

BMW-16

Projektleitung:

Christoph Pellingner
Tobias Schmid

Fertigstellung:

Mai 2016

Impressum:

Endbericht
der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.
(FfE)

zum Projekt:

Merit Order der Energiespeicherung im Jahr
2030

Teil 2: Technoökonomische Analyse
Funktionaler Energiespeicher

Förderung durch:

Bundesregierung im Rahmen der
Förderinitiative Energiespeicher in Form des
Bundesministerium für Wirtschaft und
Technologie (BMWi) - Förderkennzeichen:
03ESP110A

Sowie den folgenden Industriepartnern:

APG Austrian Power Grid AG
BMW AG
Daimler AG
EnBW AG
EWE AG
Grünwerke GmbH
Mark E-AG
RWE AG
Stadtwerke Rosenheim
SWM Services GmbH
Tennet TSO GmbH
Uniper AG
Verbund AG

Kontakt:

Am Blütenanger 71
80995 München
Tel.: +49 (0) 89 158121-0
Fax: +49 (0) 89 158121-10
E-Mail: info@ffe.de
Internet: www.ffe.de

Wissenschaftlicher Leiter:

Prof. Dr.-Ing. U. Wagner

Geschäftsführer:

Prof. Dr.-Ing. W. Mauch

Projekt-Manager:

Dr.-Ing. Dipl.-Phys. R. Corradini

ISBN:

978-3-941802-32-2

Inhalt

1	Berichtsstruktur und Vorgehensweise	1
2	Technologieübergreifende Grundlagen	7
2.1	Allgemeiner rechtlicher und regulatorischer Rahmen für Speicher.....	7
2.1.1	Rechtlicher Rahmen für Speicher	7
2.1.2	Regulatorischer Rahmen für Speicher.....	20
2.2	IKT für dezentrale Anwendungen	26
2.2.1	Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnologie	26
2.2.2	Smart Meter Systeme für dezentrale Speicheranlagen	34
3	KWK mit Wärmespeicher und Nachheizung.....	51
3.1	Stand der Technik und Entwicklungspotenzial	51
3.1.1	Technische Beschreibung des Gesamtsystems.....	51
3.1.2	Entwicklungspotenzial	53
3.1.3	Pilotprojekte	54
3.2	Regulatorische Rahmenbedingungen.....	54
3.3	Technoökonomische Kennwerte.....	56
3.3.1	Methodik zur Ermittlung der Kennwerte.....	56
3.3.2	Technische Kennwerte	61
3.3.3	Räumliche Verteilung.....	62
3.3.4	Zeitliche Verfügbarkeit	64
3.3.5	Technisches Potenzial.....	64
3.3.6	Betriebskosten und Investitionen.....	67
3.3.7	Zusammenfassung	68
3.4	Mögliche Einsatzoptionen	71
3.4.1	Systemsicht	71
3.4.2	Akteurssicht	73
3.5	Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen	75
3.5.1	Systemsicht	75
3.5.2	Akteurssicht	76
3.5.3	Weiterführende Betrachtung.....	77
4	Lastflexibilisierung in privaten Haushalten mit Heizungsgeräten	81
4.1	Stand der Technik und Entwicklungspotenzial	82
4.1.1	Nachtspeicherheizungen	82
4.1.2	Wärmepumpen	83

4.1.3	Hybride Heizsysteme	85
4.1.4	Elektrische Warmwasseraufbereitung	85
4.1.5	Pilotprojekte	86
4.2	Regulatorische Rahmenbedingungen.....	86
4.3	Technoökonomische Kennwerte.....	87
4.3.1	Methodik zur Ermittlung der Kennwerte.....	88
4.3.2	Technische Kennwerte	94
4.3.3	Räumliche Verteilung.....	95
4.3.4	Zeitliche Verfügbarkeit	97
4.3.5	Technisches Potenzial.....	98
4.3.6	Betriebskosten und Investitionen.....	107
4.3.7	Zusammenfassung	108
4.4	Mögliche Einsatzoptionen	114
4.4.1	Systemsicht	114
4.4.2	Akteurssicht	116
4.5	Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen	118
4.5.1	Systemsicht	118
4.5.2	Akteurssicht	119
4.5.3	Weiterführende Betrachtung.....	120
5	Lastflexibilisierung in privaten Haushalten mit Haushaltsgeräten.....	121
5.1	Stand der Technik und Entwicklungspotenzial	121
5.1.1	Pilotprojekte	121
5.1.2	Systembeschreibung: Funktionaler Stromspeicher mit Haushaltsgeräten	122
5.1.3	Entwicklungspotenzial	124
5.2	Regulatorische Rahmenbedingungen.....	127
5.3	Technoökonomische Kennwerte.....	128
5.3.1	Methodik zur Ermittlung der Kennwerte.....	128
5.3.2	Technische Kennwerte	131
5.3.3	Räumliche Verteilung.....	134
5.3.4	Zeitliche Verfügbarkeit	136
5.3.5	Bedarfs- und Kapazitätslastgänge	137
5.3.6	Technisches Potenzial.....	139
5.3.7	Betriebskosten und Investitionen.....	140
5.3.8	Zusammenfassung	142
5.4	Mögliche Einsatzoptionen	143
5.4.1	Systemsicht	143

5.4.2	Akteurssicht	144
5.5	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	146
5.5.1	Systemsicht	146
5.5.2	Akteurssicht	147
6	Lastflexibilisierung in privaten Haushalten mit Batteriespeichern.....	149
6.1	Stand der Technik und Entwicklungspotenzial	149
6.1.1	Systembeschreibung	149
6.1.2	Pilotprojekte	150
6.1.3	Entwicklungspotenzial	151
6.2	Regulatorische Rahmenbedingungen.....	153
6.3	Technoökonomische Kennwerte.....	153
6.3.1	Technische Kennwerte	153
6.3.2	Räumliche Verteilung.....	153
6.3.3	Zeitliche Verfügbarkeit	154
6.3.4	Technisches Potenzial.....	155
6.3.5	Betriebskosten und Investitionen.....	155
6.3.6	Zusammenfassung	160
6.4	Mögliche Einsatzoptionen	161
6.4.1	Systemsicht	161
6.4.2	Akteurssicht	162
6.5	Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen	163
6.5.1	Systemsicht	163
6.5.2	Akteurssicht	164
7	Lastflexibilisierung in Industrie und GHD.....	165
7.1	Stand der Technik und Entwicklungspotenziale	166
7.1.1	Technische Beschreibung des Gesamtsystems.....	166
7.1.2	Pilotprojekte	178
7.1.3	Entwicklungspotenzial	179
7.2	Regulatorische Rahmenbedingungen.....	180
7.3	Technoökonomische Kennwerte.....	185
7.3.1	Methodik zur Ermittlung der Kennwerte.....	185
7.3.2	Technische Kennwerte	204
7.3.3	Räumliche Verteilung.....	207
7.3.4	Zeitliche Verfügbarkeit	209
7.3.5	Technisches Potenzial.....	213
7.3.6	Betriebskosten und Investitionen.....	225

7.3.7	Zusammenfassung	241
7.4	Mögliche Einsatzoptionen	245
7.4.1	Systemansicht	245
7.4.2	Akteursansicht	247
7.5	Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen	256
7.5.1	Systemansicht	256
7.5.2	Akteursansicht	257
7.5.3	Weiterführende Betrachtungen	258
8	Power-to-Gas (P2G)	265
8.1	Stand der Technik und Entwicklungspotenzial	266
8.1.1	Elektrolysesysteme	266
8.1.2	Methanisierungssysteme	285
8.2	Regulatorische Rahmenbedingungen	295
8.3	Technoökonomische Kennwerte	297
8.3.1	Technische Kennwerte	297
8.3.2	Räumliche Verteilung	299
8.3.3	Zeitliche Verfügbarkeit	299
8.3.4	Technisches Potenzial	299
8.3.5	Betriebskosten und Investitionen	312
8.3.6	Zusammenfassung	318
8.4	Mögliche Einsatzoptionen	320
8.4.1	Systemansicht	320
8.4.2	Akteursansicht	322
8.5	Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen	323
8.5.1	Systemansicht	323
8.5.2	Akteursansicht	324
8.5.3	Weiterführende Betrachtungen	325
9	Pumpspeicherkraftwerke	331
9.1	Stand der Technik und Entwicklungspotenzial	332
9.1.1	Technische Beschreibung des Gesamtsystems	332
9.1.2	Entwicklungspotenzial	334
9.2	Rechtliche Rahmenbedingungen	334
9.2.1	Ökologische Anforderungen	335
9.2.2	Netzentgelte	336
9.2.3	Initiative für den Ausbau von PSW	337
9.2.4	Akzeptanz	337

9.3	Technoökonomische Kennwerte.....	337
9.3.1	Methodik zur Ermittlung der Kennwerte.....	337
9.3.2	Technische Kennwerte	339
9.3.3	Räumliche Verteilung.....	351
9.3.4	Zeitliche Verfügbarkeit und Dynamik des Systems	352
9.3.5	Technisches Potenzial.....	354
9.3.6	Betriebskosten und Investitionen.....	354
9.3.7	Zusammenfassung	357
9.4	Mögliche Einsatzoptionen	359
9.4.1	Systemsicht	360
9.4.2	Akteurssicht	361
9.5	Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen	362
9.5.1	Systemsicht	362
9.5.2	Akteurssicht	363
9.5.3	Weiterführende Betrachtungen.....	364
9.6	Exkurs: Speicherwasserkraftwerke mit natürlichem Zufluss in Europa.....	367
10	Flexibilisierung der Laufwasserkraft	371
10.1	Technische Beschreibung des Gesamtsystems	371
10.2	Regulatorische Rahmenbedingungen.....	372
10.2.1	Ökologische Anforderungen	372
10.2.2	Schwall- und Sunk-Erscheinungen.....	373
10.3	Technoökonomische Kennwerte.....	375
10.3.1	Räumliche Verteilung.....	380
10.3.2	Zeitliche Verfügbarkeit	382
10.3.3	Technisches Potenzial.....	383
10.3.4	Betriebskosten und Investitionen.....	387
10.3.5	Zusammenfassung	388
10.4	Mögliche Einsatzoptionen	389
10.4.1	Systemsicht	390
10.4.2	Akteurssicht	391
10.5	Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen	392
11	Lademanagement von Elektrofahrzeugen.....	393
11.1	Stand der Technik und Entwicklungspotenzial	393
11.1.1	Pilotprojekte	400
11.1.2	Einflussgrößen auf das Speicherpotenzial	403
11.2	Technologiespezifische und regulatorische Rahmenbedingungen.....	433

11.3	Technoökonomische Kennwerte.....	434
11.3.1	Methodik zur Bestimmung der technoökonomischen Kennwerte.....	437
11.3.2	Räumliche Verteilung.....	444
11.3.3	Zeitliche Verfügbarkeit.....	450
11.3.4	Technisches Potenzial.....	452
11.3.5	Sensitivitätsanalysen.....	462
11.3.6	Betriebskosten und Investitionen.....	487
11.3.7	Zusammenfassung.....	488
11.4	Mögliche Einsatzoptionen.....	489
11.4.1	Systemsicht.....	489
11.4.2	Akteurssicht.....	490
11.5	Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen.....	491
11.5.1	Systemsicht.....	491
11.5.2	Akteurssicht.....	492
11.5.3	Weiterführende Betrachtungen.....	492
12	Sonstige Speichertechnologien.....	495
12.1	Druckluftspeicherung.....	495
12.1.1	Beschreibung der Speichertechnologie.....	495
12.1.2	Mögliche Einsatzoptionen.....	506
12.1.3	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung.....	508
12.2	Stationäre Elektrochemische Speicher.....	510
12.2.1	Beschreibung der Speichertechnologie.....	510
12.2.2	Mögliche Einsatzoptionen.....	526
12.2.3	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung.....	528
12.3	Weitere Speicherkonzepte.....	531
12.3.1	Mechanische Hubspeicher.....	531
12.3.2	Hydraulische Hubspeicher.....	533
12.3.3	Unterflurpumpspeicher.....	534
12.3.4	Hybrid Pump-Druck-Speicher.....	535
13	Literaturverzeichnis.....	539

Technoökonomische Analyse Funktionaler Energiespeicher

1 Berichtsstruktur und Vorgehensweise

Im Rahmen der technoökonomischen Analyse Funktionaler Energiespeicher, werden die einzelnen – im Rahmen des Projektes Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030 (MOS 2030) betrachteten – funktionalen Speichertechnologien einer Analyse unterzogen. Das wesentliche Ziel dieser Analyse ist es, durch das systematische Herausarbeiten vorab definierter technoökonomischer Kennwerte die Basis für einen Vergleich der einzelnen Speichertechnologien zu schaffen. Dieser Vergleich ist Bestandteil des Ergebnisberichts und erfolgt nach der dort dargestellten Methodik.

Entsprechend dieser Zielsetzung gliedert sich die technoökonomische Analyse Funktionaler Energiespeicher in die folgenden fünf Arbeitspakete.

- AP 1: Übergeordnete Systembeschreibung der Speichertechnologie mit Fokus auf den derzeitigen Stand der Technik und das Entwicklungspotenzial.
- AP 2: Darstellung des rechtlichen Rahmens, innerhalb dessen die Technologie eingesetzt wird beziehungsweise werden kann.
- AP 3: Erarbeitung der technoökonomischen Kennwerte gemäß einer zuvor skizzierten methodischen Vorgehensweise.
- AP 4: Identifikation potenzieller und relevanter Einsatzoptionen für die einzelnen funktionalen Speichertechnologien basierend auf der im Ergebnisbericht dargestellten Methodik.
- AP 5: Bewertung der Wirtschaftlichkeit der einzelnen Speichertechnologien für die identifizierten relevanten Einsatzoptionen.

Die Ausführung dieser fünf Arbeitspakete erfolgt für jede betrachtete Speichertechnologie separat innerhalb eines Teilkapitels. Die wesentlichen Eckpunkte der einzelnen Arbeitspakete werden nachfolgend skizziert.

Die übergeordnete Systembeschreibung dient der Vermittlung eines grundlegenden Verständnisses der jeweiligen Speichertechnologie. Hierzu werden zunächst die verschiedenen Funktionalen Energiespeicher auf Basis ihrer einzelnen technischen Komponenten beschrieben. Anschließend wird das Entwicklungspotenzial bestimmt und ggf. Pilotprojekte aufgeführt. Zu den Bestandteilen aller dezentralen Anlagen zählt die Informations- und Kommunikationstechnologie (kurz: IKT). Trotz der Tatsache, dass es sich bei der IKT um einen wesentlichen Bestandteil für die Einbindung dezentraler (Speicher-)anlagen in das Energiesystem handelt, ist die Informationsbasis zur genauen Ausführung der IKT und den damit verbundenen Kosten bis dato sehr fragmentiert. Aus diesem Grund wird die Thematik IKT für dezentrale Anwendungen vorab in einem technologieübergreifenden Grundlagenkapitel (Kapitel 2) behandelt.

Für die wirtschaftliche Attraktivität einer Technologie ist der rechtliche Rahmen, in dem die jeweilige Technologie eingesetzt werden kann, von großer Bedeutung. Ein Großteil dieses rechtlichen Rahmens ist für alle Speicher gleich. Der allgemeine

rechtliche Rahmen für Speicher wird daher – wie auch das Kapitel zur IKT für dezentrale Anlagen – den Analysen der einzelnen Speichertechnologien in Kapitel 2 vorangestellt. Technologiespezifische Regularien werden anschließend im jeweiligen der Speichertechnologie zugehörigen Kapitel behandelt.

Die technoökonomischen Kennwerte sollen für die im Ergebnisbericht beschriebenen Simulationen genutzt werden. Zudem stellen sie eine wesentliche Grundlage für die beiden nachfolgenden Arbeitspakete 4 und 5 sowie den Vergleich der einzelnen Speichertechnologien untereinander dar. Aufgrund der Heterogenität der untersuchten Funktionalen Energiespeicher, unterscheidet sich sowohl die Methodik zur Ermittlung der technoökonomischen Kennwerte von Technologie zu Technologie als auch die genaue Art und Weise, wie diese ausgewiesen werden. Trotz unterschiedlicher Wege zur Erarbeitung der Kennwerte, ist es das Ziel, für jede Speichertechnologie die in **Tabelle 1-1** aufgeführten Kennwerte auszuweisen.

Tabelle 1-1: *Technoökonomische Kennwerte der Speichertechnologien*

Kategorie	Kennwert	Definition
(1) Technische Kennwerte	Nutzungsgrad	Quotient aus aus- und eingespeicherter Energie je Speicherzyklus [in %]
	Zeitliche Speicherverluste	Verluste, die während der Vorhaltung im Speicher auftreten [in %/h bzw. %/a]
	Lebensdauer	Die Zeit, in der die Hauptkomponenten des Speichersystems ohne Versagen genutzt werden können [in a]
	Aktivierungszeit	Mittlere Zeitdauer, nach der das Speichersystem einsatzbereit ist und abgerufen werden kann [in s, min oder h] (Im Einzelfall Unterscheidung zwischen Kalt- und Warmstart)
	Leistungsgradient	Änderungsrate der Leistungsaufnahme/-abgabe des Speichersystems [in % pro min bzw. h]
	Be- und Entladeleistung	Leistung, mit der das Speichersystem elektrische Energie beziehen bzw. in das Netz zurückspeisen kann [in kW, MW oder GW]
	Speicherkapazität	Fassungsvermögen oder verschiebbare Energiemenge des Speichersystems [in kWh, MWh oder GWh]
	Be-/Entladedauer bzw. Abrufdauer	Berechnet aus dem Verhältnis von Speicherkapazität zu Be- und Entladeleistung (E/P-Verhältnis) [in h]
	Speicherdauer	Zeitdauer, über die Energie im Speicher vorgehalten bzw. über das eine Energiemenge verschoben werden kann (unter Berücksichtigung der Tages- oder Jahreszeitabhängigkeit) [in h oder d]
(2) Potenzial	Verfügbares Potenzial	in den jeweiligen Stützjahren installierbare bzw. maximal nutzbare Leistung und Kapazität gemäß Basisszenario [in MW oder GW bzw. MWh oder GWh]
	Räumliche Verfügbarkeit	Beschreibung der räumlichen Verteilung des verfügbaren Potenzials
	Zeitliche Verfügbarkeit	Jährliche Verfügbarkeit [in h/a] oder maximale jährliche Abrufhäufigkeit [in Abrufe/a]
(3) Kosten	Investitionen	Ausgaben, die mit der Anschaffung des Speichersystems verbunden sind [in €/kW bzw. €/kWh]
	Betriebskosten	Ausgaben, die mit dem Betrieb des Speichersystems verbunden sind [in €/kWh oder % der Investitionen pro Jahr]

Für Speicher, deren Bewirtschaftung nicht an einen Bedarfsgang gekoppelt ist, ist die Erhebung dieser Werte nicht mit größeren methodischen Schwierigkeiten verbunden. Zu diesen Speichertechnologien zählen beispielsweise Pumpspeicher und Druckluftspeicher. Soll hingegen zum Beispiel das Potenzial der Nachtspeicherheizungen ausgewiesen werden, so ist das Ausweisen der Kennwerte komplizierter, da das Potenzial zeitlich fluktuiert. Für letztgenannte Speicher sind im Sinne des Funktionalen Energiespeichers, falls möglich, die in **Tabelle 1-2** aufgelisteten Lastgänge zu erheben. Diese Lastgänge dienen als Grundlage für die Modellierungen. Darüber hinaus werden auf dieser Basis vereinfachte Kennwerte abgeleitet, die für Abschätzungen genutzt werden können.

Tabelle 1-2: *Lastgänge von Speichern, die an einen Bedarfsgang gekoppelt sind*

Lastgang	Definition
Unflexibler Lastgang	Historischer Lastgang
Bedarfsgang	Spätestmöglicher Zeitpunkt des Strombezugs
Anschlussleistungsgang	Nutzbare Anschlussleistung aller sich am Netz befindlichen Geräte
Kapazitätsgang	Nutzbare Speicherkapazität aller verfügbaren Geräte

Können diese Lastgänge nicht erhoben werden, so sind aus begründeten Randbedingungen die maximale zuschalt- bzw. abschaltbare Leistung, die Ab-/Zuschaltdauer, maximale Einsatzhäufigkeit, Mindeststillstandszeiten und Mindestbetriebszeiten zu bestimmen. Diese Werte sind unter Berücksichtigung saisonaler und tageszeitlicher Einflüsse sowie des Typtags anzugeben.

Aufbauend auf den ermittelten technoökonomische Kennwerten erfolgt in Arbeitspaket 4 die Identifikation potenzieller und relevanter Einsatzoptionen in Abhängigkeit der jeweiligen Speichertechnologie. Dies erfolgt über einen Abgleich der technoökonomischen Kennwerte der Speichertechnologie mit den Basisdaten der Einsatzoptionen. Die Basisdaten stellen somit das Gegenstück zu den technoökonomischen Kennwerten dar. Ihre Erarbeitung erfolgt im Zuge der Beschreibung der Einsatzoptionen aus System- und Akteurssicht und ist Bestandteil des Ergebnisberichts.

In einem ersten Schritt wird untersucht, ob die Speichertechnologie in der Lage ist die Anforderungen der Einsatzoption zu erfüllen. Dies geschieht über einen Abgleich der Anforderungen der Einsatzoption mit den technischen Kennwerten der Speichertechnologie. Erfüllen die technischen Kennwerte die Anforderungen, handelt es sich um eine potenzielle Speichertechnologie für die Einsatzoption. Ist dies der Fall, wird in einem zweiten Schritt die Speichertechnologie hinsichtlich ihrer Relevanz für die Einsatzoption untersucht. Dabei wird eine Speichertechnologie für eine Einsatzoption als relevant klassifiziert, wenn das Potenzial der Speichertechnologie ausreichend ist, um 10 % des Bedarfs der Einsatzoption zu decken. Die Relevanz einer Speichertechnologie lässt noch keine Rückschlüsse auf die Wirtschaftlichkeit der Technologie zu. Eine Abschätzung darüber erfolgt gesondert im fünften Arbeitspaket.

Die Bewertung der Wirtschaftlichkeit erfolgt ausschließlich für die Einsatzoptionen, die zuvor als relevant klassifiziert wurden. Die Bewertung der Wirtschaftlichkeit unterscheidet sich in Abhängigkeit davon, ob es sich um eine Einsatzoption aus System- oder Akteurssicht handelt. Aus Systemsicht wird untersucht, ob der Einsatz eines Speichers zu einem Kostenreduktionspotenzial für das System führt (volkswirtschaftliche Sicht). Aus Akteurssicht hingegen wird analysiert, ob der Einsatz eines Speichers ein Gewinnpotenzial aufweist (betriebswirtschaftliche Sicht). In beiden Fällen erfolgt dies durch eine Gegenüberstellung der Kosten, die der Einsatz des Speichers verursacht (Investitionen und Betriebskosten), mit den Referenzkosten der Einsatzoption, die dem jeweiligem Kapitel im Ergebnisbericht zu entnehmen sind. Dabei gilt: eine Speichertechnologie ist für eine Einsatzoption als wirtschaftlich zu klassifizieren, wenn die Kosten für den Einsatz der Speichertechnologie niedriger sind als die Referenzkosten einer anderen Technologie. Diese Gegenüberstellung der Speicherkosten mit den Referenzkosten (Systemsicht) bzw. den Erlösen oder vermiedenen Kosten (Akteurssicht) erfolgt über die Berechnung des Rentabilitätsindex (RI), welcher gemäß **Formel (1-1)** definiert ist:

$$RI_{ST,EO} = \frac{k_{ref,ST,EO} - k_{ST,EO}}{k_{ST,EO}} \quad (1-1)$$

ST:	Speichertechnologie
EO:	Einsatzoption
RI _{ST,EO} [-]:	Rentabilitätsindex der Speichertechnologie für die jeweilige Einsatzoption
k _{ref,ST,EO} [€/MWh bzw. €/MWxa]:	Referenzkosten (Systemsicht) bzw. Erlöse oder vermiedene Kosten (Akteurssicht) in Abhängigkeit der Speichertechnologie und Einsatzoption
k _{ST,EO} [€/MWh bzw. €/MWxa]:	Spezifische Kosten der für eine Einsatzoption durch die Speichertechnologie umgesetzten Energiemenge bzw. vorgehaltenen Leistung

Die technologiespezifischen Kosten der umgesetzten Energiemenge bzw. der vorgehaltenen Leistung für eine Einsatzoption $k_{ST,EO}$ werden grundsätzlich gemäß **Formel (1-2)** berechnet.

$$k_{ST,EO} = \frac{I_{ST,EO} + B_{fix,ST,EO} + B_{var,ST,EO}}{E_{umg,ST,EO} \text{ bzw. } P_{vorg,EO}} \quad (1-2)$$

k _{ST,EO} [€/MWh bzw. €/MWxa]:	Spezifische Kosten der für die Einsatzoption durch die Speichertechnologie umgesetzten Energiemenge bzw. vorgehaltenen Leistung
I _{ST,EO} [€/a]	Annuitätische Investitionen für den Einsatz der Speichertechnologie für die Einsatzoption
B _{fix,ST,EO} [€/a]	Jährlich anfallende fixe Betriebskosten für den Einsatz der Speichertechnologie für die Einsatzoption
B _{var,ST,EO} [€/a]	Jährlich anfallende variable Betriebskosten für den Einsatz der Speichertechnologie für die Einsatzoption
E _{umg,ST,EO} [MWh/a]	Jährlich umgesetzte Energiemenge in Abhängigkeit der Einsatzstunden der Einsatzoption und dem Nutzungsgrad der Speichertechnologie
P _{vorg,EO} [MWxa]	Über ein Jahr vorgehaltene Leistung in Abhängigkeit der Einsatzoption

Wie **Formel (1-3)** zeigt, hängen die getätigten Investitionen $I_{ST,EO}$ sowohl von der installierten Leistung als auch der installierten Kapazität des Speichers für die jeweilige Einsatzoption ab.

$$I_{ST,EO} = P_{vorg,EO} \times I_{spez,P,ST} \times ANF_{P,ST} + E_{vorg,EO} \times I_{spez,E,ST} \times ANF_{E,ST} + I_{IKT} \times ANF_{IKT} \quad (1-3)$$

$P_{vorg,EO}$ [MWxa]	Über ein Jahr vorgehaltene Leistung in Abhängigkeit der Einsatzoption
$E_{vorg,EO}$ [MWxa]	Über ein Jahr vorgehaltene Kapazität in Abhängigkeit der Einsatzoption
$I_{spez,P,ST}$ [€/MW]:	Spezifische Investitionen der Speichertechnologie für die vorgehaltene Leistung
$I_{spez,E,ST}$ [€/MW]:	Spezifische Investitionen der Speichertechnologie für die vorgehaltene Kapazität
I_{IKT} [€/Anschluss]:	Spezifische Investitionen der benötigten Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT)
$ANF_{P/E,ST}$ [1/a]	Technologiespezifischer Annuitätenfaktor (ANF) für die vorgehaltene Leistung P bzw. Kapazität E; Berechnung allgemein: $ANF = ((1+i)^n \times i) / ((1+i)^n - 1)$
ANF_{IKT} [1/a]	Annuitätenfaktor der IKT (Berechnung s.o.)
i [%/a]:	Kalkulatorischer Zinssatz
n [a]:	Lebensdauer der jeweiligen technischen Komponente in Jahren

Die fixen Betriebskosten $B_{fix,ST,EO}$ werden je nach Speichertechnologie in % der Investitionen pro Jahr, in € pro kW und Jahr oder im Falle der IKT in € pro Anschluss und Jahr angegeben.

Die variablen Betriebskosten setzen sich, wie in **Formel (1-4)** dargestellt, aus den Kosten für den Strombezug sowie weiteren variablen Kosten zusammen.

$$B_{var,ST,EO} = k_{el,EO} \times \frac{E_{umg,ST,EO}}{\eta_{ST}} + k_{sonst} \quad (1-4)$$

$k_{el,EO}$ [€/MWh]	Stromkosten, in den sich aus der Einsatzoption ergebenden Einsatzstunden
k_{sonst} [€/MWh]	Sonstige variable Kosten, die direkt mit dem Speichervorgang verbunden sind
$E_{umg,ST,EO}$ [MWh/a]	Jährlich umgesetzte Energiemenge in Abhängigkeit der Einsatzstunden der Einsatzoption und dem Nutzungsgrad der Speichertechnologie
η_{ST} [-]:	Nutzungsgrad der Speichertechnologie

Die Werte für die Investitionen, die Betriebskosten, die Lebensdauer, den Nutzungsgrad sowie die zeitliche Verfügbarkeit können den für die Speichertechnologie abgeleiteten technoökonomischen Kennwerten für das Jahr 2030 entnommen werden. Die zu installierende Leistung, die Strombezugskosten und die Einsatzstunden sind einsatzoptionsabhängig und der Beschreibung der Einsatzoptionen im Ergebnisbericht zu entnehmen. Diese stützen sich auf Auswertungen historischer Daten und können somit als Business-as-Usual-Szenario verstanden werden. Für den kalkulatorischen Zinssatz wird für öffentliche Investitionen sowie Investitionen, die ein Unternehmen tätigt, ein Prozentsatz von sieben zu Grunde gelegt. Für Investitionen, die eine Privatperson tätigt, wird ein Prozentsatz von vier angesetzt. Weiterhin wird eine Inflation von 1 % p.a. angenommen.

Zur eindeutigen Kennzeichnung der Wirtschaftlichkeit wird auf ein Ampelsystem zurückgegriffen. Ein positiver Rentabilitätsindex bedeutet, dass eine Wirtschaftlichkeit gegeben ist, und wird daher mit grüner Farbe hinterlegt. Ein negativer

Rentabilitätsindex zeigt an, dass keine Wirtschaftlichkeit vorherrscht, und wird durch eine rote Farbgebung gekennzeichnet. Für einen Rentabilitätsindex zwischen -0,1 und 0,1 wird die Wirtschaftlichkeit als eingeschränkt bewertet und gelb hinterlegt, da aufgrund von Unsicherheiten in der Datengrundlage und den Annahmen keine eindeutige Aussage zur Wirtschaftlichkeit möglich ist.

Nach Bestimmung der Rentabilitätsindizes je Einsatzoption erfolgt für jede Technologie abschließend eine Diskussion der Haupteinsatzoption und möglicher Synergien zwischen den Einsatzoptionen. Ist ein Einsatz der Technologie in einem Anwendungsportfolio möglich, erfolgt ausgehend von dem Rentabilitätsindex der Haupteinsatzoption eine Aufwertung desselben. Dabei wird für jede kombinierbare Einsatzoption ein Bonus von 0,1 gegeben und im Falle einer nur unter Einschränkung möglichen Kombinierbarkeit ein Bonus von 0,05¹. Eine Zusammenfassung der Ergebnisse und die Einordnung der Speichertechnologien in die Merit Order Matrix ist dem Ergebnisbericht zu entnehmen.

Anmerkungen zur Bewertung von Speichertechnologien nach dem RI

Die Ergebnisse, die sich aus dem Vorgehen zur Bewertung einzelner Technologien nach deren RI ergeben, sind unter folgenden Gesichtspunkten zu interpretieren:

- Es erfolgen keine Einzelfallbetrachtungen für spezifische Akteure, sondern die Bewertung der Speichertechnologien erfolgt jeweils über eine Akteursgruppe hinweg mithilfe durchschnittlicher oder typischer Werte. Es ist somit möglich, dass eine Speichertechnologie für eine bestimmte Einsatzoption einen negativen RI aufweist, jedoch in der Praxis für einzelne Akteure, z.B. aufgrund ihres Anlagenportfolios, trotzdem wirtschaftlich ist.
- Insbesondere bei den Einsatzoptionen Regelleistung und Lastglättung werden nicht die maximalen Erlöse für den Bau des ersten Speichers berechnet, sondern es wird von mittleren historischen Erlösen ausgegangen. Der Grund hierfür ist die Reduktion der Erlösmöglichkeiten durch zusätzlich ins System kommende Speicher. Dies kann auf den erhöhten Wettbewerb und/oder den ausgleichenden Effekt der durch Speicher induzierten Lastabsenkung bzw. -erhöhung auf die Börsenpreise zurückgeführt werden /FFE-41 14/.

Übergeordnetes Ziel des gewählten Vorgehens ist es, dem Leser vor Augen zu führen, welche Herausforderungen mit der Einordnung von Speichern verbunden sind. Insbesondere sind in diesem Kontext die Wechselwirkungen zwischen verschiedenen Speichereinsätzen und die Quantifizierung von Erlöspotenzialen zu nennen. Zudem soll das Vorgehen nachvollziehbar aufzeigen, wie eine erste Einordnung der Speichertechnologien im direkten Vergleich erfolgen kann.

¹ Eine Ausnahme stellt die Einsatzoption ‚Integration überschüssiger gesetzter Einspeisung‘ dar. Für diese Einsatzoption wird kein Bonus verteilt, weil derzeit noch kein Bedarf besteht. Da die Einsatzoptionen ‚Vermeiden von Einspeisemanagement (EinsMan)‘ und ‚Redispatch (Erhöhung der Wirkleistung)‘ und ‚Redispatch‘ (Vermeiden Reduktion der Wirkleistung) nur als Übergangslösung zu verstehen sind, wird für diese Einsatzoptionen nur die Hälfte des Bonus verteilt.

2 Technologieübergreifende Grundlagen

Zu den technologieübergreifenden Grundlagen zählen der rechtliche und regulatorische Rahmen und für alle dezentralen Anwendungen die Informations- und Kommunikationstechnologie. Diese beiden Aspekte werden im Folgenden näher beschrieben.

2.1 Allgemeiner rechtlicher und regulatorischer Rahmen für Speicher

Sowohl der rechtliche als auch der regulatorische Rahmen können von entscheidender Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern sein. Ersterer wirkt sich dabei direkt auf die Investitionsrechnung von Speichern aus, indem er die Grundlagen für die anfallenden Steuern und Abgaben sowie die mögliche Vergütung festlegt. Der regulatorische Rahmen nimmt dagegen nicht direkt auf monetäre Parameter Einfluss, kann aber zu gravierenden Unsicherheiten im Zuge einer langfristigen Investitionsrechnung führen, und in weiterer Folge geplante Investitionen in bestimmte Anlagen verhindern. Dies basiert auf durch die Regulierung verursachten Eingriffen des Staates in die freie Marktwirtschaft, welche die mikroökonomischen Entscheidungen privater Unternehmen erheblich beeinflussen können. Das folgende Kapitel geht zunächst auf den rechtlichen Rahmen für Stromspeicher ein, bevor der regulatorische Bereich betrachtet wird.

2.1.1 *Rechtlicher Rahmen für Speicher*

Während es für Erdgasspeicher sowohl auf Bundesebene als auch EU-Ebene einen detaillierten rechtlichen Rahmen gibt, ist die Rechtslage für Stromspeicher bis dato sehr fragmentiert. Dies hängt vorrangig damit zusammen, dass Stromspeicher lange Zeit energiewirtschaftlich nur eine sehr untergeordnete Rolle gespielt haben. Durch die zunehmende Bedeutung von Speichern aufgrund der Energiewende rückt die Frage nach den rechtlichen Grundlagen vermehrt in den Fokus potenzieller Betreiber von Stromspeichern. Die wesentliche Frage ist, welche Steuern, Abgaben und Entgeltzahlungen ein Speicherbetreiber bei der Be- und Entladung des Speichers mit Strom aufgrund der Rechtslage einzukalkulieren hat. Insbesondere mögliche Doppelbelastungen durch Zahlungsverpflichtungen, die sowohl bei der Beladung als auch bei der Entladung entstehen, gefährden die Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern. Noch gravierender als bei Pumpspeicherbetreibern wirken sich beispielsweise die Befreiungen von Zahlungsverpflichtungen auf Stromspeicher von Haushaltskunden aus, da der Bezugspreis von Haushaltskunden mit etwa 80 % von Steuern, Abgaben und Entgeltzahlungen dominiert wird.

Dieses Kapitel skizziert jene Steuern, Abgaben und Entgeltzahlungen, welche bei der Be- und Entladung anfallen und stellt die derzeitige Regelung innerhalb der Deutschen Gesetzgebung dar. Die Gesetzmäßigkeit in Österreich wird im Rahmen dieses Kapitels nicht näher analysiert und diskutiert. Andere Stromspeichertechnologien als Pumpspeicherkraftwerke sind (noch) nicht Bestandteil der Gesetzgebung, und die zu zahlenden Entgelte für Pumpspeicherkraftwerke werden innerhalb der Systemnutzungsentgelt-Verordnung eindeutig festgelegt. Dies ist insbesondere auf die

hohe Bedeutung von Pumpspeicherkraftwerken in der österreichischen Energiewirtschaft und die (noch) untergeordnete Bedeutung anderer Stromspeichertechnologien zurückzuführen. Hierbei sei darauf hingewiesen, dass mit einer steigenden Bedeutung anderer Stromspeichertechnologien in Österreich auch eine Analyse und Diskussion des rechtlichen Rahmens in Österreich relevant wird.

2.1.1.1 Rechtlicher Rahmen bei der Beladung von Stromspeichern

Grundsätzlich ist bei den finanziellen Belastungen, welche bei der Beladung von Stromspeichern anfallen können, zu unterscheiden, ob es sich um einen netzabhängigen oder einen netzunabhängigen Speicher handelt. Unter dem Begriff netzabhängige Speicher werden solche Stromspeicher zusammengefasst, die mit der Erzeugungsanlage über Energieversorgungsnetze der allgemeinen Versorgung, nach § 3 Nr. 17 EnWG, verbunden sind. Speicher, welche für die Beladung mit elektrischer Energie kein Energieversorgungsnetz der allgemeinen Versorgung nutzen, werden hingegen unter dem Begriff netzunabhängige Speicher zusammengefasst. Der Fall eines netzunabhängigen Speichers tritt z. B. auf, wenn eine PV-Anlage direkt mit einer eigenen Leitung mit dem (Haus-)Speicher verbunden ist und dieser ausschließlich über die eigens errichtete Leitung elektrische Energie bezieht. Bei der Erläuterung möglicher gesetzlicher Abgaben wird diese Unterscheidung berücksichtigt. /ZNER-01 12/

Im Zuge der durchgeführten Untersuchung wurde auf die folgenden gesetzlichen Belastungen eingegangen: Netzentgelte, Konzessionsabgabe, EEG-Umlage, KWK-Umlage, Offshore-Umlage, abLa-Umlage und StromNEV-Umlage. Für alle Komponenten wurde zunächst analysiert, ob Speicher als entgeltspflichtige Anlagen zu sehen sind. Falls dies zutrifft, wurden potenzielle Befreiungsmöglichkeiten von der Entgeltspflicht geprüft. Dabei hat sich gezeigt, dass der rechtliche Rahmen sehr stark von der jeweiligen Speichertechnologie abhängig ist. So gibt es für Pumpspeicherkraftwerke bereits diverse geltende Vorschriften, während andere funktionale Speicher wie z. B. die Lastflexibilisierung in der Industrie noch nicht vom Gesetz erfasst wurden. Unter den im Rahmen des Projektes untersuchten Speichertechnologien gibt es für die Folgenden bereits Befreiungsmöglichkeiten: Pumpspeicherkraftwerke, stationäre Batteriespeicher, Druckluftspeicher, Power-to-Gas-Anlagen, Lastflexibilisierung in privaten Haushalten mit Heizungsgeräten, gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen sowie für netzunabhängige Hausspeichersysteme. Eine Übersicht zu den derzeit geltenden Befreiungsmöglichkeiten für diese Technologien gemäß Gesetz liefert **Abbildung 2-1**. Stationäre Batteriespeicher und Druckluftspeicher wurden unter der Kategorie „andere konventionelle Speicher“ zusammengefasst. Aufgrund gleicher Befreiungsmöglichkeiten wurden die beiden Technologien Lastflexibilisierung in privaten Haushalten mit Heizungsgeräten und gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen in der Übersicht als „unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen“ definiert. Darüber hinaus wurde neben dem Fall des netzunabhängigen Hausspeichersystems auch jener eines netzabhängigen Hausspeichersystems dargestellt, um die durch die Betriebsweise einer Technologie verursachten Unterschiede aufzuzeigen.

Form der Belastung	PSW	P2G	Andere konventionelle Speicher	Unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen	Hauspeicher mit Netzbezug	Hauspeicher mit Eigenverbrauch
Netzentgelte	Ja	Ja	Ja	Vermindert	Nein	Ja
Konzessionsabgabe	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Ja
Stromsteuer	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein	Ja
EEG-Umlage	Ja	Teilweise	Ja	Nein	Nein	Teilweise
KWK-Umlage	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Ja
Offshore-Umlage	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Ja
AbLaV-Umlage	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Ja
StromNEV-Umlage	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Ja

Großtechnische Speicher
Dezentrale Speicher

Abbildung 2-1: Befreiungsmöglichkeiten von Steuern und Abgaben nach Speichertechnologie gemäß Gesetz

Die Übersicht spiegelt wider, welche Befreiungsmöglichkeiten nach derzeit existierenden Rechtsvorschriften verbindlich gelten. Insbesondere bei der Konzessionsabgabe und bei den vier Netzumlagen der KWK-Umlage, Offshore-Umlage, abLa-Umlage und der StromNEV-Umlage kommt es in der Praxis zu abweichenden Anwendungen der Befreiungsmöglichkeiten. Dies basiert vor allem auf der Frage, ob eine Befreiung von den Netzentgelten auch zu einer Befreiung dieser Abgaben führt. Auf die jeweiligen Argumente wird im Rahmen der nachfolgenden Erläuterung zu den einzelnen Abgaben eingegangen. Nicht als gesonderte Belastung ist der Regelungsrahmen für die Umsatzsteuerentrichtung in der Tabelle aufgeführt. Dieser wurde ebenfalls einer genaueren Betrachtung unterzogen, wobei der Fokus v. a. auf den Themengebieten Umsatzsteuer und Eigenverbrauch durch den Privatkunden lag.

Bevor im Folgenden auf die einzelnen Abgaben im Detail eingegangen wird, soll anhand eines Beispiels aufgezeigt werden, welche Konsequenzen sich durch die unterschiedlichen Entgeltvorschriften für die einzelnen Speicher ergeben können. Dazu werden die Kosten für die Beladung verschiedener Speichertechnologien und der darin enthaltene Anteil an Steuern und Abgaben analysiert. Für die Energiekosten werden in Abhängigkeit der Speichertechnologie entweder die Stromgestehungskosten der dazugehörigen EEG-Anlage (12 ct/kWh für PV-Dachanlagen) oder der durchschnittliche Day-Ahead Börsenpreis für das Jahr 2013 in Höhe von 3,78 ct/kWh zugrunde gelegt. Auf den Einbezug einer Vertriebsmarge wird zur besseren Vergleichbarkeit an dieser Stelle verzichtet. Die Steuern und Abgaben orientieren sich an den geltenden Rechtsvorschriften.

Aus **Abbildung 2-2** wird ersichtlich, dass für Speichertechnologien, die sich im Besitz des Privatkunden befinden, die höchsten Kosten für die Beladung zu entrichten sind. Darüber hinaus wird auch ersichtlich, dass sich die entstehenden Kosten für die Beladung der beiden großtechnischen Speicher Pumpspeicherkraftwerke und stationäre Großbatteriespeicher unterscheiden. Dies ist auf die unterschiedliche Höhe der zu

entrichtenden Steuern und Abgaben zurückzuführen. Während sich der Anteil des Großhandelspreises, also des reinen Energiepreises, bei der Beladung von Pumpspeicherkraftwerken auf 93 % beläuft, beläuft er sich bei stationären Großbatteriespeichern derzeit nur auf 45 %. Hieraus lässt sich zum einen folgern, dass die Anforderung eines Level-Playing-Fields für großtechnische Speicher nicht gegeben ist. Zum anderen kann der Rückschluss gezogen werden, dass der Anreiz für systemdienliches Verhalten im Falle eines stationären Großbatteriespeichers geringer ausfällt als für Pumpspeicherkraftwerke.



Abbildung 2-2: Kostenvergleich für die Beladung verschiedener Speichertechnologien

Wird angenommen, dass der Gesetzgeber durch Befreiungsmöglichkeiten von Steuern und Abgaben Anreize für systemdienliches Verhalten schaffen will, gilt es insbesondere, die beiden Technologien Batteriespeicher in privaten Haushalten mit und ohne PV-Anlage eingehender zu betrachten. In ersten Fall erfolgt die Ladung des Hausspeichersystems über das Netz der allgemeinen Versorgung, im zweiten Fall erfolgt die Beladung über die PV-Anlage des Speichereigentümers. Während sich der Anteil der Steuern und Abgaben an den Beladungskosten im Falle des Netzbezugs auf über 80 % beläuft, beträgt der Anteil bei der Beladung über die eigene PV-Anlage weniger als ein Viertel. Dies ist auf die unterschiedlichen Befreiungsmöglichkeiten der beiden Varianten der Speicherbeladung zurückzuführen. Fraglich in diesem Zusammenhang ist jedoch, dass sich der Anteil des Großhandelspreises im Falle der Beladung über eine PV-Anlage auf Null Prozent beläuft und somit die wirtschaftliche Grundlage zum systemdienlichen Verhalten für diese Speichertechnologie – trotz diverser Befreiungsmöglichkeiten – entfällt.

Netzentgelte

Die Bereitstellung und der Betrieb von Energieversorgungsnetzen der allgemeinen Versorgung verursachen auf Seiten des Netzbetreibers bestimmte Kosten. Die rechtliche Basis für die Bestimmung dieser Beträge ist in § 21 EnWG, sowie in den darauf

aufbauenden Verordnungen – StromNEV, GasNEV und ARegV – festgehalten. Die ermittelten Kosten werden in Form von Netzentgelten an die Netznutzer weitergegeben. Der Anknüpfungspunkt für die Entrichtung der Netzentgelte ist nach § 15 Abs. 1 StromNEV die Entnahme von Strom aus dem Netz. Für die Einspeisung elektrischer Energie in das Netz fallen keine Netzentgelte an. Die zu entrichteten Netzentgelte sind gemäß § 17 Abs. 1 StromNEV unabhängig von der räumlichen Entfernung zwischen dem Einspeisungs- und Entnahmeort und richten sich nach der Anschlussnetzebene der Entnahmestelle. Netzentgeltspflichtig ist nach § 14 Abs. 1 StromNEV neben der Weiterleitung, welche nicht mit der Entnahme elektrischer Energie aus dem Netz verbunden ist, der Letztverbrauch. Netzabhängige Speicher sind folglich prinzipiell zur Entrichtung von Netzentgelten verpflichtet, wenn sie Letztverbraucher gemäß § 3 Nr. 25 EnWG sind.

Die Fragestellung nach dem Letztverbrauch wurde seitens des BGH durch einen Beschluss vom 17.11.2009 geklärt. Es wurde entschieden, dass der Betreiber eines Pumpspeicherkraftwerkes, welcher für dessen Betrieb Strom aus dem Netz entnimmt, Letztverbraucher im Sinne von § 3 Nr. 25 EnWG ist, und damit entgeltpflichtiger Netznutzer nach § 14 Abs. 1 Satz 1 StromNEV. Dieser Beschluss hat zu einer Debatte geführt, die unter anderem die Sachgerechtigkeit des Beschlusses in Frage stellt sowie die Übertragbarkeit auf andere Stromspeichertechnologien prüft. Als Reaktion auf diese Diskussion wurde mit § 118 Abs. 6 EnWG eine Übergangsregelung zur Befreiung von Netzentgelten für Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie eingeführt. Im Umkehrschluss lässt sich aus dieser Regelung folgern, dass die Gesetzgebung in Anlehnung an den BGH Beschluss vom 17.11. 2009 nicht nur Pumpspeicherkraftwerke als entgeltpflichtig erachtet, sondern alle Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie. Andernfalls wäre keine spezielle Regelung innerhalb des EnWG nötig gewesen. /EWERK-01 13/

Die Übergangsregelung in § 118 Abs. 6 EnWG besagt, dass Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie, welche nach dem 31. Dezember 2008 errichtet wurden und ab 4. August 2011 innerhalb von 15 Jahren in Betrieb genommen werden, für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgelten für den Netzzugang freigestellt sind. Die Freistellung wird nur gewährt, wenn die elektrische Energie zur Speicherung in einem elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher aus einem Transport- oder Verteilnetz entnommen und die zur Ausspeisung zurückgewonnene elektrische Energie zeitlich verzögert wieder in dasselbe Netz eingespeist wird. Überdies sind Pumpspeicherkraftwerke, deren elektrische Pump- oder Turbinenleistung nachweislich um mindestens 7,5 Prozent oder deren speicherbare Energiemenge um mindestens 5 Prozent nach dem 4. August 2011 erhöht wurden, [...] für einen Zeitraum von zehn Jahren ab Inbetriebnahme hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgelten für den Netzzugang freigestellt. In Hinblick auf die untersuchten Speichertechnologien lässt sich folgern, dass es für PSW, stationäre Großbatteriespeicher und auch für Druckluftspeicher Befreiungsmöglichkeiten von Netzentgelten gibt.

Gleiches gilt auch für Power-to-Gas-Anlagen, die gemäß § 118 Abs. 6 Satz 4 EnWG sowohl Anlagen umfassen, in denen durch Wasserelektrolyse Wasserstoff erzeugt oder

Gas beziehungsweise Biogas durch wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung hergestellt worden ist. Bei diesen Anlagen ist die Freistellung von den Netzentgelten nicht an die Bedingung der reinen Zwischenspeicherung (§ 118 Abs. 6 Satz 2 EnWG) geknüpft. Darüber hinaus sind Power-to-Gas-Anlagen von den Einspeiseentgelten in das Gasnetz, an welches sie angeschlossen sind, befreit.

Für Nachtspeicherheizungen und das gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen sieht das Gesetz zwar keine vollständige Befreiung von der Entrichtung der Netzentgelte vor, wohl aber die Möglichkeit der Entrichtung eines verringerten Netzentgeltes. Hier findet § 14 a EnWG Anwendung, gemäß welchem Netzbetreiber Lieferanten und Letztverbrauchern im Bereich der Niederspannung ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen haben, wenn ihnen im Gegenzug zum Zweck der Netzentlastung die Steuerung von vollständig unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen mit separaten Zählpunkt gestattet wird. Zu den unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen am Niederspannungsnetz zählen auch Elektromobile. Weitere unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen im Niederspannungsnetz umfassen Elektro-Speicherheizungen (Nachtspeicherheizungen), Elektro-Fußbodenspeicherheizungen, Elektro-Zentralspeicherheizungen und Wärmepumpen.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass netzabhängige Stromspeicher in der deutschen Gesetzgebung bislang als Letztverbraucher gesehen werden und damit Netzentgeltspflichtig sind. Sofern sie unter die Regelung von § 118 Abs. 6 EnWG fallen, sind sie für einen Zeitraum von bis zu 20 Jahren von der Entgeltspflicht befreit. Fallen sie unter § 14 a EnWG, gelten verminderte Sätze für die Entrichtung der Netzentgelte. Fraglich bleibt trotz der Übergangsregelung die Behandlung von Speicherverlusten. Hier bedarf es noch der Klarstellung durch den Gesetzgeber, dass die Netzentgeltbefreiung auch für die Stromverluste beim Speichervorgang gilt. Die Entgeltspflicht für netzunabhängige Speicher lässt sich indes sehr einfach klären. Da sie keine Nutzer des Netzes der allgemeinen Versorgung sind, können hier keine Netzentgelte anfallen. /EWERK-01 13/

Konzessionsabgabe

Konzessionsabgaben sind nach § 1 Abs. 1 KAV Entgelte für die Einräumung des Rechts zur Benutzung öffentlicher Verkehrswege sowie für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen, welche der unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet mit Strom und Gas dienen. Die jeweiligen Sätze für die Konzessionsabgaben richten sich nach der Einwohnerzahl der Gemeinde. Die Festlegung der Konzessionsabgabe erfolgt zwischen dem jeweiligen Netzbetreiber und der Gemeinde, wobei die Abgaben nur spezifisch – sprich in Cent je gelieferter Kilowattstunde – angegeben werden dürfen. Wie in § 48 Abs. 1, 3 EnWG festgehalten, wird die Konzessionsabgabe in vereinbarter Höhe vom Netzbetreiber an die jeweilige Gemeinde entrichtet. Der Netzbetreiber verrechnet die Konzessionsabgabe zusammen mit den Netzentgelten an den Lieferanten weiter, so dass sie letztendlich zu einem Bestandteil des Endkundenpreises je gelieferter Kilowattstunde wird.

Entscheidend für die Notwendigkeit der Entrichtung von Konzessionsabgaben für die Beladung eines netzabhängigen Stromspeichers ist die Frage, ob sie als Bestandteil der

Netznutzungsentgelte angesehen werden. Wäre dies der Fall, würde die oben genannte Übergangsregelung für die Entgeltpflichtbefreiung gemäß § 118 Abs. 6 EnWG gelten. Gegen diese Annahme spricht zunächst die Definition der Konzessionsabgabe nach der KAV, die sie zu einem eigenständigen Kostenbestandteil macht, welcher unabhängig von den Netzentgelten anfällt. Während Netzentgelte durch den Betrieb von Versorgungsnetzen verursacht werden, entstehen Konzessionsabgaben durch die Benützung öffentlicher Verkehrswege. Diese Annahme wird auch dadurch bestätigt, dass das EnWG in seiner Definition eindeutig zwischen Netzentgelten (vgl. § 21 EnWG) und Konzessionsabgaben (vgl. § 48 EnWG) unterscheidet. Noch konkreter weist die BNetzA innerhalb ihres Leitfadens zur Genehmigung und Befreiung von Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV darauf hin, dass die Befreiung von der Bezahlung von Netzentgelten nicht auf weitere Rechnungsposten wie die Konzessionsabgabe ausgeweitet werden kann. Dies ist nach Auffassung der BNetzA nicht möglich, da es sich bei der Konzessionsabgabe um eine gesetzliche Umlage handelt, die kein Bestandteil des Netzentgeltes ist. /BNETZA-16 12/

Speicherbetreiber versuchen hingegen zu argumentieren, dass Konzessionsabgaben Bestandteil der Netzentgelte sind und damit potenziell eine Befreiung der Entrichtung bei der Beladung netzabhängiger Stromspeicher besteht. Zum einen führen sie auf, dass nach § 4 Abs. 1 KAV festgelegte Konzessionsabgaben in den Entgelten für den Netzzugang und allgemeinen Tarifen auszuweisen sind. Des Weiteren wird die Tatsache, dass Konzessionsabgaben nach § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 ARegV als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten innerhalb der Anreizregulierung angesehen werden, zur Begründung herangezogen. Übergreifend kann als Argument angeführt werden, dass die durch die Übergangsregelung gemäß § 118 Abs. 6 EnWG eingeführte ausdrückliche Privilegierung von Speichern durch eine Verpflichtung zur Zahlung der Konzessionsabgabe teilweise wieder zunichtegemacht werden würde. /ZNER-01 12/

Im Hinblick auf die Zahlung der Konzessionsabgabe bei der Beladung netzabhängiger Stromspeicher besteht demnach noch Rechtsunsicherheit. Sofern kein anderweitiger Beschluss erfolgt, muss folglich von einer Verpflichtung zur Zahlung der Konzessionsabgabe ausgegangen werden. Die Rechtslage bei netzunabhängigen Speichern zeigt sich hingegen als einfacher gestaltet. Vergleichbar zu den Netzentgelten sind keine Konzessionsabgaben zu entrichten, da das Netz der allgemeinen Versorgung nicht in Anspruch genommen wird. /EWERK-01 13/

Stromsteuer

Die Stromsteuer stellt eine gesetzlich geregelte Verbrauchssteuer dar, welche durch die ökologische Steuerreform, auch unter der Bezeichnung Ökosteuer bekannt, im Jahr 1999 eingeführt worden ist. Die Stromsteuer wird dem Endkunden vom Energieversorger in Rechnung gestellt und wie alle Steuern an den Staat abgeführt. /KON-01 08/ Gemäß § 5 Abs. 1 StromStG fällt die Stromsteuer dann an, wenn Strom durch den Letztverbraucher aus dem Netz der allgemeinen Versorgung entnommen wird. Steuerschuldner ist in diesem Fall laut § 5 Abs. 2 StromStG der Versorger, welcher die Stromsteuer an den Endkunden weiterverrechnet. Im Fall der Eigenerzeugung fällt die Steuer nicht durch die Entnahme von Strom aus dem allgemeinen Versorgungsnetz an, sondern durch die Verwendung des Stroms zum Selbstverbrauch. In diesem Fall ist der

Eigenerzeuger der Steuerschuldner. Für die Beladung netzabhängiger und -unabhängiger Stromspeicher bedeutet dies, die Zahlung der Stromsteuer ist grundsätzlich fällig, wenn es sich um Verbrauch von Strom im Sinne des StromStGs handelt. Dies ist dann der Fall, wenn es sich bei der Beladung um Letztverbrauch handelt. /BMP-01 13/, /EWERK-01 13/

Letztverbrauch liegt laut Definition von § 3 Abs. 25 EnWG vor, wenn eine natürliche oder juristische Person Energie für den eigenen Verbrauch kauft. Für den Fall der Eigenerzeugung wird Strom nicht für den Letztverbrauch gekauft, sondern in der eigenen Anlage erzeugt. Für die Tatsache, dass die Einspeisung in netzabhängige Speicher als Letztverbrauch zu sehen ist, würde das bereits aufgeführte BGH Urteil in Bezug auf Pumpspeicherkraftwerke sprechen. Es wurde entschieden, dass der Betreiber eines Pumpspeicherkraftwerkes, der für dessen Betrieb Strom aus dem Netz entnimmt, Letztverbraucher im Sinne von § 3 Nr. 25 EnWG ist, und damit entgeltpflichtiger Netznutzer nach § 14 Abs. 1 Satz 1 StromNEV. Dass Strombezug für die Einspeisung in netzabhängige Speicher als Letztverbrauch anzusehen ist, wird auch durch die Übergangregelung in § 118 Abs. 6 EnWG bestätigt – würde der Gesetzgeber davon ausgehen, dass es sich nicht um Letztverbrauch handelt, wäre eine Übergangregelung nicht nötig. Folglich ist bis dato rein per Gesetz davon auszugehen, dass Strombezug für die Einspeisung in netzabhängige Speicher Letztverbrauch darstellt und damit stromsteuerpflichtig ist. /EWERK-01 13/, /ZUR-01 13/

Die Klassifizierung des Strombezugs zur Beladung von Speichern als Letztverbrauch und damit als stromsteuerpflichtig wird nicht zuletzt vom BDEW kritisiert. Jedoch kann einer endgültigen Streitentscheidung durch die Steuerbefreiung gemäß § 9 Abs. 1 Nr. 1 – 3 StromStG entgegengekommen werden. Von großem Interesse für die Beladung netzabhängiger Stromspeicher ist vor allem § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG, nach welchem der zur Stromerzeugung aus dem Netz der allgemeinen Versorgung entnommene Strom von der Steuer befreit ist. Grundgedanke dieser Vorschrift ist es, nur das Erzeugnis der Stromproduktion innerhalb der Stromsteuer zu erfassen, um eine mögliche Doppelbesteuerung zu vermeiden. Diese Stromsteuerbefreiung trifft explizit auch auf Pumpspeicherkraftwerke zu, die günstigen Strom speichern und ihn bei entsprechender Nachfrage zu einem späteren Zeitpunkt zur Verfügung stellen. Der Strombezug für die Pumarbeit ist als Stromverbrauch zu sehen, dem eine zeitlich verzögerte Stromerzeugung folgt. Von der Stromsteuer erfasst wird darum nur das Erzeugnis, nicht aber der Verbrauch. /BMP-01 13/, /DBT-01 98/

Ob diese Steuerbefreiung auch auf andere netzabhängige und -unabhängige Speicher zutrifft, wurde bislang nicht festgelegt. Problematisch in diesem Zusammenhang erweist sich v.a. § 12 StromStV, welcher der Konkretisierung der Steuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG dienen soll. Nach § 12 Abs. 1 Nr. 1 StromStV gilt Strom als „zur Stromerzeugung entnommen“ und damit von der Steuer befreit, wenn er in Neben- und Hilfsanlagen einer Stromerzeugungseinheit, insbesondere zur Wasseraufbereitung, Dampferzeugungswassereinspeisung, Frischluftversorgung, Brennstoffversorgung oder Rauchgasreinigung, verbraucht wird. Ebenfalls „zur Stromerzeugung entnommen“ gilt nach § 12 Abs. 1 Nr. 2 StromStV der in Pumpspeicherkraftwerken von den Pumpen zum Fördern der Speichermedien verbrauchte Strom. Die Regelung nach Nr. 1 ist für Stromspeicher nicht zutreffend, Regelung Nr. 2 erfasst im Wortlaut ausdrücklich nur

Pumpspeicherkraftwerke. Eine Ausweitung auf andere Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie wurde vom Gesetzgeber noch nicht definiert, allerdings lässt sich hierfür eine analoge Anwendung gemäß dem Gleichheitssatz nach Art. 3 Abs. 1 GG in Betrachtung ziehen. /EWERK-01 13/

Deutlicher wird das StromStG hingegen in Bezug auf Power-to-Gas-Anlagen. So ist in § 9 a Abs. 1 festgehalten, dass, *„auf Antrag die Steuer für nachweislich versteuerten Strom erlassen, erstattet oder vergütet wird, den ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes für die Elektrolyse [...] entnommen hat.“*

Eindeutig gestaltet sich die Rechtslage indessen für Speichieranlagen, welche ihren Strom aus einem Netz beziehen, welches ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energieträgern gespeist wird. Diese sind nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG stromsteuerbefreit. Ebenfalls von der Stromsteuer entlastet ist nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG jener Strom, der in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu zwei Megawatt erzeugt wird und je im räumlichen Zusammenhang zur Anlage entweder vom Anlagenbetreiber als Eigenerzeuger zum Selbstverbrauch entnommen oder von demjenigen, der die Anlage betreibt oder betreiben lässt, an Letztverbraucher geleistet wird. Diese Regelung dient der Steuerbefreiung mittels dezentraler Versorgung durch Kleinanlagen. /EWERK-01 13/

Die bestehenden Gesetze zeigen die Intention des Gesetzgebers, bei der Beladung netzabhängiger sowie -unabhängiger Speicher keine Stromsteuer anfallen zu lassen. Gesetzlich eindeutig festgelegt ist dies bis dato allerdings nur für Pumpspeicherkraftwerke. Um auch für andere Technologien zur Speicherung elektrischer Energie gleiche Ausgangsvoraussetzungen zu schaffen, sollte die Befreiung zeitnah per Gesetz klargestellt werden. Eine entsprechende Befreiung aller Stromspeicher wird derzeit geprüft.

EEG-Umlage

Die EEG-Umlage dient der Förderung der Stromerzeugung mittels erneuerbarer Energieträger. Sie stellt die entstehenden Mehrkosten durch die Vergütung von EEG-Strom im Vergleich zu den Kosten von Strombezug zu Marktpreisen dar. Die entstanden Kosten sind vom Letztverbraucher zu tragen. /KON-01 08/ Sie werden gemäß § 37 Abs. 2 EEG den EVUs durch die Übertragungsnetzbetreiber anteilig in Rechnung gestellt und von diesen entsprechend an die Letztverbraucher abgewälzt. Der Strombezug zur Einspeisung in Speichieranlagen ist per Gesetz als Letztverbrauch anzusehen und somit von der EEG-Umlage betroffen. Allerdings besteht seit der Neuregelung von § 37 EEG im Rahmen der PV-Novelle 2012 die Möglichkeit einer dauerhaften Befreiung von der EEG-Umlage für die Einspeisung von elektrischer Energie in netzabhängige Speicher. Diese Regelung wurde mit der EEG-Novelle 2014 in § 60 überführt und erweitert.

Gemäß § 60 Abs. 3 EEG entfällt für Strom, der zum Zweck der Zwischenspeicherung an einen elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher geliefert oder geleitet wird, der Anspruch der Übertragungsnetzbetreiber auf die Zahlung der EEG-Umlage. Die Befreiung trifft demnach gleichermaßen auf Strom, der aus dem Netz der allgemeinen Versorgung entnommen wurde, als auch auf selbst

erzeugten Strom zu. Die Umlagebefreiung gilt allerdings nur, wenn dem Stromspeicher Energie ausschließlich zur Wiedereinspeisung in das Netz entnommen wird. Die Befreiung ist auch auf den zur Erzeugung von Speichergas eingesetzten Strom anzuwenden, welches in das Erdgasnetz eingespeist wird. In Bezug auf Power-to-Gas-Anlagen ist eine Befreiung von den Netzentgelten somit nur möglich, wenn es sich um Anlagen mit Methanisierung handelt und eine Rückspeisung des erzeugten Methans erfolgt.

Die Voraussetzung der Wiedereinspeisung des gespeicherten Stroms führt zu einer Beschränkung der EEG-Umlage auf eine bestimmte Speicherbetriebsweise. Der Speicher darf ausschließlich der Zwischenspeicherung mit dem Ziel einer zeitlich verzögerten Wiedereinspeisung ins Netz dienen. Stromspeicher, die neben der zeitlich verzögerten Einspeisung in das Versorgungsnetz noch andere Zwecke erfüllen, sind von der Privilegierung ausgeschlossen. Hierzu würde beispielsweise der Betrieb eines Speichers in Zusammenhang mit einer PV-Anlage zur Erhöhung des Eigenverbrauchs, die Speicherung elektrischer Energie in EV-Batterien mit einer späteren Nutzung als Fahrstrom, oder auch die Umwandlung des Stroms in Wärme mit einer späteren Einspeisung in ein Wärmenetz zählen. In Bezug auf die Nutzung als Fahrstrom, lässt sich die Ausnahme von der EEG-Umlagebefreiung damit begründen, dass eine Quersubventionierung des Verkehrssektors über die EEG-Umlage vermieden werden soll. Ungeachtet dessen führt die Beschränkung auf den Zweck der Wiedereinspeisung dazu, dass es für alle anderen Speicherbetriebsweisen zu einer Doppelbelastung bei der EEG-Umlage kommt. Im Sinne der Vermeidung von einem doppelten Anfall von Steuern und gesetzlichen Abgaben, sollte der Gesetzestext entsprechend angepasst werden. /ZUR-01 13/, /DBT-03 12/, /ER-01 14/

Für netzabhängige Speicher lässt sich festhalten, dass für den Strombezug bei der Beladung keine EEG-Umlage anfällt, wenn der zwischengespeicherte Strom wieder in das Netz eingespeist wird. Die EEG-Umlagebefreiung umfasst auch die Speicherverluste. Für netzunabhängige Speicher wurde bis zur EEG-Novelle 2014 von einer fehlenden Grundlage für die Entrichtung der EEG Umlage ausgegangen, da kein Netz der öffentlichen Versorgung genutzt wird. Diese Annahme hat trotz der Einführung der Eigenverbrauchsumlage weiter Bestand. So wird in § 61 Abs. 2 Satz 2 darauf hingewiesen, dass der Anspruch des Übertragungsnetzbetreibers auf die Entrichtung der Eigenverbrauchsumlage entfällt *„wenn der Eigenversorger weder unmittelbar noch mittelbar an das Netz angeschlossen ist“*.

KWK-Umlage, Offshore-Umlage, abLa-Umlage und StromNEV-Umlage

Weitere Strompreiskomponenten, die bei der Beladung von Stromspeichern anfallen können, umfassen die KWK-Umlage, die Offshore-Umlage, die abLa-Umlage sowie die StromNEV-Umlage. Diese Umlagen werden teils auch durch den Begriff Netz-Umlagen zusammengefasst. Die KWK-Umlage wird erhoben, um im Sinne der Effizienzsteigerung und des Umweltschutzes die gekoppelte Stromerzeugung mittels KWK-Anlagen zu fördern. Die Offshore-Umlage ist seit 2013 Bestandteil des Endkundenstrompreises. Es handelt sich um Kosten für Entschädigungszahlungen und Belastungsausgleiche, die einem Offshore Windanlagenbetreiber vom Netzbetreiber durch eine verspätete Netzanbindung oder bei mehrtägigem Stillstand der Anlage durch langandauernde

Netzunterbrechungen erstattet werden müssen. Diese Kosten wälzt der Netzbetreiber auf den Endkunden ab. Die am 1. Januar 2013 in Kraft getretene Verordnung über die Vereinbarung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) verpflichtet ÜNBs dazu, sich abschaltbare Lasten durch große Abnahmestellen vertraglich zusichern zu lassen. Ein Abschalten der Lasten geht mit einer Reduktion des Strombezugs einher, wodurch ein Beitrag zur Stabilisierung des Stromnetzes geleistet werden soll. Sowohl die Vorhaltung als auch der Abruf der abschaltbaren Lasten wird den jeweiligen Anbietern durch den ÜNB vergütet. Durch die ab dem 1. Januar 2014 erhobene abLa-Umlage, wälzt der ÜNB die ihm entstehenden Kosten auf den Letztverbraucher ab. Durch die StromNEV-Umlage werden dem Netzbetreiber Erlösausfälle kompensiert, welche durch die Netzentgeltbefreiung der stromintensiven Industrie entstehen. Analog zu den anderen Umlagen werden Erlösausfälle auf die Letztverbraucher umgelegt.

Derzeit gibt es für keine der Umlagen explizite Befreiungsvorschriften, die bei der Beladung von Stromspeichern greifen würden. Ähnlich wie bei der Konzessionsabgabe wird diskutiert, ob sich aus der Befreiung der Netzentgelte für Stromspeicher gemäß § 118 Abs. 6 EnWG auch eine Befreiung von den genannten Umlagen ergibt. Gegen diese Ausweitung spricht die Aussage der BNetzA, welche im Leitfaden zur Genehmigung von Befreiungen von den Netzentgelten getroffen wird. Die BNetzA weist ausdrücklich darauf hin, dass Rechnungspositionen wie die KWK-Abgabe und auch die StromNEV-Umlage keine Bestandteile der Netzentgelte darstellen. Für eine Ausweitung des Befreiungstatbestandes würde die durch die Netzentgeltbefreiung fehlende Grundlage für die Erhebung der Umlagen sprechen. Gemäß § 9 Abs. 7 Satz 1 KWKG ist die KWK-Umlage bei der Berechnung der Netzentgelte in Ansatz zu bringen. Daraus könnte gefolgert werden, dass die Belastungen aus dem KWKG einen Nachtrag zu den Netznutzungsentgelten darstellen. In anderen Worten stellt die Erhebung von Netznutzungsentgelten eine Voraussetzung für die Erhebung der KWK-Umlage dar. Dies lässt sich basierend auf den Gesetztestexten gleichermaßen auch auf die Offshore-Umlage (vgl. § 17f Abs. 1 EnWG), die abLa-Umlage (vgl. § 18 Abs. 1 AbLaV) und die StromNEV-Umlage (vgl. § 19 Abs. 2 StromNEV) anwenden. Der tatsächliche Bestand dieser Auffassung ist nicht eindeutig geklärt. /EWERK-01 13/

Zusammenfassend lässt sich in Bezug auf die Beladung netzabhängiger Stromspeicher festhalten, dass die Frage nach der Zahlung der KWK-Umlage, der Offshore-Umlage, der abLa-Umlage sowie der StromNEV-Umlage gesetzlich nicht festgelegt und darum prinzipiell von einer verpflichtenden Entrichtung der Umlagen auszugehen ist. Bei netzunabhängigen Speichern entfällt die Grundlage zur Erhebung der angeführten Umlagen, da kein Netz der allgemeinen Versorgung in Anspruch genommen wird. /EWERK-01 13/

Exkurs Umsatzsteuer und Eigenverbrauch

Die Thematik der Umsatzsteuer in Zusammenhang mit Stromspeichern kommt vor allem dann zu tragen, wenn der Stromspeicher in Verbindung mit einer PV-Anlage zur Erhöhung des Eigenverbrauchs eingesetzt wird. Fragen werfen in diesem Zusammenhang insbesondere jene Systeme auf, bei denen die PV-Anlage nach dem 31. März 2012 in Betrieb genommen worden ist.

Vor der Reformierung des EEGs war die Sachlage relativ eindeutig. PV-Anlagenbetreiber erhielten auch für den selbst verbrauchten Strom eine Vergütung und mussten für diesen Teil der Erzeugung Umsatzsteuer entrichten. Die Systematik gestaltet sich dabei wie folgt: Der Netzbetreiber erwirbt zunächst die gesamte Erzeugungsmenge und vergütet diese dem Anlagenbetreiber. Auf die Vergütung, sprich die gesamte produzierte Menge multipliziert mit dem geltenden Einspeisetarif, erhält der Anlagenbetreiber die Umsatzsteuer, welche er an das Finanzamt abzuführen hat. Im Anschluss kauft der Anlagenbetreiber vom Netzbetreiber die selbst verbrauchte Menge an Strom zurück. Dies geschieht, indem er an den Netzbetreiber die Differenz zwischen der Einspeisevergütung und der geringeren Vergütung für den Eigenverbrauch multipliziert mit der Menge des Eigenverbrauchs zahlt. Auf den ermittelten Betrag wird der geltende Umsatzsteuersatz von 19 Prozent erhoben, welcher ebenfalls vom Anlagenbetreiber an den Netzbetreiber zu bezahlen ist. Die Möglichkeit einer Rückerstattung des Umsatzsteuerbetrags auf den Eigenverbrauch vom Finanzamt hängt davon ab, ob der Strom privat oder im Unternehmen genutzt wird. Als Unternehmen gelten nach einem entsprechenden Urteil des Europäischen Gerichtshofs auch Betreiber von netzgekoppelten PV-Anlagen. /EBS-01 13/

Basierend auf der Novelle des EEG entfällt für nach dem 31. März 2012 in Betrieb genommene PV-Anlagen die Vergütung des Eigenverbrauchs. Der Eigenverbrauch kann also nicht verkauft werden und es können keine Umsätze anfallen, auf welche eine Umsatzsteuer erhoben werden kann. Dies trifft nur zu, wenn der Anlagenbesitzer die Anlage nicht als Unternehmer oder Kleinunternehmer betreibt. Wird die PV-Anlage als solche betrieben, ist der Eigenverbrauch umsatzsteuerpflichtig, auch wenn nicht eindeutig geklärt ist, welcher Preis für den Eigenverbrauch als Grundlage zur Ermittlung der Umsatzsteuer angesetzt werden soll. In der steuerlichen Praxis gilt die Empfehlung, den Preis anzusetzen, der beim jeweiligen Versorger für den Bezug einer Kilowattstunde bezahlt hätte werden müssen. Eigenverbrauch liegt in diesem Zusammenhang, gemäß einer entsprechenden Empfehlung der Clearingstelle EEG, immer dann vor, wenn Strom nicht in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird, sondern vom Anlagenbetreiber oder einem Dritten vor dem Netzverknüpfungspunkt verbraucht wird. Auch die Beladung eines Speichers mit Strom zählt als Eigenverbrauch, sofern der Strom nicht zu einem späteren Zeitpunkt in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird /CLS-01 2012/. Neben der bis dato nicht verbindlich geklärten Frage, welcher Einkaufspreis für den Eigenverbrauch als Grundlage für die Ermittlung der Umsatzsteuer anzusetzen ist, stellt sich auch die Frage, ob die beim Erwerb des Speichers bezahlte Umsatzsteuer zurückerstattet werden kann. Die Vermutung liegt nahe, dass die Möglichkeit des Vorsteuerabzugs für den Speicher besteht, wenn der Speicher dem „Unternehmen“ PV-Anlage zugeordnet werden kann. Eine rechtlich verbindliche Grundlage für diese Annahme gibt es bisweilen noch nicht. /PHOTON-13 13/

Festzuhalten ist, dass Eigenverbrauch auch nach der EEG-Novellierung zum 1.4.2012 umsatzsteuerpflichtig ist. Dies betrifft auch den durch die Zwischenspeicherung in einem Speicher gedeckten Teil des Eigenverbrauchs.

2.1.1.2 Rechtlicher Rahmen bei der Ausspeicherung

Neben möglichen gesetzlichen Abgaben und Entgelten, welche bei der Ausspeicherung aus Stromspeichern anfallen können, ist in Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit insbesondere die Frage nach eventuellen Vergütungsansprüchen für zwischengespeicherten Strom relevant. Beide Aspekte werden im folgenden Absatz betrachtet.

Gesetzliche Abgaben und Entgelte

Bei der Einspeisung von gespeichertem Strom in das Netz der allgemeinen Versorgung fallen beim Abnehmer als Letztverbraucher alle obig aufgeführten Steuern, Abgaben und Entgelte an, die mit dem Stromverbrauch verbunden sind. Aus diesem Grund sind diese finanziellen Belastungen bei der Ausspeicherung von elektrischer Energie aus einem Stromspeicher nicht relevant für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit eines Stromspeichers. /EWERK-01 13/

EEG-Vergütung

Die Zwischenspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energieträgern stellt einen weiteren Anwendungsfall für Stromspeicher dar, der über die Möglichkeit einer Nutzung zur Optimierung klassischer Arbitragegeschäfte innerhalb des Stromhandels hinausgeht. Für diese Speicheranlagen, welche ganz oder zu einem gewissen Teil mit Strom aus erneuerbaren Energieträgern beladen werden, ist die Frage nach der Vergütung des gespeicherten Stroms in Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit essentiell. /EWERK-01 13/

Anspruch auf Vergütung haben gemäß § Abs. 1 EEG Anlagenbetreiber, welche Strom in Anlagen erzeugen, die ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas nutzen. Aus der Begriffsbestimmung laut § 3 Nr. 1 Satz 2 EEG gehen Stromspeicher als Anlagen hervor und besitzen somit einen Vergütungsanspruch. Demnach gelten Anlagen, die ausschließlich zwischengespeicherte Energie aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln als Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien. Konkretisiert wird diese Tatsache innerhalb von § 16 Abs. 2 EEG. Der Vergütungsanspruch besteht demnach auch, wenn der Strom vor der Einspeisung in das Netz zwischengespeichert wurde sowie bei einem gemischtem Einsatz erneuerbarer Energien und Speichergasen. Die Vergütung entspricht jenem Betrag, welcher dem Anlagenbetreiber ohne den Zwischenschritt der Speicherung hätte bezahlt werden müssen. Problematisch für Speicherbetreiber erweist sich in diesem Zusammenhang die Tatsache, dass sich der Vergütungsanspruch auf die Strommenge bezieht, welche nach der Zwischenspeicherung in das Netz eingespeist wird. Dies bedeutet, dass die Speicherverluste nicht vergütet werden. Zum einen mindert das den Anreiz der Zwischenspeicherungen für EEG-Anlagenbetreiber erheblich, zum anderen führt dieser Zusatz zu einer Bevorzugung von Speichertechnologien mit hohen Wirkungsgraden, wie z. B. Batteriespeichern, gegenüber Technologien mit tendenziell niedrigeren Wirkungsgraden, wie z. B. Druckluftspeicherkraftwerke.

Neben dem Problem, dass Speicherverluste nicht vergütet werden, führt der zunächst als positiv zu wertende Vergütungsanspruch für zwischengespeicherten Strom bei

genauerer Betrachtung zu einigen Einschränkungen. So ist die Voraussetzung für eine Zwischenspeicherung, dass der Strom von der Erzeugungsanlage direkt zum Speicher geleitet wird und nicht zuvor durch ein Netz der allgemeinen Versorgung. Als Speicher kommen laut Gesetz Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicher oder Batteriespeicher in Betracht. Daraus lässt sich ableiten, dass der Vergütungsanspruch nur für netzunabhängige Speicher besteht, wobei die Anordnung durch den Gesetzgeber wie folgt vorgegeben ist: Anlage zur Stromerzeugung mittels erneuerbarer Energien – Stromspeicher – Netz der allgemeinen Versorgung. Dieser Anordnung steht die Entwicklung regional koordinierter Großspeicherprojekte gegenüber, die u. a. aus Kostengründen für volkswirtschaftlich sinnvoll erachtet werden. Für solche Speicherprojekte besteht laut aktueller Rechtslage kein Vergütungsanspruch nach dem EEG. /DBT-01 11/, /EWERK-01 13/

Zwischenfazit und Ausblick zu den gesetzlichen Abgaben und Entgelten

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Gesetzgebung grundsätzlich einen Vergütungsanspruch für zwischengespeicherten Strom vorsieht, die derzeitige rechtliche Ausgestaltung aber nur bedingt Anreize für die Zwischenspeicherung schafft. Dies ist vor allem auf die bis dato bestehenden Gesetzeslücken zurückzuführen, welche voraussichtlich in den nächsten Jahren mit Inhalten gefüllt werden. Für die innerhalb dieses Projektes durchgeführte Analyse von Speichertechnologien für das Jahr 2030 ist es jedoch nötig, bereits jetzt Richtwerte für die mit dem Betrieb von Speichern verbunden anfallenden Abgaben und Entgelte festzulegen. Aus diesem Grund ist es nötig, bestimmte Annahmen zu treffen, welche die Festlegung dieser Richtwerte erlauben. Die durchgeführte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung orientiert sich darum an den Befreiungsmöglichkeiten, die in Abbildung 2-1 aufgezeigt und im Text anhand der entsprechenden Gesetzestexte erläutert wurden.

2.1.2 Regulatorischer Rahmen für Speicher

Durch den regulatorischen Rahmen werden gleichermaßen die Spielregeln festgelegt, denen Unternehmen in bestimmten Wirtschaftssektoren Folge zu leisten haben. Wie einleitend erwähnt, können sich diese Spielregeln entscheidend auf Investitionsentscheidungen der Marktteilnehmer auswirken, da eine mögliche Regulierung einen Unsicherheitsfaktor darstellt. Inwieweit eine mögliche zukünftige Regulierung für die Betreiber von Stromspeicheranlagen als relevant anzusehen ist, wird im Rahmen dieses Kapitels untersucht. Hierzu wird einleitend auf die Thematik der Regulierung in der Energiewirtschaft eingegangen. Darauf aufbauend wird die Notwendigkeit der Regulierung und Entflechtung von Gasspeicheranlagen aus Sicht der Gesetzgebung dargelegt, um daraus mögliche Parallelen für eine potenzielle Regulierung von Stromspeicheranlagen ziehen zu können.

2.1.2.1 Regulierung in der Energiewirtschaft

Unter Regulierung wird ein Instrument verstanden, welches der Staat zur Erfüllung seiner Aufgaben nutzen kann. Eine einheitliche Definition für das Instrument der Regulierung gibt es allerdings nicht. Während in der Politik- und Verwaltungswirtschaft Regulierung allgemein als Regelsetzung für die Steuerung von sozialen oder wirtschaftlichen Prozessen in bestimmte Richtungen verstanden wird, erfolgt die

Auffassung des Begriffes in den Wirtschaftswissenschaften wesentlich enger. Regulierung wird hier – in Anlehnung an die staatlichen Regelungen für Monopolunternehmen in den Vereinigten Staaten ab Ende des 19. Jahrhunderts – als gezielter staatlicher Eingriff in bestehende Marktprozesse verstanden. /MSI-01 10/ Diese Definition kommt der Regulierung in der Energiewirtschaft in der EU nahe. Ein staatlicher Eingriff in Form von Regulierung ist nur dann gerechtfertigt, wenn er sich auf bestimmte Legitimierungskriterien stützen kann. Oftmals wird als Begründung die Ineffizienz von Marktergebnissen auf Grund von Markt- oder Wettbewerbsversagen angeführt sowie die Notwendigkeit eines staatlichen Eingriffs zur Verhinderung des Marktmissbrauchs. Im Rahmen der Regulierung wird versucht, diesen Marktmissbrauch durch die Simulation von Wettbewerb zu unterbinden. Darin besteht auch die Abgrenzung zum Kartellrecht, welches dem Schutz des Wettbewerbs vor Beschränkungen, nicht aber der Stimulation von Wettbewerb, dient. Ein möglicher Marktmissbrauch – und damit ein Anlass für Regulierung – wird vor allem durch die folgenden drei Punkte als begründet.

- Es liegt ein natürliches Monopol vor – sprich eine Marktsituation, in der ein Unternehmen in der Lage ist, die Nachfrage zu geringeren Kosten zu bedienen, als eine Gruppe aus mehrere Unternehmen
- Eine Angreifbarkeit des Marktes ist nicht gegeben – sprich der mögliche Markteintritt neuer Wettbewerber ist durch zu hohe Eintrittsbarrieren nahezu ausgeschlossen
- Es liegt eine wesentliche Einrichtung (Essential Facility) vor – sprich eine Einrichtung/Infrastruktur, welche zwingend notwendig ist, um den Kunden zu erreichen, am Markt nicht anderweitig vorhanden ist und unter wirtschaftlich zumutbaren Umständen nicht neu geschaffen werden kann

In der Energiewirtschaft liegt die Möglichkeit des Marktmissbrauchs vor allem im Netzbereich – sprich dem Transport und der Verteilung von Strom und Gas vor. Die netzspezifische Marktmacht basiert darauf, dass die Infrastruktur für die Versorgung mit leitungsgebundenen Energieträgern ein natürliches Monopol darstellt, welche als wesentliche Einrichtung nicht durch andere Transportmittel zu ersetzen ist. Aus diesem Grund hat es sich die EU zu Beginn der 1990er Jahre zum Ziel gesetzt, den Energiesektor nach dem Vorbild des Telekommunikationssektors zu liberalisieren und zu regulieren. /WWU-01 08/, /ZFK-02 13/.

Historisch grenzten die einzelnen Energieversorger ihre Versorgungsgebiete durch Demarkations- und ausschließliche Konzessionsverträge voneinander ab. Demarkationsverträge wurden zwischen den einzelnen Versorgern geschlossen und stellten Gebietsabsprachen dar, in denen sich die beiden Vertragsparteien dazu verpflichteten, im jeweils anderen Gebiet keine Kunden mit Strom und Gas zu versorgen. Ausschließliche Konzessionsverträge wurden zwischen Gemeinden und Energieversorgern geschlossen und sicherten dem EVU das ausschließliche Recht zur Benützung der gemeindeeigenen Wege zum Verlegen und Betreiben von Leitungen für die Strom- und Gasversorgung im Gemeindegebiet. Dieses System wurde damit begründet, dass durch die hohen Investitionen, welche die leitungsgebundene Energieversorgung mit sich bringt, die Versorgung durch einen Monopolisten die

gesamtwirtschaftlichste Variante ist. Den ersten Einschnitt in diese Strukturen stellt das 1996 erlassene 1. Binnenmarktpaket der EU dar. Diese hatte es sich zum Ziel gesetzt, den Energiesektor nach dem Vorbild des Telekommunikationssektors zunächst zu liberalisieren. Darunter wird die Öffnung geschlossener Versorgungsmonopole verstanden, die primär der Schaffung von Wettbewerb dienen soll. Regulierung ist in diesem Zusammenhang als ein Element der Liberalisierung zu verstehen, das bei Bedarf zum Einsatz kommen kann. Wesentliches Hindernis für einen funktionierenden Wettbewerb war aus Sicht der EU der Netzbereich als natürliches Monopol. Aus diesem Grund wurde in einem ersten Schritt der Netzbereich von den übrigen Geschäftsbereichen getrennt, indem eine verpflichtende getrennte Buchführung (buchhalterische Entflechtung) sowie ein Verbot des Informationsaustausches (informativische Entflechtung), insbesondere zwischen dem Vertrieb und dem Netzbereich, vorgeschrieben wurden. Eine Regulierung des Netzzugangs für die Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Zugangs Dritter zu fremden Infrastrukturen wurde in diesem ersten Schritt noch nicht rechtlich verbindlich vorgeschrieben. /KOP-01 10/

Die Regulierung des Netzzugangs erfolgte mit dem 2003 erlassenen 2. EU Binnenmarktpaket, auch Beschleunigungspaket genannt, welches drei wesentliche Vorschriften enthielt:

- Die Einführung eines regulierten Netzzugangs und einer regulierten Netznutzung, durch verbindliches Festlegen von einheitlichen Zugangsbedingungen v.a. auch der Netzentgelte durch eine unabhängige Instanz über alle Netzbetreiber hinweg.
- Die Ausgliederung der Übertragungs- und Verteilnetze in rechtlich eigenständige Tochtergesellschaft, innerhalb von vertikal integrierten EVUs.
- Die Schaffung einer unabhängigen Regulierungsbehörde, zur Überwachung der Umsetzung der Regulierungsvorschriften.

Letzterem wurde in Deutschland durch die Ausweitung des Tätigkeitsbereichs der Bonner Bundesnetzagentur (BNetzA) auf die Bereiche Strom und Gas umgesetzt. /KOP-01 10/.

Das Beschleunigungspaket brachte einen erheblichen Eingriff in die historisch gewachsenen Strukturen des Energiemarktes. Wesentliches Ziel war dabei die Unabhängigkeit des Netzbereichs von den anderen Wertschöpfungsstufen zu sichern, um einen möglichen Behinderungsmissbrauch gegenüber Dritten auszuschließen. Dies sollte durch die beiden Regulierungselemente eines regulierten und diskriminierungsfreien Netzzugangs sowie der staatlichen Festlegung von Netzentgelten geschehen. Regulierung in der Energiewirtschaft war demnach zunächst auf den Netzbereich beschränkt. Diese Beschränkung wurde im weiteren Verlauf der Schaffung eines EU Binnenmarktes für Strom und Gas aufgehoben und es wurde u.a. auch ein Regulierungsrecht für Gasspeicher geschaffen. Es steht derzeit noch in Diskussion, ob eine Ausweitung der Regulierung auf Stromspeicher aufgrund der oben aufgeführten Legitimierungskriterien nötig ist.

2.1.2.2 Regulierung und Entflechtung von Gasspeichern

Als Speicheranlage wird im Energierecht basierend auf § 3 Nr. 31 EnWG eine Anlage zur Speicherung von Gas verstanden, welche entweder im Besitz eines Gasversorgungsunternehmens ist oder von einem solchen betrieben wird. Nachfolgend wird aus diesem Grund sowohl der Begriff Speicheranlage als auch der Begriff Gasspeicher verwendet.

Gasspeicher waren innerhalb des EnWGs von 2005 bereits im Ansatz von der Regulierung betroffen. Die wesentlichen regulatorischen Rahmenbedingungen wurden jedoch erst durch die EnWG Novelle von 2011 festgelegt, welche die Umsetzung des 3. EU Binnenmarktpaketes in nationales Recht darstellt. Bereits innerhalb des EnWG 2005 zählten nach § 3 Nr. 20 EnWG Gasspeicheranlagen, die für den Zugang zur Fernleitung, zur Verteilung und zu LNG-Anlagen erforderlich sind und die einem oder mehreren EVUs gehören [...] als Teil des Gasversorgungsnetzes und waren als solche von sämtlichen Regulierungsvorschriften betroffen. Für Speicheranlagen, die nicht den Gasversorgungsnetzen zuzuordnen sind, galten nach §§ 9 und 10 EnWG 2005 lediglich die Vorschriften für eine informatorische und buchhalterische Entflechtung. Durch die EnWG Novelle von 2011 kam es für Betreiber von Gasspeicheranlagen v.a. zu verschärften Anforderungen hinsichtlich der Entflechtung, indem die bereits geltenden Vorschriften um die operationelle und die rechtliche Entflechtung ergänzt wurden, sowie zu einer Anpassung der Zugangsbedingungen für Dritte. Im Gegensatz zum Netzbereich wurde seitens der EU für den Zugang zu Gasspeicheranlagen der regulierte Zugang nicht verbindlich vorgeschrieben. Vielmehr überließ die EU den Mitgliedsstaaten die Wahl nach dem geltenden Speicherzugang. Als Möglichkeiten sah die EU einen regulierten Zugang, einen verhandelten Zugang sowie den Zugang basierend auf einem kombinierten Zugangsregime vor. In Deutschland fiel die Wahl auf das Modell eines verhandelten Speicherzugangs (vgl. § 26 EnWG), um den Besonderheiten des Speichermarktes Rechnung zu tragen. Zu diesen zählen v. a., dass Betreiber von Erdgasspeichern im Gegensatz zu Netzbetreibern in einem Wettbewerbsmarkt tätig sind, die Speicherung von Erdgas für die Versorgungssicherheit ein unerlässliches Kriterium ist und Errichtung sowie Betrieb einer Speicheranlage ein äußerst komplexes Themenfeld mit hohen Sicherheitsanforderungen darstellt. Die wesentlichen Vorschriften in Bezug auf den Anwendungsbereich und den Anspruch für einen Zugang zu Speicheranlagen sind in § 28 EnWG festgelegt. /EW-01 11/

Voraussetzung für die Gewährleistung des Zugangs zu Speicheranlagen ist gemäß § 28 Abs. 1 EnWG, dass der Zugang zur Speicheranlage für einen effizienten Netzzugang im Hinblick auf die Belieferung der Kunden technisch oder wirtschaftliche erforderlich ist. Dies ist nach Auffassung des Gesetzgebers der Fall, wenn es sich bei der Speicheranlage um einen Unterspeicher mit Ausnahme von Röhrenspeichern handelt. Folglich sind vorrangig Betreiber von Kavernen- und Porenspeichern von den Vorgaben betroffen, während Betreiber von Übertagespeichern von der Regelung ausgenommen sind. Ist die technische und wirtschaftliche Erforderlichkeit des Speicherzugangs erfüllt, kann der Speicherbetreiber den Zugang basierend auf § 28 Abs. 2 EnWG nur dann verweigern, wenn der Zugang aus betriebsbedingten oder sonstigen Gründen nicht möglich oder nicht zumutbar ist. Dies muss schriftlich dargelegt werden. Geschieht dies nicht, hat der Gasspeicherbetreiber dem potentiellen Speicherkunden den Zugang, basierend auf verhandelten Bedingungen, zu

gewährleisten. Dieser zu gewährleistende Zugang umfasst dabei sowohl die Speicherung von Erdgas in Form von Arbeitsgasvolumen, als auch die Be- und Entladung des Speichers in das vorgelagerte Netz. Zur Ausgestaltung der verhandelten Zugangsbedingungen werden im Rahmen des EnWG keine spezifischen Aussagen getroffen. Es erfolgt innerhalb § 28 Abs. 1 EnWG lediglich der Hinweis, dass der Zugang zu angemessenen und diskriminierungsfreien technischen und wirtschaftlichen Bedingungen erfolgen muss und diese gemäß § 28 Abs. 3 zu veröffentlichen sind /EW-01 11/, /PWC-01 11/

Es kann festgehalten werden, dass insbesondere Kavernen- und Porenspeicher vom Regulierungsrahmen betroffen sind. In Deutschland basiert der Zugang zu diesen Infrastrukturen zwar nicht wie bei den Netzen auf regulierten Bedingungen, Dritten muss der Zugang jedoch zu angemessenen und diskriminierungsfreien Bedingungen gewährt werden. In anderen EU-Ländern, wie z. B. Italien und Frankreich, ist der Zugang zu Speicheranlagen reguliert. Die Gründe, warum Gasspeicher von der Regulierung betroffen sind, werden kontrovers diskutiert. Gegner der Regulierung argumentieren, dass Gasspeicher kein natürliches Monopol darstellen. Dem ist entgegen zu halten, dass gerade großvolumige Speicher z.B. die Möglichkeit erheblichen Einfluss auf die Großhandelspreise nehmen können, was als Marktmissbrauch gesehen werden kann. Überdies sind Gasspeicher in Hinblick auf die Versorgungssicherheit ein wesentliches Element, was eine Regulierung rechtfertigen kann.

2.1.2.3 Regulierung und Entflechtung von Stromspeichern

Stromspeicher sind von der energiewirtschaftlichen Gesetzgebung bis dato nahezu nicht erfasst. Diese Tatsache hat sich bereits bei der Ermittlung der gesetzlichen Abgaben innerhalb von Kapitel 2.1.1 gezeigt und kommt bei der Frage nach einem möglichen Regulierungsrahmen für Stromspeicher noch stärker zu Tage. Wie angesprochen versteht das EnWG unter Speicheranlagen Anlagen zur Speicherung von Gas, nicht aber von Elektrizität. Anlagen zur Speicherung von Strom kennt das EnWG demnach bis dato nicht explizit und sie werden allgemein gemäß § 3 Nr. 15 EnWG als Energieanlage aufgefasst. Innerhalb der Entflechtungsvorschriften nach §§ 6 ff. EnWG werden Stromspeicher ebenfalls nicht eigens erwähnt. Es kann festgehalten werden, dass für den Anschluss und für den Zugang zu Stromspeichern weder Regulierungsvorschriften noch spezielle Entflechtungsvorschriften gelten. Aus diesem Grund kann von einer Anwendung der allgemeinen Vorschriften des EnWG auf die Regulierung von Stromspeichern ausgegangen werden./EFZN-01 13/

Das Ziel der Entflechtung gemäß § 6 Abs. 1 EnWG ist die Gewährleistung der Transparenz sowie die diskriminierungsfreie Ausgestaltung und Abwicklung des Netzbetriebes innerhalb eines vertikal integrierten EVUs. Die Sicherstellung der Unabhängigkeit des Netzbetreibers von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung gilt dabei als notwendige Voraussetzung. Wird der Stromspeicher im Sinne der Erzeugung und/oder des Vertriebs betrieben, muss der Speicherbetrieb vom Netzbetrieb entflochten werden. Erfolgt der Einsatz des Speichers hingegen ausschließlich zum Zwecke des Netzbetriebes, gelten keine Entflechtungsvorschriften. In Fällen wie z.B. der Beschaffung von Regelenergie oder auch der Blindleistungsbereitstellung ergeben sich offene Fragen. Diese sind als Grenzbereiche

aufzufassen, bei denen eine hundertprozentige Zuordnung zum Netzbetrieb nicht gegeben ist. Allerdings weisen gerade diese Grenzbereiche ein hohes Potential für den zukünftigen Einsatz von Stromspeichern auf. Eine verbindliche Rechtslage zu dieser Thematik ist zwingend nötig, um Investitionen in Stromspeicher zu fördern. /TUC-02 13/

Eine mögliche Regulierung des Zugangs zu Stromspeicheranlagen unterliegt ebenfalls der öffentlichen Diskussion. Wird in diesem Zusammenhang auf das Ziel der Regulierung, Wettbewerb auf Märkten zu simulieren, auf denen aus bestimmten Gründen kein Wettbewerb vorherrscht, verwiesen, so ist eine Regulierung von Stromspeichern fraglich. Derzeit agieren Stromspeicherbetreiber primär als Anbieter auf dem Strommarkt, der per se dem Wettbewerb unterliegt. Die Möglichkeit einer zukünftigen Entwicklung eines eigenen Marktes für Speicherdienstleistungen ist denkbar. Allerdings ist auch in diesem Fall davon auszugehen, dass einzelne Stromspeicherbetreiber keine marktbeherrschende Stellung einnehmen werden, wodurch sich auch keine Möglichkeit des Marktmissbrauchs ergeben kann, die wiederum Wettbewerb verhindern könnte. Ein staatlicher Eingriff in Form von Regulierung zur Schaffung von Wettbewerb scheint darum aus gegenwärtiger Sicht nicht gegeben. /ZFK-02 13/

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass für die Schaffung eines angemessenen Rahmens für künftige Investitionen die Ausgestaltung von verbindlichen Entflechtungsvorschriften für Stromspeicher essentiell ist. Eine Regulierung des Zugangs zu Stromspeicheranlagen wird dagegen nicht als notwendig erachtet.

2.2 IKT für dezentrale Anwendungen

Ziel dieses Kapitels ist es die Komponenten und Kosten zu identifizieren, welche mit der Ausstattung dezentraler Speicheranlagen mit Informations- und Kommunikationstechnologie verbunden sind. Die Kostenanalyse berücksichtigt eine Unterscheidung in Investitions- und Betriebskosten. Eine Umrechnung der Investitionen in jährliche Kosten (Annuitäten) erfolgt nicht, da sie im Rahmen der Analyse keinen Mehrwert mit sich bringt. Ziel der Analyse ist es nicht, Kosten zu ermitteln die je Marktakteur anfallen, sondern es soll vielmehr eine Übersicht zu den gesamt anfallenden Kosten gegeben werden.

Aufgrund der Komplexität des Themenfeldes Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) erfolgt zunächst eine Einordnung des Begriffes in das Umfeld der Energiewirtschaft. Im Rahmen dieser Einordnung werden Begriffe wie „Smart Grid“ und „Smart Meter“ definiert und IKT Anwendungsbereiche im derzeitigen Energiesystem aufgezeigt. Die IKT Anwendungen für dezentrale Anlagen und Endkunden werden skizziert, um darauf aufbauend Ableitungen für die relevanten Anwendungen für dezentrale Speicheranlagen zu treffen. Dies dient der Identifikation der Schlüsselfunktionen die von IKT Anwendungen für dezentrale Speicher erbracht werden müssen. Aus den Schlüsselfunktionen lassen sich die nötigen IKT Komponenten ableiten. Diese sind für dezentrale Speicheranlagen mit den Elementen eines Smart Meter Systems gleichzusetzen. Die verschiedenen Elemente eines Smart Meter Systems (Datenerfassung, Datenübertragung, Datenverarbeitung) werden definiert und die dazugehörigen Kosten analysiert, bevor die entstehenden Kosten für einen Referenzwert je Zähler berechnet werden.

2.2.1 Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnologie

2.2.1.1 Hintergrund zum Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnologie

Mit dem Begriff „Informations- und Kommunikationstechnologie“ werden sämtliche technischen Geräte und Einrichtungen beschrieben, welche in der Lage sind Informationen digital umsetzen, verarbeiten, speichern und übertragen zu können. Die Basisfunktionen, die von IKT bereitgestellt werden umfassen die Speicherung, die Verarbeitung und die Kommunikation von Informationen. Aus dieser Definition lässt sich bereits folgern, dass IKT ein sehr breites Feld von Geräten und Einrichtungen -angefangen von der Sprachtelefonie bis hin zur Datenkommunikation- umfasst. Für die Kommunikation und den Datenaustausch können dabei verschiedene Übertragungstechnologien z.B. Kupferdrähte, Glasfasern oder auch drahtlose Technologien eingesetzt werden. Die Übertragungstechnologien sind Bestandteil der IKT-Infrastruktur, die immer sowohl Hardware-Komponenten als auch Software-Komponenten beinhaltet. Zur klassischen Hardware zählen z.B. Prozessoren und Datennetze, während Web Server und Betriebssystem dem Softwarebereich zuzuordnen sind. /SPVG-01 05/, /BMZ-01 13/

Der Einsatz von IKT erfuhr in den letzten Jahrzehnten branchenübergreifend einen rasanten Anstieg. Die Durchdringung geht mittlerweile so weit, dass IKT in der Industrie als wesentlicher Treiber für Innovationen gesehen wird. So basieren mehr als die Hälfte der Industrieproduktion in Deutschland und mehr als 80 Prozent der Exporte

Deutschlands auf dem Einsatz bzw. der Verwendung von IKT. Branchen wie die Automobilindustrie, die Medizintechnik und die Logistik sind in einem besonderen Maße vom IKT Einsatz abhängig und es wird davon ausgegangen, dass Innovationen in diesen Branchen in nahezu allen Fällen von IKT getrieben werden. /BMBF-01 07/ Aber auch in der Energiewirtschaft rückt der Einsatz von IKT zunehmend in den Fokus.

Der Einsatz von IKT in der Energiewirtschaft stellt an sich keine grundsätzliche Neuerung dar, da sie im Bereich der Übertragungsnetze oder der Stromerzeugung in großen konventionellen Kraftwerksblöcken seit langem genutzt wird. Der Durchdringungsgrad mit IKT hin zu den niedrigeren Spannungsebenen und dezentralen Erzeugern nimmt dagegen kontinuierlich ab. So kann in Deutschland davon ausgegangen werden, dass die komplette Höchstspannungsebene mit einem Echtzeitmonitoring ausgestattet ist, das eine kontinuierliche Überwachung des Netzzustandes und eine Steuerung der Lastflüsse erlaubt. Im Bereich der Niederspannungsebene hingegen stellt die Einbindung der Netzelemente in ein Informationssystem einen Ausnahmefall dar. Durch die derzeitige Transformation des Energiesystems gewinnen der Aufbau einer IKT-Infrastruktur bis hin zum Letztverbraucher und eine informatorische Vernetzung des gesamten Systems stetig an Bedeutung. Diese Entwicklung basiert nicht zuletzt auf den Forschungsbestreben zur Umsetzung von Smart Grids oder Smart Markets. Hierbei ergibt sich die Problematik, dass diese Begriffe für zukünftige Entwicklungen im Energiesystem geradezu inflationär zum Einsatz kommen ohne genauer definiert zu werden. Um eine einheitliche Verständnisgrundlage zu schaffen, werden die Begriffe im Folgenden konkretisiert und voneinander abgegrenzt.

2.2.1.2 „Smart Grid“ und „Smart Market“ in der Energiewirtschaft

Der VDE definiert den Begriff Smart Grid wie folgt: *„Smart Grid (intelligentes Energieversorgungssystem) umfasst die Vernetzung und Steuerung von intelligenten Erzeugern, Speichern, Verbrauchern und Netzbetriebsmitteln in Energieübertragungs- und -verteilungsnetzen mit Hilfe von Informations- und Kommunikationstechnologie. /VDE-08 10/“* Diese Definition erweist sich dahingehend als problematisch, dass unter dem Begriff Smart Grid, sowohl Netzaspekte als auch Marktaspekte gleichermaßen zusammengefasst werden. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund eines regulierten und entflochtenen Energiemarktes als kritisch zu betrachten. Um diese Problematik zu umgehen und ein strukturierteres Verständnis für die Begrifflichkeit zu schaffen, veröffentlichte die BNetzA ein Eckpunktpapier zum Thema „Smart Grid“ und „Smart Market“.

Anliegen der BNetzA war es eine klare Trennung für netz- und marktbezogene Themen bereits in der Begrifflichkeit zu schaffen. Der Leitgedanke basiert darauf, Themen die sich mit Netzkapazitäten (kW) beschäftigen strikt dem Netzbereich zuzuordnen und Themen, die sich mit Energiemengen (kWh) beschäftigen, dem Markt. Mögliche Überschneidungsthemen wie z.B. die Beschaffung von Regelenergie, oder der Ausgleich von Netzverlusten, müssen darauf aufbauend einer genaueren Betrachtung unterzogen werden. Darüber hinaus versuchte die BNetzA Verständnis für die Verwendung des Ausdruckes „smart“ in Bezug auf das Energiesystem zu schaffen. Dafür wurden die Begriffe „konventionelles Netz“, „Smart Grid“ und „Smart Market“ definiert und voneinander abgegrenzt. /BNetzA-17 11/

Konventionelles Netz

Das konventionelle Netz umfasst sämtliche elektrotechnischen Komponenten, die für eine elektrische Verbindung zwischen Erzeuger und Verbraucher nötig sind. Es sei darauf hingewiesen, dass in der Realität der Aufbau und Betrieb von Stromversorgungsnetzen nicht nur auf passiven elektrotechnischen Komponenten basieren kann. Es kann aber festgehalten werden, dass immer dann wenn vom konventionellen Netz die Rede ist, der Schwerpunkt auf den physischen Infrastrukturen liegt. /BNETZA-17 11/

Smart Grid

Ein Smart Grid liegt dann vor, wenn ein konventionelles Netz um Kommunikations-, Mess-, Steuer-, Regel- und Automatisierungstechnik und IT-Komponenten ergänzt wird. Aus dieser Definition lässt sich folgern, dass die Übertragungsebene bereits heute als „smart“ bezeichnet werden kann. Ein Smart Grid erlaubt eine bessere Ausnutzung der konventionellen Netzinfrastruktur. Dies basiert v. a. darauf, dass unterschiedliche Parameter die in einem konventionellen Netz fixiert waren, verändert werden können. So können etwa abhängig von den Seiltemperaturen Kapazitäten erhöht werden oder Flussrichtungen gemäß der Einspeisesituation über einzelne Leitungsabschnitte hinweg angepasst werden. Innerhalb eines Smart Grids geht es demnach vor allem darum, Kapazitäten intelligent zu steuern. Dies deckt sich mit dem Kerngeschäft von Netzbetreibern, welches in der Bereitstellung, Maximierung und Optimierung von Netzkapazitäten zu sehen ist. In Bezug auf die Integration von regenerativer dezentraler Stromerzeugung heißt das, ein Smart-Grid regelt die Bereitstellung der Kapazitäten, abhängig von den Faktoren Zeit und Menge. Dies soll in Zukunft auch die Grundlage dafür schaffen, dezentralen Anlagen die Teilnahme am Energiemarkt zu ermöglichen ohne die Netzsicherheit zu gefährden. /BNETZA-17 11/

Smart Market

Ein Smart Market baut als eigenständiger Bereich auf einem Smart Grid, sprich auf den zur Verfügung stehenden Netzkapazitäten auf. Die verfügbaren Netzkapazitäten beeinflussen das Angebot im Smart Market, da die Energiemenge, die gehandelt werden kann durch die Netzkapazitäten bestimmt wird. Innerhalb eines Smart Markets werden Energiemengen – oder damit verknüpfte Dienstleistungen – zwischen unterschiedlichen Marktakteuren gehandelt. Die Akteure umfassen dabei klassische Marktteilnehmer wie Erzeuger und Verbraucher, aber auch sich gerade entwickelnde Rollen wie die des Prosumers oder verschiedener Dienstleister. Die Abgrenzung zum Smart Grid besteht darin, dass zwischen diesen Akteuren keine Kapazitäten gehandelt werden, sondern Energiemengen. Das heißt sämtliche Akteure die Energiemengen liefern oder beziehen, sowie Akteure die Energiemengen und -flüsse durch Dienstleistungen veredeln, sind potenzielle Teilnehmer innerhalb eines Smart Markets. /BNETZA-17 11/

Es lässt sich festhalten: Smart Grid und Smart Market sind zwei verschiedene Bereiche mit gemeinsamen Schnittstellen. Beide Bereiche tragen zur Optimierung konventioneller Netze bei, indem sie dafür sorgen, die Auslastung der Netze zu verbessern. Während der Beitrag von Smart Grids in der Optimierung der verfügbaren Netzkapazitäten liegt, leisten Smart Markets ihren Beitrag durch eine auf die verfügbaren Kapazitäten aufsetzende Erzeugungs- oder Lastverlagerung. Ermöglicht wird dies v. a. durch die Anwendung von verschiedenen IKT Komponenten. Als

wesentliche IKT Komponente, die es dezentralen Anlagen und Endkunden ermöglicht aktiver Teilnehmer des Smart Markets zu werden, sind Smart Meter und die zugehöriger Infrastruktur zu sehen. Smart Meter sind elektronische Zähler, die im Gegensatz zu konventionellen Zählern, Informationen zum Energieverbrauch aufzeichnen und in Abhängigkeit der Nutzungsdauer zur Verfügung stellen können. Grundsätzlich ist es zwar auch möglich Endgeräte wie z. B. Kühlschränke für die Teilnahme an einem Smart Market nur mit einem Modul auszustatten, das es dem Akteur erlaubt Signale aus dem Markt zu empfangen und entsprechend umzusetzen. In diesem Fall ist die Teilnahme am Energiemarkt aber als passiv zu sehen und wird im Folgenden nicht weiter betrachtet. /BNETZA-17 11/, /BNETZA-17 12/

2.2.1.3 IKT Anwendungen im Smart Grid und Smart Market

Sowohl im Bereich des Smart Grid als auch im Bereich der Smart Market ergeben sich durch den IKT Einsatz unterschiedliche Anwendungen. Diese bereits bestehenden und potenziellen Anwendungsfelder, können nicht trennscharf einzelnen Wertschöpfungsstufen zugeordnet werden. Vielmehr besteht der Mehrwert darin, dass die Akteure durch eine bessere informatorische und kommunikationsseitige Vernetzung besser untereinander agieren können (vgl. **Abbildung 2-3**)

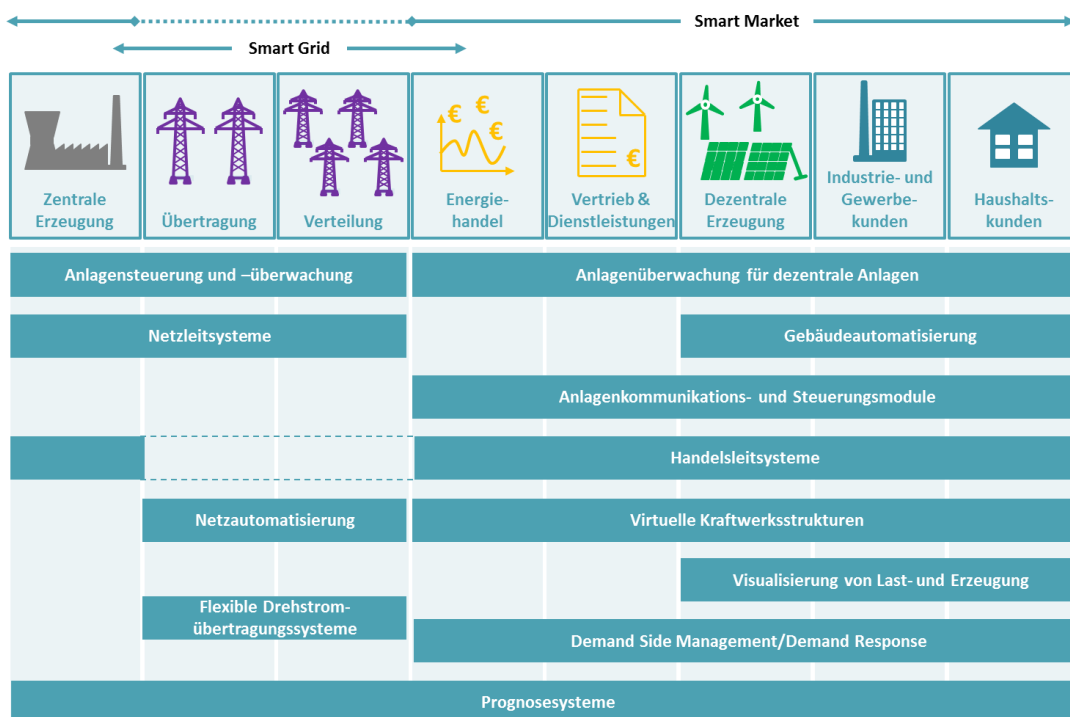


Abbildung 2-3: *Wesentliche IKT-Anwendungen im derzeitigen Energiesystem. Eigene Darstellung in Anlehnung an /ACA-01 12/, /WIK-01 08/*

Neben der Vielfältigkeit von IKT Anwendungen über die einzelnen Akteure des Energiesystems hinweg skizziert **Abbildung 2-3** auch die Zuordnung zu den Bereichen Smart Grid und Smart Market. Die Darstellung gibt einen Überblick zu den wesentlichen derzeitigen Anwendungen. In Bezug auf die zukünftige Entwicklung des Energiesystems ist davon auszugehen, dass sich die Bereiche stetig erweitern werden, was zu einer noch stärkeren Vernetzung führen wird.

2.2.1.4 IKT Anwendungen für dezentrale Anlagen und Endkunden

Aus Abbildung 2-3 geht hervor, dass es im Bereich dezentraler Anlagen und Endkunden derzeit acht wesentliche Anwendungsbereiche für IKT gibt. Diese werden nachfolgend skizziert, um darauf aufbauend Rückschlüsse ziehen zu können, welche Anwendungen für Eigentümer von dezentralen Speicheranlagen relevant sind.

Anlagenüberwachung für dezentrale Anlagen

Anlagenüberwachung im Sinne eines Asset Managements (Anlagenverwaltung) kommt beim Verwalten von Anlagengütern zum Einsatz, um eine optimale technische und wirtschaftliche Nutzung zu gewährleisten. Dies erfolgt dadurch, dass der physische Anlagenzustand bewertet und daraus Ableitungen zu nötigen Instandhaltungsmaßnahmen oder Ersatzinvestitionen getroffen werden. Ein Asset-Management-System stellt demnach ein Informationssystem zur Verwaltung von Betriebsdaten und kaufmännischen Anlagendaten dar. Im Bereich der dezentralen Erzeugung kommen Asset-Management-Systeme derzeit kaum zum Einsatz. Dies ist u. a. darauf zurückzuführen, dass Kenntnisse über den Zusammenhang zwischen den Daten der Betriebshistorie und dem tatsächlichen Ist-Zustand der Anlage nur sehr begrenzt vorliegen. Ein System speziell für dezentrale Anlagen könnte dazu verwendet werden anlagenabhängige Instandhaltungsmaßnahmen gezielt regional zu koordinieren. Ob dies den Aufwand der mit der Entwicklung solcher Systeme verbunden ist rechtfertigt, ist vor allem in Bezug auf kleine dezentrale Erzeugungsanlagen fraglich. /ACA-01 12/

Gebäudeautomatisierung

Unter dem Begriff Gebäudeautomatisierung fallen sowohl die Bereiche Smart Home als auch Smart Building. Smart Home, oder auch Hausautomatisierung, kann als intelligentes Wohnen im privaten Bereich verstanden werden, das dazu beiträgt den Komfort des Nutzers zu erhöhen. Die Intelligenz kommt durch den Einsatz von IKT zustande, die es ermöglicht, die Haustechnik, die Haushalts- und Unterhaltungselektronik sowie die Telekommunikation innerhalb eines Haushaltes und nach extern zu vernetzen. Ziel der Vernetzung ist es, eine Kommunikation der Geräte und Haustechnik untereinander und zu externen Diensten zu erreichen. Energiespezifische Themen sind dabei nur ein Aspekt eines Smart Homes. Vielmehr umfasst die Hausautomatisierung weitere Systeme wie z. B. die Überwachung des Gebäudes oder auch die Beleuchtungssteuerung und richtet sich dabei an die individuellen Bedürfnisse des Nutzers. Voraussetzung für alle energierelevanten Themen ist die Messung, Überwachung und Steuerung der Verbrauchsströme. /IIT-01 10/, /CAP-01 11/ Die Abgrenzung vom Smart Home zu einem Smart Building besteht darin, dass es sich bei Smart Buildings nicht zwingend um private Wohnungen und Wohnhäuser handelt, sondern um mehrere Gebäude, die unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten intelligent gesteuert werden. /IIT-01 10/

Anlagenkommunikation und -steuerung

Ziel der Anlagenkommunikation und -steuerung ist es, dezentrale Anlagen mit einem System auszustatten, das die Steuerung der Anlagen, sowie die Kommunikation mit den Anlagen erlaubt. Hierfür müssen die Sensoren, sprich sowohl die Messfühler der Anlage, als auch die Aktoren, sprich die Stellglieder zur Veränderung von bestimmten Größen,

mit IKT ausgestattet werden. Dieses Modul soll in der Lage sein, das Steuerungssignal nicht nur basierend auf dem Sensor der Anlage an den Aktor zu übermitteln, sondern auch Steuerungssignale aus der Umgebung z. B. dem Energiemarkt aufzunehmen und an den Aktor weiter zu geben. Je nach Anlage und Einsatzzweck können die möglichen Funktionen unterschiedliche Ausprägungen annehmen. So ist es denkbar, eine PV-Anlage im Haushaltskundenbereich lediglich mit einer Messfunktion zur Überwachung auszustatten, während eine Windkraftanlage mit Fernsteuerungsmöglichkeiten und einer hochaufgelösten Kommunikationsanbindung versehen wird. Die Steuerung von dezentralen Anlagen durch Marktsignale ist bereits heute möglich und ist Bestandteil diverser F&E Projekte. /ACA-01 12/

Handelsleitsysteme

Handelsleitsysteme werden vorrangig vom Energiehandel als Analysewerkzeug zum Gewinnen von Informationen und zum Treffen von Entscheidungen genutzt. Sie aggregieren und visualisieren relevante Erzeugungs- und Verbrauchsdaten und bieten dem Handel so die Möglichkeit, diese den prognostizierten Daten gegenüberzustellen. Während die Einbindung konventioneller Großkraftwerke in Handelsleitsysteme bereits Stand der Technik ist, steigt die Nachfrage, dezentrale Anlagen und Verbraucher mit in Handelsleitsystem einzubinden stetig. Eine entsprechende Einbindung ist Voraussetzung für die Erschließung des Flexibilitätpotenzials dezentraler Anlagen und Verbraucher. Im Ansatz wird versucht, das Potenzial z. B. durch virtuelle Kraftwerke oder die Etablierung von Energiedatenmanagement-Systemen zu erschließen. Ein einheitliches Instrument, zur Einbindung neuer Akteure in bestehenden Handelsleitsystemen gibt es bis dato jedoch nicht. /ACA-01 12/

Virtuelle Kraftwerksstrukturen

Die Entwicklung virtueller Kraftwerksstrukturen baut auf dem Bereich der Anlagenkommunikation und -steuerung auf, geht dabei jedoch noch einen Schritt weiter. *„Ein virtuelles Kraftwerk ist eine Zusammenschaltung von dezentralen, selbständigen Kraftwerken (z.B. Blockheizkraftwerke) und Speichern kleinerer Leistung zu einem Verbund, der durch ein geeignetes Kommunikationsnetz gesteuert wird. Die dezentralen Anlagen, die auch ohne die Verbundsteuerung betrieben werden könnten, erreichen durch die Vernetzung hinsichtlich Laständerung, Regelbarkeit, Planbarkeit und Zuverlässigkeit vergleichbare Eigenschaften wie konventionelle Großkraftwerke.“* /FFE-06 12/ Die einzelnen Anlagen müssen über Kommunikations- und Steuerungsmodule verfügen, die über ein dezentrales Energiemanagement vernetzt und zentral gesteuert werden. Das Energiemanagementsystem fungiert als Gehirn des virtuellen Kraftwerkes. Virtuelle Kraftwerksstrukturen werden derzeit in diversen Pilotprojekten getestet und kommen bei der Bereitstellung von Regelernergie bereits heute zum Einsatz. /KRE-01 13/, /ACA-01 12/

Visualisierung von Last- und Erzeugung

Bisher erhalten Haushaltskunden einmal pro Jahr mit der Stromrechnung Informationen zu ihrem Stromverbrauch. Der Stromverbrauch wird als Gesamtverbrauch über ein Jahr angegeben. Dies ermöglicht es, den Verbrauch der einzelnen Jahre miteinander zu vergleichen. Eine direkte Zuordnung der Auswirkungen des Verhaltens auf den Verbrauch ist nur eingeschränkt möglich. Durch IKT – in Form von

Smart Metern – kann der Haushaltskunde seinen aktuellen Stromverbrauch im 15-Minuten Takt verfolgen. Smart Meter können dem Verbraucher sowohl aktuelle Werte als auch historische Verbrauchswerte zur Verfügung stellen. Die Visualisierung kann entweder direkt über das Display des Smart Meters erfolgen, oder der Smart Meter sendet die Daten über ein Kommunikationsgateway zu einem anderen Endgeräte z.B. einem Smart-Phone. Durch Messung und Visualisierung des Verbrauchs kann der Erfolg von Effizienzmaßnahmen direkt überprüft werden, wodurch das Sparen von Strom und Kosten positiv beeinflusst werden soll. /TUI-01 13/ Verfügt der Verbraucher über eine dezentrale Erzeugungsanlage, können sowohl die Ist-Erzeugung als auch die historische Erzeugungsprofile ebenso visualisiert werden.

Demand Response/Demand Side Management

Der Begriff Demand Response kann wie folgt definiert werden: „*Demand Response ist eine kurzfristige und planbare Veränderung der Verbraucherlast als Reaktion auf Preissignale im Markt oder auf eine Aktivierung im Rahmen einer vertraglichen Leistungsreserve. Diese Marktpreise oder Leistungsabrufe werden durch ungeplante, unregelmäßige oder extreme energiewirtschaftliche Ereignisse ausgelöst* /FFE-42 10/“. Der Begriff Demand Side Management wird oftmals synonym verwendet. Es besteht jedoch ein Unterschied darin, dass beim Demand Side Management das zentrale Wissen darüber fehlt, welche Verbraucher mit welchen Leistungen geschaltet werden können. Vielmehr reagiert eine nicht bekannte Anzahl an Anlagen mit einem nur im Ansatz im Vorhinein bekannten Verhalten auf bestimmte Signale wie z. B. Preisänderungen. /FFE-42 10/ Dass die Begriffe oftmals synonym füreinander zum Einsatz kommen ist darauf zurückzuführen, dass sie denselben Zweck verfolgen. Demand Response und Demand Side Management zielen darauf ab Lastverschiebungspotenzial auf Verbraucherseite zu erschließen. Aus Sicht der BNetzA stellen sie ein Beispiel dafür dar, dass netzorientierte Herausforderungen durch eine Übertragung in die Marktsphäre gelöst werden können. Neben der Möglichkeit, freiwillig Lastverschiebungspotenziale zu erschließen, können industrielle Verbraucher auch verpflichtend über Fernwirktechnik durch den Netzbetreiber zur Vermeidung von Netzstörungen abgeschaltet werden. Demand Response bietet vielfältige Anwendungsbereiche, die heute vorrangig von Industriekunden genutzt werden. Auch im Bereich der Haushaltskunden gibt es Potenzial, welches derzeit in verschiedenen Pilotprojekten ermittelt wird. Abgesehen von der Tatsache, dass variable Stromtarife als Anreiz für Haushaltskunden derzeit noch nicht am Markt verfügbar sind, stellt der eher geringe monetäre Anreiz eine Hürde für die Umsetzung von Demand Response Anwendungen dar. /BNETZA-17 11/, /ACA-01 12/

Prognosesysteme

Prognosesysteme werden dazu genutzt, Abschätzungen über die Entwicklung von bestimmten Messgrößen zu erhalten. Ihr Einsatz erstreckt sich dabei über die gesamte Wertschöpfungskette der Energiewirtschaft. Im Bereich der Erzeugung wird z.B. auf Investitionsrechnungen als langfristige Prognosesysteme zurückgegriffen, während kurzfristige Prognosen bei der Brennstoffbeschaffung zum Einsatz kommen. Durch den Wandel in der Energiewirtschaft rückt die Entwicklung neuer und die Optimierung bestehender Prognosesysteme zunehmend in den Fokus. So spielt die Weiterentwicklung von Wetterprognosesystemen, für die Einbindung von dezentralen, fluktuierenden Erzeugungsanlagen in das Energiesystem, eine wichtige Rolle. In Bezug auf die

Elektromobilität ist es indes relevant Mobilitätsprognosen auszuarbeiten, um das Stand- und Ladeverhalten der Fahrzeuge optimieren zu können. Endkunden können über verbesserte Verbrauchsprognosen besser in den Markt eingebunden werden, wesentliche Datengrundlage hierfür können detaillierte Messwerte bestimmter Verbrauchergruppen liefern. /ACA-01 12/

2.2.1.5 IKT Anwendungen für dezentrale Speicheranlagen

Aus den IKT Anwendungsbereichen für dezentrale Anlagen und Endkunden lassen sich fünf Schlüsselfunktionen ableiten, welche durch den IKT Einsatz erfüllt werden: das elektronische Erfassen von Messdaten, die Speicherung von Messdaten, die Übermittlung von (Mess-)daten an Dritte, die Steuerung dezentraler Anlagen durch Marktanreize, sowie die Fernsteuerung dezentraler Anlagen durch Dritte. Erfüllt werden können alle Schlüsselfunktionen durch den Einsatz von Smart Metern und der dazugehörigen Infrastruktur. Die Frage, welche Schlüsselfunktionen jeweils erfüllt werden sollen hängt von den individuellen Anforderungen des Eigentümers der dezentralen Anlagen ab.

Es ist davon auszugehen, dass Eigentümer von dezentralen Speicheranlagen IKT vor allem dafür nutzen, um den Betrieb ihres Speichers zu optimieren. Das heißt im Umkehrschluss, dass IKT Anwendungsfälle, die dezentrale Anlagen mit einschließen, vorrangig aber für andere Akteure relevant sind, nicht oder nur eingeschränkt von Speichereigentümern umgesetzt werden. Dies trifft z. B. auf Prognosesysteme oder Handelsleitsysteme zu.

Eine Optimierung des Speicherbetriebs kann entweder durch den Speichereigentümer selbst erfolgen oder durch einen Dritten. Im ersten Fall muss der Speichereigentümer Informationen zu seinem Nutzerverhalten zeitnah und kontinuierlich zur Verfügung gestellt bekommen. Diese Informationen kann er dazu nutzen, den Betrieb seiner dezentralen Speicheranlage basierend auf seinem Nutzerverhalten eigenständig zu optimieren. Im zweiten Fall müssen die Daten zum Nutzerverhalten des Speichereigentümers einem Dritten zur Verfügung gestellt werden, der darauf basierend dem Speichereigentümer entweder Anreize zur Speichersteuerung zukommen lassen kann oder das Betriebsverhalten des Speichers direkt per Fernsteuerung beeinflussen kann (vgl. Abbildung 2-4). Im ersten Fall dient die IKT zur reinen Erfassung und Speicherung von Messdaten für den Speichereigentümer. Es findet keine Datenübertragung oder -verarbeitung durch weitere Marktakteure statt. Die nötigen Investitionen in IKT beschränken sich damit auf Anpassungen, die direkt auf Kundenseite bzw. auf Seiten des Speichereigentümers vorgenommen werden. Im zweiten Fall sind durch die Datenübertragung und die Datenverarbeitung durch einen Dritten weitere Marktakteure beteiligt. Dies erfordert demnach nicht nur eine Anpassung der IKT-Infrastruktur auf Kundenseite, sondern auch markt- bzw. systemseitig.

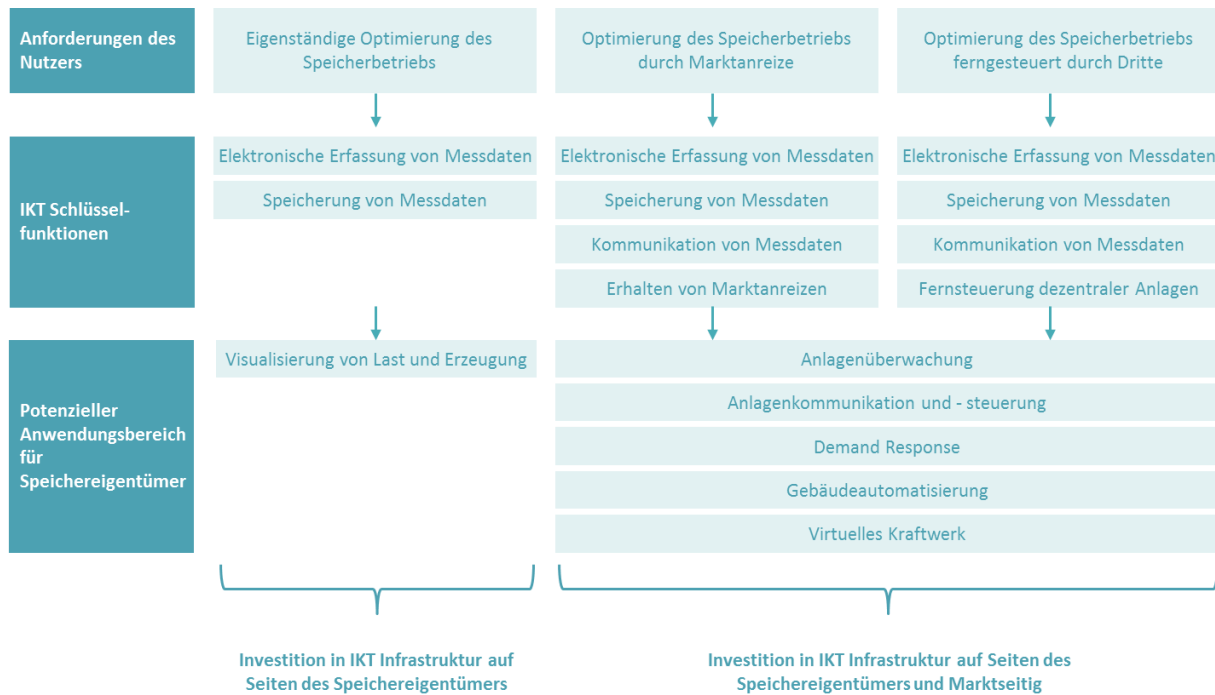


Abbildung 2-4: Einordnung potenzieller IKT-Anwendungen für Speichereigentümer

Weiterhin ist zu beachten, dass bei virtuellen Kraftwerken mit einer großen Anzahl dezentraler Speicheranlagen sich die Aktivierungszeit gegenüber der eines Einzelspeichers vergrößert. Es wird jedoch angenommen, dass eine Aktivierungszeit von weniger als 5 Minuten auch für einen großen Speicherpool gewährleistet werden kann.

2.2.2 Smart Meter Systeme für dezentrale Speicheranlagen

2.2.2.1 Grundlegendes und Begriffsbestimmungen

Durch Smart Meter und die dazugehörige Infrastruktur können die Anforderungen der Speichereigentümer an potenzielle IKT Anwendungen erfüllt werden und dezentrale Speicher entsprechend in einen Smart Market eingebunden werden. Obwohl der Begriff Smart Meter sehr häufig zum Einsatz kommt, fehlt es an einer einheitlichen Definition. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass es diverse unterschiedliche Gerätekonzepte und Ausführungen von Smart Metern gibt. Aus diesem Grund erfolgen zunächst eine Begriffsbestimmung und ein Umriss des rechtlichen Rahmens, bevor die einzelnen Komponenten eines Smart Meter Systems dargestellt werden und darauf aufbauend eine Kostenanalyse durchgeführt wird.

Wie erwähnt ist ein Smart Meter (intelligenter Zähler) ein elektronischen Zähler, der im Gegensatz zu konventionellen Zählern, Informationen zum Energieverbrauch aufzeichnen und in Abhängigkeit der Nutzungsdauer zur Verfügung stellen kann. Für ein Smart Meter System, oder intelligentes Messsystem, wird neben dem Smart Meter als Messgerät an sich, noch ein Kommunikationsgateway zur Übermittlung der Signale, sowie eine Schnittstelle zur Datenübertragung benötigt. Die übertragenen Daten müssen marktseitig durch ein Datenverarbeitungssystem erfasst und ausgewertet werden. Aus diesem Grund kann ein Smart-Meter-System in die folgenden drei Elemente unterteilt werden: Datenerfassung, Datenübertragung und Datenverarbeitung. /EY-01 13/

In Bezug auf die IKT zur Datenverarbeitung von Smart Meter Systemen gibt es unterschiedliche Ansätze. So ermöglicht eine Automated Meter Reading Infrastruktur (AMR) nur die unidirektionale Fernauslesung von Messdaten, während eine Advanced Metering Infrastructure (AMI) die Möglichkeit einer bidirektionalen Datenkommunikation bietet. Diese ermöglicht es dem Endkunden weiterhin über seinen Smart-Meter Marktinformationen wie z. B. aktuelle Tarife zukommen zu lassen. Der Nutzen von AMR-Systemen für den Endkunden bzw. den Eigentümer einer dezentralen Anlage ist demnach begrenzt, da der einzige Vorteil darin besteht, dass eine manuelle Ablesung des Zählerstandes vermieden werden kann. Eine Einbindung des Kunden in den Smart Market ist mit einem AMR System nur begrenzt realisierbar. /KSEV-01 09/, /ACA-01 12/, /PWC-01 10/

Smart Meter im Energierecht

Im Rahmen des EnWG werden Smart Meter als moderne Messsysteme bezeichnet, wobei das Gesetz zwischen zwei Arten unterscheidet – EDL 21 Zählern und EDL 40 Systemen. Die Abkürzung EDL steht dabei für das Wort Energiedienstleistung, die Zahl bezieht sich auf den Paragraph innerhalb des EnWG, der den rechtlichen Rahmen vorgibt. Der elektronische EDL 21 Zähler muss aktuelle Messwerte mindestens in 15 Minutentakten erfassen und diese für einen Zeitraum von mindestens 365 Tagen speichern können. Überdies muss der EDL 21 Zähler zum Auslesen der Messwerte über zwei unabhängige Schnittstellen verfügen. Eine dem Endkunden zugängliche Schnittstelle, die alleinig dem Auslesen von Informationen dient. Die Informationen können entweder direkt über ein Display am Smart Meter ausgelesen werden, oder der Endkunde nutzt die Schnittstelle, um seine aktuellen Verbrauchsdaten an ein anderes Display weiterzuleiten. Zugang zur zweiten Schnittstelle hat ausschließlich der Messstellenbetreiber². Er kann sie sowohl zum Auslesen als auch zum Eingeben von Informationen nutzen. Die Markteinführung dieser EDL 21 Zähler wird durch § 21c (1) EnWG vorangetrieben, welcher Messstellenbetreiber dazu verpflichtet, die drei folgenden Messstellen mit EDL 21 Zählern auszustatten: *„Gebäude, die neu an das Energieversorgungsnetz angeschlossen werden oder einer größeren Renovierung unterzogen werden [...] Letztverbraucher mit einem Jahresverbrauch größer 6000 kWh [...] und EEG- oder KWK-Neuanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 7 kW“*. EDL 21 Zähler unterstützen die Funktionen der Messung und Datenspeicherung. Eine Kommunikation der Daten an Dritte ist nicht zwingender Bestandteil des Konzeptes. Vielmehr liegt der Mehrwert für den Kunden in der Visualisierung der Zählerinformationen über ein Display und damit in der zeitnahen Bereitstellung von Verbrauchsinformationen.

EDL 40 Systeme stellen die zweite Stufe der rechtlich vorangetriebenen Markteinführung von Smart Metern dar. Die Entwicklung von EDL 40 Systemen stützt sich auf § 40 EnWG. In § 40 Abs.3 EnWG heißt es. *„Lieferanten sind verpflichtet, Letztverbrauchern eine monatliche, vierteljährliche oder halbjährliche Abrechnung anzubieten“* und in § 40 Abs.5 EnWG *„Lieferanten haben, soweit technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar, für Letztverbraucher von Elektrizität einen Tarif anzubieten, der einen Anreiz zur Energieeinsparung setzt [...] insbesondere lastvariable oder*

² Gemäß § 21b Abs. 2 EnWG kann der Einbau, Betrieb und Wartung von Messeinrichtungen und/oder die Messung durch einen vom Netzbetreiber unabhängigen Dritten vorgenommen werden

tageszeitabhängige Tarife“. Um die Anforderungen erfüllen zu können, soll eine Aufrüstung von EDL 21 Zählern zu EDL 40 Systemen durch ein modulares Gerätekonzept erfolgen, bei dem ein Kommunikationsmodul, das auch als Multi-Utility-Controller (MUC) bezeichnet wird, mit einem EDL 21 Zähler kombiniert wird. Der MUC ist in der Lage, verschiedene Zählerwerte z. B. Strom, Wasser und Gas zu verarbeiten. Der MUC ermöglicht die Fernablesung und Weiterkommunikation der Daten an nachgelagerte Datenverarbeitungssysteme und dient zugleich als Informationsschnittstelle für den Endkunden. Im Gegensatz zu EDL 21 Zählern unterstützen EDL 40 Systeme die Funktion der Datenkommunikation und optional auch die Funktionen Lastmanagement und Fernschaltung.

Anforderungen an den Datenschutz

In Bezug auf die Anforderungen zu Datenschutz und -sicherheit wird innerhalb des EnWG auf zwei Dokumente verwiesen – das Schutzprofil für die Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems für Stoff- und Energiemengen des Bundesamtes für Sicherheit (BSI) sowie die technische Richtlinie TR-03109 für Messsysteme, deren Erarbeitung ebenfalls dem BSI obliegt. Innerhalb von § 21e EnWG wird darauf verwiesen, dass nur solche Messsysteme verwendet werden dürfen, die den eichrechtlichen Vorschriften entsprechen und den Anforderungen von Schutzprofilen hinsichtlich der Gewährleistung des Datenschutzes, der Datensicherheit und der Interoperabilität genügen. Der Einbau von Messsystemen setzt gemäß § 21e Abs. 4 EnWG voraus, dass die Einhaltung der Anforderungen gemäß Schutzprofil in einem Zertifizierungsverfahren festgestellt wurde. Der Verweis auf die technische Richtlinie erfolgt in § 21i EnWG.

Schutzprofile dienen dazu, Bedrohungen für den sicheren Betrieb aufzuzeigen und darauf aufbauend Mindestanforderungen für den sicheren Betrieb festzulegen. In Bezug auf das Kommunikationsgateway von Smart Metern fokussiert sich das Schutzprofil auf die Mindestanforderungen der Kommunikationsschnittstellen. Diese sicherheitstechnischen Anforderungen müssen von jedem Gateway bereitgestellt werden. Die technische Richtlinie ergänzt das Schutzprofil, indem sie die getroffenen Sicherheitsanforderungen näher festlegen und funktionale Vorgaben für die Gewährleistung der Interoperabilität der einzelnen Komponenten eines Messsystems vorgeben. Die Entwürfe für Schutzprofil und technische Richtlinie können bereits über die Internetseite des BSI eingesehen werden und haben Ende 2013 das europäische Notifizierungsverfahren erfolgreich durchlaufen. Eine endgültige Verabschiedung, sprich eine offizielle Verrechtlichung von Schutzprofil und Richtlinie, steht noch aus. /BSI-01 14/

2.2.2.2 Elemente eines Smart-Meter-Systems

Datenerfassung

Die Datenerfassung stellt den ersten Schritt innerhalb eines Smart Meter Systems dar und wird gerätetechnisch durch ein Messgerät sowie ein Kommunikationsgateway erfüllt. Je nach Gerätekonzept können Messgerät und Gateway die folgenden fünf Funktionen unterstützen: Messung, Datenspeicherung, Kommunikation, Laststeuerung und Fernschaltung. Die Funktionen können entweder in einem Gerät integriert sein, oder werden durch zwei miteinander verbundene Geräte erfüllt. Der zweite Fall wird

auch als Gateway Konzept bezeichnet, wobei der Zähler vom Gateway gerätetechnisch getrennt ist. An ein Gateway können unter Voraussetzung der räumlichen Nähe mehrere Zähler angeschlossen werden.

Zur Messung verfügt ein Smart Meter über ein elektronisches Messwerk. Dies unterscheidet ihn von bis dato in Haushalten eingesetzten Zählern (Ferraris-Zähler), die über ein elektromechanisches oder mechanisches Zählwerk verfügen. Elektronische Messwerke sind in der Lage, mehr Werte zu erfassen als elektromechanische. So können je nach Gerätetyp die folgenden Kanäle erfasst werden: Energie, Wirkleistung, Blindleistung, Spannung, Frequenz oder Lieferunterbrechungen. /ECOFYS-01 09/, /PTB-01 11/

Verbrauchsdaten werden bei Zählern in Registern gespeichert. Während konventionelle Zähler meist nur über ein Register verfügen, welches den gesamten Verbrauch aufsummiert, können Smart-Meter mit bis zu sechs Registern ausgestattet sein. Die Schaltung zwischen den Registern kann zu bestimmten Zeitpunkten oder aufgrund bestimmter Zustände z. B. lastbezogen erfolgen. /ECOFYS-01 09/, /PTB-01 11/

Kommunikationsschnittstellen dienen zur Auslesung von Messdaten. Alle Zähler verfügen über eine lokale Schnittstelle, über die der Kunde oder ein Messdienstleister die Daten auslesen und ein Gateway anschließen kann. Optional verfügen Smart Meter zusätzlich über drei weitere Kommunikationsschnittstellen – zur Nahverkehrskommunikation, zur Kundenkommunikation und zur Weitverkehrskommunikation. Die Nahverkehrskommunikation dient der Datenübertragung zu weiteren Smart Metern im Sinne eines Multi Sparten Meterings. Die Schnittstelle zur Kundenkommunikation kann genutzt werden, um Daten an Anlagen oder Geräte des Kunden zu übertragen. Die Schnittstelle für die Weitverkehrskommunikation wird genutzt, um die Zählerdaten an ein Datenverarbeitungssystem zu übertragen. Dabei kann die Weitverkehrskommunikation im Sinne eines AMR unipolar, oder im Sinne eines AMI bipolar erfolgen. /ECOFYS-01 09/, /PTB-01 11/

Optional können Smart Meter Lasten wie z. B. Nachtspeicherheizungen oder Wärmepumpen steuern und damit dieselbe Funktion erfüllen wie Rundsteuerungsanlagen. Voraussetzung dafür ist die Ausstattung des Smart Meters mit einer zusätzlichen Baugruppe. Zudem muss das Gerät über eine Schnittstelle zur Weitverkehrskommunikation verfügen, um eine vom Netzanschluss unabhängige Steuerung zu ermöglichen. /ECOFYS-01 09/, /PTB-01 11/

Die Fernschaltung von Smart Metern, über einen im Gerät integrierten Schütz, ist eine weitere optionale Funktion. Die Zu- oder Abschaltung der Kundenanlage erfolgt über die Schnittstelle zur Weitverkehrskommunikation. Die Fernschaltung kann u. a. zur Notab- und Zuschaltung oder auch für das Inkasso-Management zum Einsatz kommen. Herstellerabhängig kann die Fernschaltung direkt im Gerät integriert sein, oder als eigenständiges Gerät zur modularen Erweiterung vorliegen. /ECOFYS-01 09/, /PTB-01 11/

Beschränkt sich die Anforderung des Speichereigentümers auf eine reine zeitabhängige Visualisierung und Speicherung von Messdaten, sind Smart Meter Konzepte ausreichend, die nur die Funktionen Messen, Speichern und ggf. die Kommunikation

über einen Kundenschnittstelle unterstützen. Dies wird z. B. durch einen EDL 21 Zähler unterstützt.

Datenübertragung

Für die Übertragung der Daten, auch als Weitverkehrskommunikation bezeichnet, können verschiedene drahtgebundene und drahtlose Technologien zum Einsatz kommen. Bei der Kommunikationstopologie können zwei verschiedene Formen zum Einsatz kommen – Direktverbindungen (Point-to-Point) und Mehrpunktverbindungen (Point-to-Multipoint).

Bei Direktverbindungen werden die Daten des Zählers bzw. des Gateways direkt an das Datenverarbeitungssystem übertragen. Zur Datenübertragung können entweder drahtgebundene oder drahtlose, funkbasierte Technologien eingesetzt werden. Funkbasierte Technologien nutzen vorrangig das Mobilfunknetz zur Datenübertragung (GSM/GPRS), drahtgebundene Technologien (DSL, Glasfaserkabel, Breitband über TV-Kabel) übertragen die Daten über einen Router direkt an das Datenverarbeitungssystem. Der Router kann dabei entweder im Verantwortungsbereich des Kunden (Kunden-IP-Anschluss) liegen, oder es handelt sich um einen Haus-IP Anschluss, über den Daten unterschiedlicher Wohnungen und Sparten an das Datenverarbeitungssystem übertragen werden können. /ECOFYS-01 09/, /EY-01 13/

Bei Mehrpunktverbindungen werden die Daten der Zähler bzw. des Gateways nicht direkt an das Datenverarbeitungssystem übertragen, sondern indirekt über einen zwischengeschalteten Datenkonzentrator. Der Datenkonzentrator dient der Speicherung und Konzentration der Daten, bevor er sie meist über IP-basierte Kommunikationstechnologien an das nachgelagerte Datenverarbeitungssystem überträgt. Die Datenübertragung an den Datenkonzentrator kann entweder drahtlos oder drahtgebunden erfolgen. Im ersten Fall werden die Daten über Nahfunk übertragen, im zweiten Fall über das Stromnetz (Power-Line-Communication). Der Einsatz von Nahfunk wird vor allem in Nord Amerika im Rahmen von „Neighborhood Area Networks“ mittels RF Mesh Technologie verwirklicht. /ECOFYS-01 09/, /EY-01 13/

Überdies existieren weitere drahtlose Verbindungskonzepte, welche aufgrund der Verfügbarkeit oder aus Kostengründen, bis dato als wenig relevant eingestuft werden. Diese Technologien umfassen die Datenübertragung via Satellit, UMTS (Universal Mobile Telecommunications System, LTE (Long Term Evolution) oder CDMA (Code Division Multiple Access). /EY-01 13/

Datenverarbeitungssystem

Neben der Zählerinfrastruktur im Feld, sind für ein Smart Meter System IT-Systeme zur Datenverarbeitung nötig. Die notwendigen IT-Systeme müssen bei den Akteuren des Energiemarktes z.B. Netzbetreiber, Messstellenbetreiber oder Lieferant implementiert werden. Dies erfordert eine Anpassung bzw. eine Erweiterung bereits bestehender IT-Systeme, um die Daten entsprechend verarbeiten zu können. Die im Rahmen von Smart Meter Systemen neu zu bewältigen Aufgaben lassen sich in drei voneinander getrennte Bereiche unterteilen: Empfangen und Aufbereiten der Daten, Verwaltung und Organisation der Daten sowie Speicherung und Auswertung der Daten. Darüber hinaus müssen bereits vorhandene Backend-Systeme angepasst werden, um das gestiegene Datenvolumen verarbeiten zu können (vgl. **Abbildung 2-5**). Dies betrifft nicht nur

Software-Komponenten wie z. B. Customer-Relationship-Management (CRM) Systeme, sondern auch die Hardware Komponenten. So müssen Speichermedien dahingehend angepasst werden, dass sie in der Lage sind, das neue Datenvolumen zu erfassen und gleichzeitig die Anforderungen an Datenschutz und –sicherheit erfüllen können. /EY-01 13/, /ECOFYS-01 09/

	Webportal	Workforce Management System	Customer Relationship Management System	Billing/Pricing System	Energy Data Management System
WESENTLICHE BESTEHENDE FUNKTIONEN	<ul style="list-style-type: none"> • Unternehmensdarstellung • Kommunikationskanal • Darstellung der Verbrauchsdaten 	<ul style="list-style-type: none"> • Mitarbeiterplanung • Ressourcenplanung • Logistik und Kommunikation 	<ul style="list-style-type: none"> • Kundendatenverwaltung • Segmentierung und Ansprache • Kundenservice 	<ul style="list-style-type: none"> • Abrechnung Einheitstarif • Einjährige Abrechnung 	<ul style="list-style-type: none"> • Speicherung von Verbrauchsdaten • Überprüfung von Verbrauchsdaten • Verwaltung von Verbrauchsdaten
WESENTLICHE NEUE ANFORDERUNGEN	<ul style="list-style-type: none"> • Höhere Detailtiefe und Frequenz der Daten • Tarifkommunikation • Integration von Mehrwertdiensten 	<ul style="list-style-type: none"> • Planung von Einbau/Ausbau/Wechsel von Zählern • IT-Entstörungsplanung • Erweiterte Tätigkeiten 	<ul style="list-style-type: none"> • Höhere Detailtiefe und Frequenz der Daten • Neuartige Kundenansprache • Erweiterter Datenschutz 	<ul style="list-style-type: none"> • Höhere Detailtiefe und Frequenz der Daten • Unterstützung neuer Tarife 	<ul style="list-style-type: none"> • Integration mit Meter Data Management System • Unterstützung des Austausches konventioneller Zähler

Abbildung 2-5: Übersicht über die anzupassenden IT-Systeme zur Umsetzung von Smart Meter Systemen, eigene Darstellung nach /EY-01 13/

Die in der Literatur und bei den Herstellern von IT-Systemen zu findenden Bezeichnungen für die IT-Systeme zur Unterstützung von intelligenten Messsystemen, sind nicht einheitlich gewählt. Vielmehr werden für die gleichen Funktionen unterschiedliche Begriffe verwendet. Eine sehr detaillierte Darstellung der einzelnen Komponenten und Funktionen von Smart Meter IT-Systemen ist in der Studie „Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler“ von Ernst & Young gegeben, und wurde darum als Grundlage für die nachfolgende Darstellung gewählt.

Die drei Aufgaben, welche von neu zu implementierenden IT-Systemen erfüllt werden müssen, können mit – Head End -, Meter Management - und Meter Data Management Systemen umgesetzt werden.

Head End Systeme (HES) stellen die Schnittstelle zwischen den Akteuren des Energiemarktes und der im Feld befindlichen Systemkomponenten der Smart Meter Infrastruktur dar. Das HES empfängt die Messdaten der einzelnen Zähler oder Gateways, bereitet diese auf und leitet sie an die nachgelagerten IT-Systeme weiter. Die Datenaufbereitung schließt eine Plausibilisierung mit ein. Das HES leitet Daten nicht nur in eine Richtung weiter, sondern muss auch in der Lage sein Daten wie z.B. Tarifiergebnisse an den Smart Meter bzw. das Gateway des Kunden zu kommunizieren. /EY-01 13/

Meter Management Systeme (MMS) dienen der Verwaltung und Organisation der bei den Endkunden eingesetzten Smart Meter. Sie stellen Daten zum Zustand der Zähler und der Datenlieferung bereit und verwalten die Daten entsprechend. Sie sind in der Lage Störungen und Fehlerursachen zu identifizieren und können Signale zur Störungsbehebung zentral koordiniert aussenden. Im Rahmen des Einbaus werden MMS auch zur Konfiguration der Endgeräte z.B. zur Ersteinstellung der Zählervariante oder der Anschlussart herangezogen, während des Betriebs können durch sie Konfigurationsanpassungen zentral gesteuert werden. Des Weiteren verarbeiten und

speichern MMS für Wartungszwecke relevante Informationen wie Einbauzeitpunkt und Eichdauer. /EY-01 13/

Meter Data Management (MDM) Systeme stellen die Zentrale intelligenter Messsysteme dar und können als Weiterentwicklung bereits vorhandener Energiedaten Management (EDM) Systeme oder Zählerfernauslesesysteme gesehen werden. Die Aufgaben, die von MDM Systemen erfüllt werden, umfassen die Validierung, Verarbeitung, Speicherung und langfristige Bereitstellung der Messdaten. Durch die Unterstützung von Monitoring und Reporting Funktionen stellen MDM-Systeme auch die Grundlage für Verbrauchsprognosen und –analysen dar. /EY-01 13/

2.2.2.3 Kosten eines Smart Meter Systems

Die Kostenanalyse für Smart Meter Systeme wird in drei Schritten durchgeführt. Zunächst werden die Kostenbestandteile eines Smart Meter Systems definiert. Darauf aufbauend werden mittels einer Literaturrecherche Referenzwerte für die definierten Kostenbestandteile identifiziert. In einem dritten Schritt werden die identifizierten Referenzwerte auf die entstehenden Kosten je Zähler umgerechnet. Dadurch sollte eine Aussage darüber getroffen werden können welche, Kosten die Installation eines Zählers an einer dezentralen Speicheranlage mit sich bringt.

Kostenbestandteile

Kosten für die Einführung von Smart Meter Systemen können in Investitionen und regelmäßig anfallende Betriebskosten unterteilt werden. Um die jeweiligen Bestandteile dieser beiden Kostenarten identifizieren zu können, eignet sich eine Analyse der drei Elemente eines Smart Meter Systems: Datenerfassung, Datenübertragung, Datenverarbeitung (vgl. **Abbildung 2-6**).

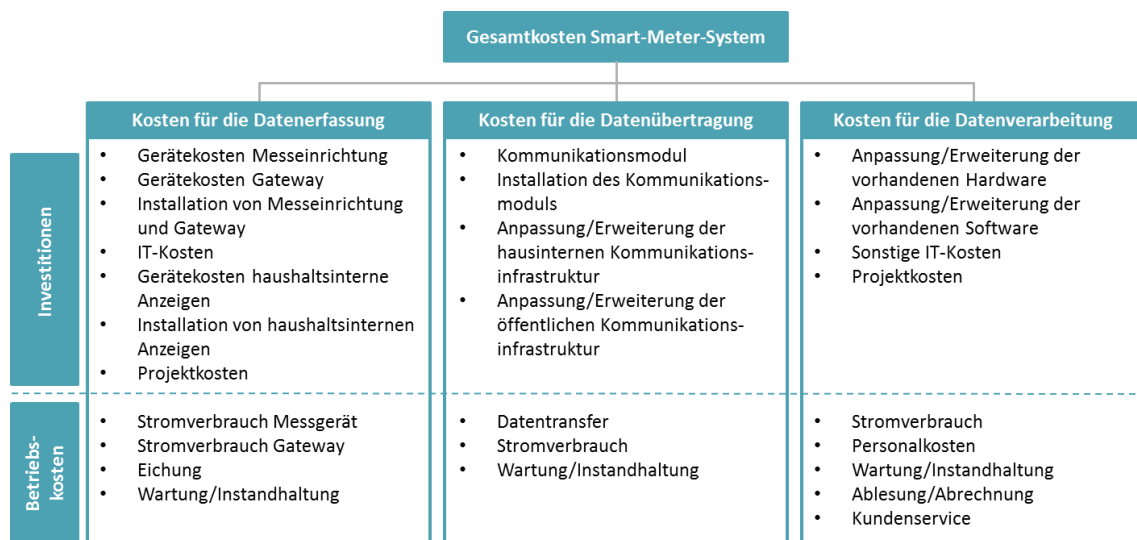


Abbildung 2-6: *Kostenbestandteile eines Smart Meter Systems, eigene Darstellung nach /AMIL-01 12/, /CAP-01 10/, /KSEV-01 09/, /EY-01 13/*

Da es sich bei Smart Meter Systemen um eine Neuerung handelt, bei der die einzelnen Komponenten unterschiedliche Ausprägungen annehmen können, ist die Spannweite der Kosten bis dato noch sehr hoch.

Kosten für die Datenerfassung

Die direkten Investitionen die beim Einbau von Smart Metern anfallen umfassen die Kosten für die Geräte, die Installationskosten, sowie die IT-Kosten. Bei den Geräten ist zwischen dem Messgerät und dem Kommunikationsgateway zu unterscheiden, da an ein Gateway mehrere Zähler angeschlossen werden können. Dies ist von der räumlichen Nähe der Zähler abhängig, wobei basierend auf Erfahrungen aus anderen Forschungsprojekten der FfE an ein Gateway bis zu fünf Zähler angeschlossen werden können. Als Durchschnittswert können hingegen zwei Zähler je Gateway angesetzt werden. Die Gerätekosten beinhalten die Kosten für eine zusätzliche Verkabelung. Die Installationskosten umfassen, die Personalkosten des Monteurs und seine Anfahrtskosten. Unter den IT-Kosten, werden die Kosten zusammengefasst, die für die Zählersteuerung, sowie für die Anpassung der im Haus verfügbaren IT-Schnittstellen anfallen. Darüber hinaus können optional Kosten für hausinterne Anzeigen anfallen, die neben den Kosten für das Endgerät auch Installationskosten beinhalten. Hausinterne Anzeigen (Inhouse Displays) dienen der Visualisierung der Messdaten. Alternativ kann der Kunde zur Visualisierung von Messdaten auch andere bereits vorhandene Endgeräte wie z. B. Computer, Tablet oder Smart-Phone nutzen. Indirekte Kosten, die mit der Investition in Messgeräte und Gateways verbunden sind, umfassen die Projektkosten. Hierbei handelt es sich um Kosten, die dem Netzbetreiber bzw. Messstellenbetreiber z. B. für die Schulung seiner Mitarbeiter anfallen. /EY-01 13/, /CAP-01 10/

Tabelle 2-1: *Spannweite der Investitionen für die Datenerfassung, /EY-01 13/, /CAP-01 10/, /KSEV-01 09/*

Kostenbestandteil	Spannweite	Wesentliche Einflussfaktoren
Messeinrichtung (Intelligenter Zähler)	70 – 80 €/Zähler	Gerätekonzept, Hersteller
Kommunikationsgateway	70 – 80 €/Gateway	Gerätekonzept, Hersteller
Installationskosten Messeinrichtung	30 – 100 €/Zähler	Stundensatz Monteur, Anfahrtsweg, Gebäudeart
Installationskosten Gateway	20 – 90 €/Gateway	Stundensatz Monteur, Anfahrtsweg, Gebäudeart
Installationskosten für Messeinrichtung und Kommunikationsgateway	40 – 110 €/Zähler	Stundensatz Monteur, Anfahrtsweg, Gebäudeart
IT-Kosten	10 – 20 €/Zähler	Art der Zählersteuerung, vorhandenen Schnittstellen
Gerätekosten haushaltsinterne Anzeigen	30 – 50 €/Anzeige und Zähler	Ausführung, Hersteller
Installationskosten haushaltsinterne Anzeigen	15 – 25 €/Anzeige und Zähler	Stundensatz Monteur, Anfahrtsweg, Gebäudeart
Projektkosten	0,05 – 0,50 €/Zähler	Vorkenntnisse der Monteure, Art und Umfang der Schulung, Anzahl installierter Smart Meter

Für den Betrieb von Messgerät und Gateway fallen Kosten für den Stromverbrauch, der der Geräte an. Kosten, die für die Eichung der Geräte entstehen müssen ebenfalls miteinberechnet werden. Während mechanische Stromzähler alle 16 Jahre geeicht werden müssen, beläuft sich die Eichfrist bei elektronischen Zählern auf acht Jahre. Des Weiteren fallen Kosten für die Wartung und Instandhaltung an. In diesen Kostenbestandteil fließen auch Kosten mit ein, die für die Schulung des Personals entstehen.

Tabelle 2-2: *Spannweite der Betriebskostenparameter für die Datenerfassung, /CAP-01 10/, /KSEV-01 09/, /IZT-01 11/, /EY-01 13/*

Kostenbestandteil	Spannweite	Wesentliche Einflussfaktoren
Stromverbrauch Messgerät	13 – 16 kWh/a	Gerätekonzept
Stromverbrauch Kommunikationsgateway	9 – 22 kWh/a	Gerätekonzept
Stromverbrauch Anzeige (Feedbacksystem)	0,01 – 26 kWh/a	Ausführung des Displays z.B. Farbdisplay vs. Einfaches Display
Stromverbrauch hausinterne Vernetzung	10 – 20 kWh/a	Geräteausführung, Nutzung
Eichung	1,50 – 2 €/Zähler und Jahr	Entwicklung der Eichgebühr
Wartung/Instandhaltung	2 – 5 €/Zähler und Jahr	Außerplanmäßige Wartung, Gerätekonzept

Zur Berechnung der Kosten je Zähler ist es zum einen relevant, wie viele Zähler an ein Gateway angeschlossen werden und zum anderen, ob eine Visualisierung mittels Inhouse-Display erfolgt oder nicht. In **Abbildung 2-7** sind die möglichen Ausprägungen und die daraus resultierenden Investitionen und Betriebskosten, die für die Datenerfassung anfallen können dargestellt. Bei der Anzahl der Zähler je Gateway wurden ein Minimalwert (ein Zähler je Gateway), ein Mittelwert (zwei Zähler je Gateway) und ein Maximalwert (fünf Zähler je Gateway) betrachtet. Die spezifischen Stromkosten wurden basierend auf dem deutschen Durchschnittspreis für Haushaltskunden für das Jahr 2013 mit 29,19³ ct/kWh angesetzt. Die Berechnung erfolgte unter der Voraussetzung, dass die Anforderungen des Speichereigentümers über eine reine Erfassung, Speicherung und Visualisierung von Messdaten hinausgeht. Ist dies nicht der Fall beläuft sich die Spannweite der Investitionen je Zähler gemäß Tabelle 2-1 und Tabelle 2-2 auf 110 bis 200 € ohne haushaltsinterne Anzeige, bzw. 155 bis 275 € mit haushaltsinterner Anzeige. Die jährlich anfallenden Betriebskosten liegen im Bereich von etwa zehn bis 25 €.

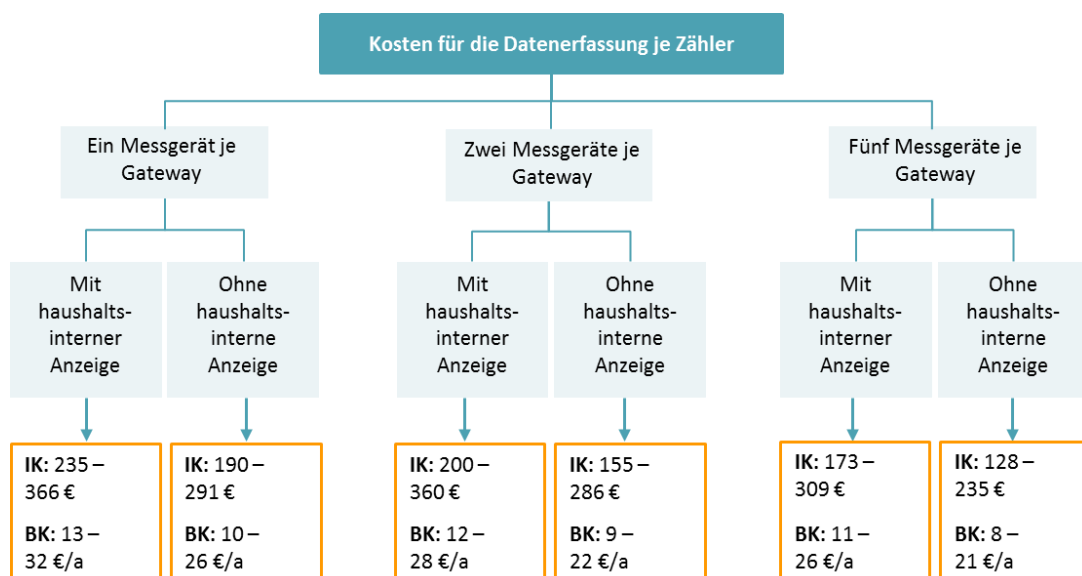


Abbildung 2-7: *Kosten für die Datenerfassung je Zähler*

³ Strompreis enthält Arbeitspreis und monatlich anfallenden Grundpreis

Gehen die Anforderungen des Speichereigentümers über eine bloße Visualisierung hinaus, ergibt sich aus Abbildung 2-7, dass sich die Bandbreite der Investitionen für Messgerät und Gateway auf 128 bis zu 366 € beläuft. Die dazugehörigen jährlich anfallenden Betriebskosten umfassen eine Bandbreite von acht bis zu 32 €.

Kosten für die Datenübertragung

Für die Datenübertragung entstehen Investitionen und Installationskosten für das Kommunikationsmodul. Die Installationskosten beinhalten keine Fahrtkosten, da zugrunde gelegt wird, dass der Einbau zusammen mit dem Einbau von Messgerät und Gateway erfolgt. Erfahrungswerte zeigen, dass an ein Modul maximal drei Zähler angeschlossen werden, wobei dieser Wert vor allem in Ballungsräumen erreicht wird. Des Weiteren entstehen auf Kundenseite Kosten für die Anpassung bzw. Erweiterung der hausinternen Kommunikationsinfrastruktur. So verfügen z.B. über 90 % der Haushalte bereits über einen DSL Anschluss, der Anschluss bzw. die Leitung befindet sich jedoch meist nicht in der Nähe des Zählerschranks, daraus resultieren zusätzliche Kosten für eine entsprechende Verkabelung. Bei drahtlosen Übertragungstechnologien ist es hingegen teils nötig zusätzliche Außenantennen anzubringen. Darüber entstehen bei bestimmten Übertragungstechnologien Investitionen für die Erweiterung bzw. Anpassung der öffentlichen Kommunikationsinfrastruktur. So wird z.B. für eine Datenübertragung mittels PLC ein Datenkonzentrator benötigt, der im Feld die Daten von 20 bis zu 200 Zählern sammelt bevor er sie an die IT-Systeme zur Datenverarbeitung weiter leitet. Die Anzahl der Zähler je Datenkonzentrator hängt von der Dichte der im Feld verbauten Smart Meter ab. Eine Übersicht zu den Investitionen in Abhängigkeit der genutzten Übertragungstechnologie ist in **Tabelle 2-3** gegeben.

/EY-01 13/

Tabelle 2-3: *Investitionen für verschiedene Datenübertragungstechnologien, /EY-01 13/, /CAP-01 10/*

Kostenbestandteil	Ausführung	Spannweite
Investition für Kommunikationsmodule	DSL Kommunikationsmodul	14 – 28 €/Modul
	PLC Kommunikationsmodul	14 – 28 €/Modul
	Glasfaser Kommunikationsmodul	40 – 60 €/Modul
	GPRS Kommunikationsmodul	20 – 50 €/Modul
	Sonstige drahtlose Kommunikationsmodule (z.B. Nahfunk)	70 – 90 €/Modul
Anpassung/Erweiterung hausinterner Kommunikationsinfrastruktur	DSL	5 €/Modul
	PLC	5 €/Modul
	Glasfaser/Koaxial	50 €/Modul
	GPRS	26 €/Modul
	Sonstige drahtlose Verbindung (z.B. Nahfunk)	-
Installation des Kommunikationsmoduls	DSL Kommunikationsmodul	5 – 20 €/Modul
	PLC Kommunikationsmodul	3 – 15 €/Modul
	Glasfaser Kommunikationsmodul	5 – 20 €/Modul
	GPRS Kommunikationsmodul	3- 10 €/Modul
	Sonstige drahtlose Kommunikationsmodule (z.B. Nahfunk)	15 – 30 €/Modul
Anpassung/Erweiterung der öffentlichen Kommunikationsinfrastruktur	DSL	-
	PLC	-
	PLC Datenkonzentrator	900 €/Konzentrator
	Glasfaser/Koaxial	2 €/Zähler und Jahr
	GPRS	-

Analog zu Messgerät und Gateway fallen im Rahmen der Datenübertragung Kosten für den Stromverbrauch und die Instandhaltung des Systems an. Zusätzlich entstehen Kosten für die Kommunikation bzw. die Datenübertragung. Diese Kosten umfassen die Nutzung des Kommunikationsinfrastruktur, sowie die Ablesung, Abrechnung und Administration der einzelnen Kommunikationsmodule. Die Betriebskostenparameter für die Datenübertragung nach Technologie sind in **Tabelle 2-4** aufgeführt. Aufgrund fehlender Referenzwerte wird hinsichtlich des Stromverbrauchs keine Unterscheidung zwischen den Kommunikationsmodulen angesetzt, einzig der Stromverbrauch des Datenkonzentrators für die PLC Datenübertragung wird technologiespezifisch ausgewiesen.

Tabelle 2-4: Betriebskostenparameter für die Datenübertragung, /DECC-02 09/, /EY-01 13/, /CAP-01 10/, /IZT-01 11/

Kostenbestandteil	Ausführung	Spannweite
Datentransfer	DSL	144 €/Modul und Jahr
	PLC	10 €/Modul und Jahr
	Glasfaser/Koaxial	144 €/Modul und Jahr
	GPRS	25 €/Modul und Jahr
	Sonstige drahtlose Technologien	20 €/Modul und Jahr
Wartung und Instandhaltung	Kommunikationsmodul	1 €/Modul und Jahr
Stromverbrauch	Kommunikationsmodul	8,76 kWh/Modul und Jahr
	Datenkonzentrator	35-44 kWh/Jahr

Für die Abschätzung der Kosten, die je Zähler für die Datenübertragung entstehen muss zunächst differenziert werden, wie viele Messgeräte bzw. Zähler an ein Kommunikationsmodul angeschlossen werden. Im Rahmen der Kostenabschätzung wurde mit einem Minimalwert von einem Zähler je Modul und einem Maximalwert von drei Zählern pro Modul gerechnet. Darauf aufbauend ergeben sich unterschiedliche Kosten in Abhängigkeit der genutzten Übertragungstechnologie, die entsprechenden Ausprägungen und die daraus resultierenden Kosten sind in **Abbildung 2-8** dargestellt.

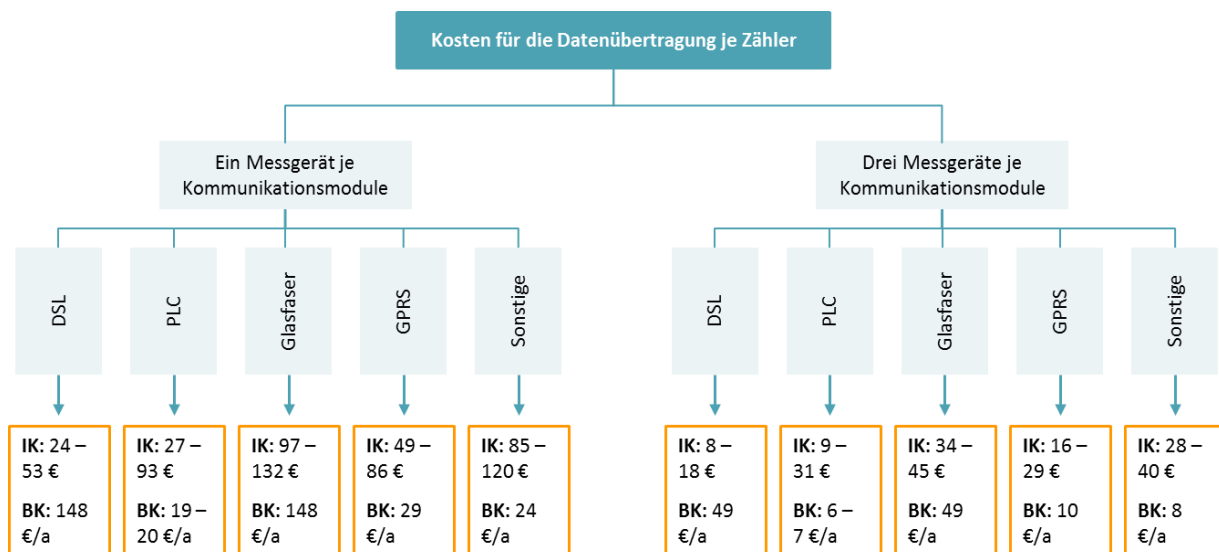


Abbildung 2-8: Kosten für die Datenübertragung je Zähler

Zur Berechnung der Stromkosten für das Kommunikationsmodul wurden die durchschnittlichen spezifischen Stromkosten für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2013 in Höhe von 29,19 ct/kWh angesetzt. Für die Berechnung der Stromkosten die für den Betrieb des Datenkonzentrators anfallen, wurden analog die durchschnittlichen Kosten für Industriekunden in Höhe von 15,1 ct/kWh⁴ angesetzt. Die Unterscheidung erfolgt basierend auf der Annahme, dass der Betrieb des Datenkonzentrators dem Marktakteur und nicht dem Endkunden obliegt.

⁴ Inklusive Stromsteuer

Es zeigt sich, dass die Investitionen für die Datenübertragung je Zähler zwischen acht und 132 € liegen können. Die Spannweite der Betriebskosten beläuft sich auf sechs bis 148 € pro Jahr, wobei die hohen Betriebskosten vor allem auf die Kosten für den Datentransfer mittels DSL oder Glasfaser zurückzuführen sind. Aus Kostensicht ist die Datenübertragung mittels PLC die attraktivste Lösung. Dies ist u. a. darauf zurückzuführen, dass für die PLC-Übertragung keine Kosten für Kommunikationsdienstleistungen anfallen, da das Stromnetz für die Datenübertragung genutzt wird. Die Problematik der Technologie liegt darin, dass es bis jetzt keine leistungsfähigen Standards für den nötigen Frequenzbereich gibt. Darum können weder Interoperabilität noch Koexistenz verschiedener Kommunikationssysteme gewährleistet werden. Aus diesem Grund ist davon auszugehen, dass trotz ökonomischen Vorteils der PLC, andere Technologien zum Einsatz kommen werden. Überdies kam es in Pilotprojekten zu Problemen mit der PLC-Übertragung hinsichtlich der Leistungsfähigkeit und der Datenübertragung in Echtzeit. /EY-01 13/, /TM-01 10/

Kosten für die Datenverarbeitung

Kosten für die Datenverarbeitung repräsentieren die Kosten, die für die Aufrüstung bzw. die Anpassung der IT-Systeme beim Marktakteur entstehen. Diese Kosten werden teils auch als Backendkosten bezeichnet. Verlässliche Referenzwerte zu tatsächlich entstehen Kosten sind bis dato nur sehr eingeschränkt verfügbar. Im Rahmen der Kostenanalyse werden die Kostenbestandteile je Bezugsgröße angegeben, die eine spätere Umrechnung auf die Kosten je Zähler erlaubt. Es gilt anzumerken, dass die entstehenden Kosten je nach EVU unterschiedlich ausfallen können. Die in der Literatur verfügbaren Daten hierzu sind begrenzt, darum wird auf einen einheitlichen Wert je Server als Bezugsgröße zurückgegriffen. /CAP-01 10/

Die Erweiterung bzw. die Anpassung bestehender IT-Systeme an die Anforderungen intelligenter Smart Meter Systeme, erfordert sowohl Investitionen in die Hardware als auch in die Software. Der Einbau der Hardware ist mit Installationskosten verbunden. Zudem fallen weitere IT-Kosten z. B. für die Integration in bereits vorhandene Software Systeme oder die Konfiguration der Datensicherheitssysteme an. Den letzten Kostenbestandteil des Investments stellen die Projektkosten dar. Hierunter fallen die Kosten, die mit der Planung und Projektierung für die spätere Umsetzung verbunden sind. Dazu zählen z. B. Kosten für die Entwicklung und den Aufbau von Internetportalen, die dem Endkunden später Zugriff auf seine Daten erlauben, die Schulung der Mitarbeiter als auch die Kosten für Projektmanagement und Administration der Umsetzung. /AMIL-01 12/, /CAP-01 10/

Tabelle 2-5: *Investitionen für die Anpassung/Erweiterung der Datenverarbeitung, /AMIL-01 12/, /CAP-01 10/, /EY-01 13/*

Kostenbestandteil	Kosten	Nötige Bezugsgröße
Anpassung/Erweiterung vorhandener Hardware	30.000 €/Server	Ein Server je 30.000 Zähler
Anpassung/Erweiterung vorhandener Software	20.000 €/Server	Ein Server je 30.000 Zähler
Sonstige IT-Kosten	8.150 €/Server	Ein Server je 30.000 Zähler
Projektkosten	2-5% der Investition	Gesamtvolumen der Investition

Für den Betrieb der Server und der dazugehörigen Klimatisierungssysteme zur Datenverarbeitung fallen Stromkosten an. Außerdem müssen im Rahmen der Betriebskosten Kosten für den Personalaufwand und die Wartung und Instandhaltung des IT-Systems zur Datenverarbeitung angesetzt werden. Wartungs- und Instandhaltungskosten fallen sowohl pauschal je IT-System als auch variabel für die nachgelagerten IT-Systeme an. Weitere Betriebskosten, die im Rahmen der Datenübertragung entstehen, umfassen sowohl die Kosten für die Ablesung als auch die Kosten für den Kundenservice. Ein Vorteil von Smart Metern im Vergleich zu konventionellen Zählern wird darin gesehen, dass sie dazu beitragen die Kosten bzw. den Aufwand für den Kundenservice zu reduzieren. Allerdings ist insbesondere in der ersten Zeit nach der Einführung von Smart Metern mit einem Erstanstieg der Kosten für den Kundenservice zu rechnen. /EY-01 13/, /CAP-01 10/

Tabelle 2-6: *Betriebskosten für die Datenverarbeitung, /CAP-01 10/, /EY-01 13/*

Kostenbestandteil	Kosten	Nötige Bezugsgröße
Stromverbrauch	13.140 kWh/a und Server	Ein Server je 30.000 Zähler
Personal	14.800 €/Server und Jahr	Ein Server je 30.000 Zähler
Wartung und Instandhaltung pauschal	15 % der Investition pro Jahr	Gesamtvolumen der Investition
Wartung und Instandhaltung variabel	0,5 €/ Zähler und Jahr	-
Ablesung und Abrechnung	0,05 – 0,1 €/Zähler und Ablesung	1,1 Zählerablesungen pro Jahr
Kundenservice	2 – 5 €/Zähler und Jahr	-

Die Anzahl der an einen Server angeschlossenen Zähler ist die entscheidende Einflussgröße für die Einschätzung der Kosten, die je Zähler für die Datenverarbeitung entstehen können. Wie erwähnt, beziehen sich die Kosten auf einen Server, an den bis zu 30.000 Zähler angeschlossen werden können. Wird der Maximalwert von 30.000 Zählern erreicht, belaufen sich die Investitionen gemäß Tabelle 2-5 auf etwa zwei Euro je Zähler. Die Höhe der Projektkosten wirkt sich nur marginal auf diesen Wert aus. Die Investitionen erhöhen sich linear, so betragen sie etwa vier Euro pro Zähler wenn nur 15.000 € an einen Server angeschlossen werden. Wird ein Maximalwert von 30.000 Zählern pro Server angesetzt, betragen die jährlichen Betriebskosten je Zähler zwischen vier und sieben Euro. Werden hingegen 15.000 Zähler als Basis angesetzt erhöhen sich die spezifischen Kosten je Zähler auf etwa fünf bis acht Euro. Für die

Berechnung der Stromkosten wurde der durchschnittliche Industriekundenstrompreis für das Jahr 2013 in Höhe von 15,1 ct/kWh⁵ angesetzt.

Gesamtkosten

Basierend auf der Kostenanalyse der einzelnen Bestandteile zeigt sich, dass die Investitionen, die mit der großflächigen Installation eines Smart Meter Systems verbunden sind, zwischen 138 und 402 € je Smart Meter liegen. Für den Betrieb des Smart Meter Systems fallen weitere 18 bis 188 € pro Jahr und Zähler an. Beschränkt sich der Wunsch des Nutzers auf eine reine Visualisierung von Messdaten, wie sie z. B. durch einen EDL 21 Zähler erfüllt wird, ergeben sich Investitionen von 100 bis 200 € und jährliche Betriebskosten von zehn bis 25 €.

Die große Spannweite der Kosten ist darauf zurückzuführen, dass es sich bei Smart Meter Systemen um neuartige Systeme handelt und tatsächliche Referenzwerte für die damit verbundenen Kosten bislang nur eingeschränkt vorhanden sind. Im Rahmen einer flächendeckenden Einführung von Smart Metern in verschiedenen Ländern und der Weiterentwicklung und Standardisierung der Technologie ist zudem davon auszugehen, dass die Kosten, die mit der Installation verbunden sind, zukünftig tendenziell sinken werden.

Der Rahmen, in dem sich die Kostenangaben bewegen, stellt für Wirtschaftlichkeitsberechnungen eine Schwierigkeit dar. Darüber hinaus ergibt sich die Problematik, dass sich die ausgewiesenen Kosten auf den derzeitigen Stand der Technik beziehen. Für die im Rahmen des Projektes durchgeführte Berechnung wird darum mit den erarbeiteten Kennwerten zunächst ein technologieübergreifender Mittelwert gebildet. In einem zweiten Schritt werden dann Annahmen hinsichtlich der zukünftigen Kostenentwicklung getroffen, um darauf aufbauend eine Aussage zu den zukünftigen Kosten treffen zu können. Diese Kosten werden im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für alle dezentralen Speichertechnologien, welche den Einsatz von IKT erfordern, herangezogen.

Basierend auf einer Mittelung der oben ausgewiesenen Kosten, werden Investitionen in Höhe von 355 € je Zähler, sowie fixe Betriebskosten von 12,6 € pro Jahr und variable Betriebskosten von 54,6 € pro Jahr angesetzt. Diese Kosten repräsentieren den derzeitigen Stand der Technik und stellen einen Durchschnittswert der verschiedenen Übertragungstechnologien dar. Vergleichswerte Dritter zur Überprüfung dieses Ergebnisses sind nur sehr bedingt vorhanden. Ein aktueller Vergleichswert findet sich in /EBR-01 14/. Hier wurden die IKT-Kosten analysiert, die bei der Integration einer dezentralen Erzeugungsanlage in das System zum Zwecke des Erzeugungsmanagement entstehen. Mit Verweis auf die große Bandbreite an Kostenangaben, werden in der Studie Investitionen in Höhe von 450 Euro je Anlage und jährliche Betriebskosten in Höhe von 24 Euro angesetzt.

Für die Durchführung der Wirtschaftlichkeitsbewertung wurden in Hinblick auf die zukünftige Entwicklung der Kosten drei wesentliche Annahmen getroffen:

⁵ Inklusive Stromsteuer

- Die Datenübertragungstechnologie wird zukünftig entweder auf PLC oder DSL basieren
- Durch Synergieeffekte mit anderen Anwendungen werden die anfallenden Kosten für den Aufbau der Infrastruktur nicht ausschließlich den IKT-Kosten für dezentrale Speicher zugerechnet; vielmehr werden nur 50 % der anfallenden Kosten auf die Datenübertragung und –Verarbeitung bezogen
- In Anlehnung an die Kostenentwicklung anderer Technologien im Bereich der Energiewirtschaft z. B. PV-Wechselrichter, wird ein Kostensenkungspotenzial von 25 % bis zum Jahr 2030 angesetzt. Dieses Kostensenkungspotenzial basiert auf Faktoren wie der Standardisierung, dem Erfahrungsgewinn oder auch Skaleneffekten in der Herstellung

Aus diesen Annahmen ergeben sich Investitionen in Höhe von 220 € je Zähler, sowie Betriebskosten (fixe und variable) in Höhe von 42 € je Zähler und Jahr für das Jahr 2030. Im Falle einer linearen Interpolation der aktuellen Kosten und der Kosten im Jahr 2030 ergeben sich für die Stützjahre 2020 bzw. 2025 Investitionen in Höhe von 310 bzw. 265 €/Anschluss und Betriebskosten in Höhe von 59 bzw. 50 €/Anschluss und Jahr.

Gleichermaßen wie für die Kosten liegen auch für die Lebensdauer eines Smart Meters diverse Angaben vor. In den meisten Fällen wird von einer Lebensdauer zwischen acht und zwanzig Jahren gesprochen. Da verlässliche Erfahrungswerte zur realistischen Lebensdauer bisher nicht vorliegen, wird im Rahmen der Berechnung von einem Mittelwert von 15 Jahren ausgegangen.

3 KWK mit Wärmespeicher und Nachheizung

Bearbeiter: Jochen Conrad

Der Ausbau fluktuierender Stromerzeuger erhöht die Anforderung an die Flexibilität konventioneller Stromerzeuger. KWK-Anlagen können durch den Einsatz von Wärmespeichern oder auch (elektrischen) Nachheizern ihre Flexibilität vergrößern. Diese flexiblen Systeme finden immer mehr Einzug in den Kraftwerkspark der Erzeugungsunternehmen (siehe auch /BEI-01 12/, /SWFL-01 12/, /SALZAG-01 11/ und /STWROS-02 05/). Mit dem Wärmespeicher kann die Stromerzeugung von der Wärmebereitstellung entkoppelt werden. Durch den flexibleren Betrieb können Zeiten hoher Strompreise ausgenutzt werden und somit die Erlöse gesteigert werden. Neben den Spotmärkten können Betreiber von flexiblen KWK-Anlagen auch an den Regelleistungsmärkten teilnehmen. Dazu bieten die Anlagenbetreiber positive und/oder negative Regelleistung an.

Eine weitere Flexibilisierung kann durch den Einsatz eines Spitzenlastkessels erfolgen. Dieser kann die Wärmeerzeugung übernehmen, wenn der Wärmespeicher dazu nicht ausreicht und ein Betrieb der KWK-Anlage nicht wirtschaftlich ist.

3.1 Stand der Technik und Entwicklungspotenzial

Ein KWK-System soll einerseits den Wärmebedarf decken und andererseits möglichst hohe Stromerlöse auf den Strommärkten erzielen. Dies kann zu Zielkonflikten führen. Bei der unflexiblen Erzeugung wird die KWK-Anlage rein wärmegeführt und somit auch aus energiewirtschaftlicher Sicht zu unwirtschaftlichen Zeiten betrieben. Ein flexibler Betrieb des KWK-Systems kann sowohl für die Systemsicherheit als auch unter betriebswirtschaftlichen Aspekten sinnvoll sein /FFE-01 12/. Zu Zeiten hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien kann ein Überangebot ausgeglichen werden. Zu Zeiten niedriger Einspeisung aus erneuerbaren Energien kann die KWK einen Beitrag zur gesicherten Erzeugung leisten.

3.1.1 Technische Beschreibung des Gesamtsystems

Ein flexibles KWK-System besteht aus den folgenden Komponenten (vgl. **Abbildung 3-1**), die im Weiteren beschreiben werden:

- KWK-Anlage
- Heizwerk bzw. Spitzenlastkessel
- Rückkühlwerk (für Kondensationsbetrieb bei zu geringer thermischer Last)
- Wärmespeicher
- Power2Heat-Anlage

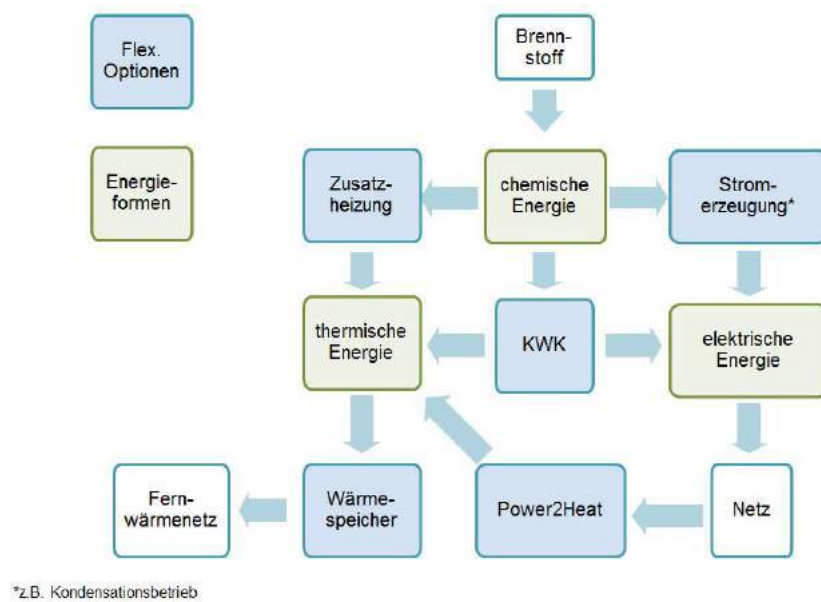


Abbildung 3-1: *Schema der Flexibilisierungsoptionen von KWK-Anlagen*

KWK-Anlage

Eine KWK-Anlage kann aus unterschiedlichen Erzeugungstechnologien bestehen. In KWK-Systemen, die ein Fernwärmenetz versorgen sind das typischerweise:

- Gasmotor
- Gasturbine mit Abhitzeessel
- Dampfturbine (Gegendruck- oder Entnahmekondensationsdampfturbine)
- Gas- und Dampfturbinenkraftwerk (GuD)

Die KWK-Anlage selbst kann eine gewisse Flexibilität besitzen. Bei Entnahmekondensationsdampfturbinen kann beispielsweise die Stromkennzahl (Verhältnis von elektrischer Leistung zu thermischer Leistung) variiert werden. Die mittlere arbeitsbezogene Stromkennzahl von Entnahmekondensationsdampfturbinen liegt nach /AGFW-02 14/ bei 0,43. Als Brennstoffe kommen im wesentlichen Erdgas, Steinkohle, Heizöl, Müll und Biomasse zum Einsatz.

Heizwerk

Ein Heizwerk oder Spitzenlastkessel dient der Wärmeerzeugung bei Bedarfsspitzen oder Revisionen der KWK-Anlage. In einem flexiblen KWK-System kann ein Heizwerk darüber hinaus dazu dienen, Zeiten niedriger Strompreise zu überbrücken, um so den unwirtschaftlichen Betrieb einer KWK-Anlage zu vermeiden.

Rückkühlwerk

Ein Rückkühlwerk wird benötigt, wenn die Wärmeerzeugung der KWK-Anlagen größer als die Wärmenachfrage ist. Es ermöglicht einen von der Wärmenachfrage unabhängigen Betrieb und erhöht die Flexibilität der KWK-Anlage. Die über das Rückkühlwerk abgeführte Wärme steht dem Wärmenetz nicht mehr zur Verfügung.

Wärmespeicher

Ein Wärmespeicher kann sowohl eine Wärmesenke als auch -quelle sein. Er wird zur zeitlichen Entkopplung von Wärmebereitstellung und -nachfrage eingesetzt.

Wärmespeicher werden überwiegend als Warmwasserspeicher ausgeführt. **Tabelle 3-1** bietet einen Überblick über die verschiedene Arten der Wärmespeicherung, deren typische Energiedichte, die verwendbaren Materialien, den Entwicklungsstand und mögliche Einsatzgebiete.

Tabelle 3-1: *Charakteristische Eigenschaften verschiedener Wärmespeicherarten*

Speicherart	Energiedichte	Materialien	Entwicklungsstand	Einsatzgebiete
	kWh/m ³	Beispiele		Beispiele
Speicherung sensibler Wärme	20-100	Wasser, Wasser-Kies, Aquiferspeicher, Feststoffspeicher	Marktreife	Warmwasserspeicher (z.B. Fernwärme)
Speicherung latenter Wärme	50-150	Salzhydrate, Paraffine	Forschung, Pilotanlagen	Kleine Anwendungsfelder (z.B. Handwärmer, Gastronomie, Baustoffe, Funktionstextilien)
Thermochemische Wärmespeicherung	100-400	Zeolith, Silicagel, Salzlösung	Forschung, Pilotanlagen	Saisonalen Speicher, Trocknung, mobile Kälte- bzw. Wärmespeicher

Power2Heat-Anlage

Power2Heat (auch Power-to-Heat) bezeichnet die Umwandlung von elektrischer in thermische Energie. Dies kann durch eine Vielzahl verschiedener Anlagen erfolgen (zum Beispiel Nachspeicherheizungen, Wärmepumpen, Heizschwerte oder Elektrodenkessel). Bei Elektrodenkesseln erzeugen mehrere Elektroden Heißwasser oder Dampf. Der Wirkungsgrad liegt bei ca. 99 %. Es treten vernachlässigbare Strahlungsverluste auf (vgl. /UOS-01 13/ und /JRC-01 12/). Die Startzeiten sind mit ca. 15 s äußerst gering /SWFL-02 12/ und liegen im Bereich der Präqualifikationsanforderungen von Primärregelleistung.

3.1.2 Entwicklungspotenzial

Im Bereich der KWK-Erzeugungstechnologien sind in den vergangenen zehn Jahren bedeutende Entwicklungen geschehen. So erreichen Gasmotoren elektrische Wirkungsgrade von ca. 45 % und Startzeiten von < 10 min /GE-01 13/. Moderne Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (GuD) kommen bei reiner Stromerzeugung auf elektrische Wirkungsgrade von ca. 60 % und auf Startzeiten von 30 min /SIE-03 11/. Weitere Wirkungsgradsteigerungen wären durch Hochtemperatur-Kraftwerke mit hochwärmefesten Stählen möglich. Es werden bis zu 70 % angestrebt. Diese Erfolge würden allerdings mit sehr hohen Kosten einhergehen, was zur Refinanzierung eine sehr hohe Ausnutzungsdauer dieser modernsten Kraftwerke erfordern würde. Da die Ausnutzungsdauer der Kraftwerke auf Grund der Vorrangseinspeisung Erneuerbarer Energien jedoch rückläufig ist, werden die Kraftwerke zunehmend hinsichtlich ihrer Flexibilität weiter entwickelt. Das bedeutet, dass sich Hersteller kürzere Startzeiten und höhere Laständerungsgeschwindigkeiten zum Ziel gesetzt haben.

Als ein wesentlicher Bestandteil des Entwicklungspotenzials von Wärmespeichern gilt die Optimierung der Temperaturschichtung. Dabei ist eine möglichst kleine Mischzone (Mischung von zwei Temperaturniveaus) von entscheidender Bedeutung für die Effizienz des Speichers.

Die Flexibilisierungskomponente Power2Heat weist weitere Entwicklungspotenziale auf. Hierbei sind die optimale Größe, das benötigte Temperaturniveau und die Erfüllung von Präqualifikationsbedingungen der Regelleistung wichtige Anforderungen an die Anlagentechnik. Da die Anzahl der bisher installierten Anlagen in Fernwärmenetzen (siehe Tabelle 3-6) noch gering ist, kann hier von einem großen Entwicklungspotenzial ausgegangen werden. Einschränkend muss erwähnt werden, dass die Technologie bereits lange erprobt ist. Das Entwicklungspotenzial zielt deshalb auf die Anpassung der Anlagentechnik an die neuen Anforderungen ab.

3.1.3 Pilotprojekte

Die Stadtwerke Flensburg haben am 30.01.2013 ein Power2Heat-System in ihrem Fernwärmenetz in Betrieb genommen. Dieses hat eine Leistung von 30 MW. Die Investition betrug 2 Mio. €, was einer spezifischen Investition von 67 €/kW entspricht /SWFL-02 12/. Kleinere elektrische Heizungen, wie etwa Heizschwerte, sind durch die Massenfertigung bereits deutlich günstiger in der Investition (Kosten Tauchsieder: ca. 10 €/kW ohne Peripherie). Dementsprechend wäre auch ein modulares System mit vielen kleinen Wärmeerzeugern denkbar, bei dem je nach gewünschter Leistung unterschiedlich viele Wärmeerzeuger zugeschaltet werden. Weitere Power2Heat-Projekte sind beispielsweise in Berlin, Hamburg und Mainz geplant /EKH-01 11/, /LBD-01 12/, /ZFK-01 12/.

3.2 Regulatorische Rahmenbedingungen

Das Integrierte Energie- und Klimaprogramm (IEKP) der Bundesregierung umfasst Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz, zur Verringerung des Einsatzes fossiler Brennstoffe und zum Klimaschutz /IEKP-01 07/. Die Erhöhung des KWK-Stromanteils ist ein wesentliches Ziel des Programms. Die Umsetzung der Ziele soll durch eine Novelle des KWK-Gesetzes forciert werden. Mit dem „Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung“ (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz oder KWKG) werden die politischen Rahmenbedingungen für den Einsatz von KWK definiert. Das erste KWK-Gesetz trat bereits im Jahr 2000 (damals unter dem Namen: „Gesetz zum Schutz der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung“) in Kraft. Es folgten zahlreiche Novellierungen. Mit der Novellierung vom 12.07.2012 wird der Bau von Wärme- und Kältenetzen (§ 7a Absatz 1) bzw. Wärme- und Kältespeichern (§ 7b Absatz 1) bezuschusst. Wärmespeicher werden mit 250 €/m³, höchstens jedoch mit 30 % der Investitionen bezuschusst. *„Der Zuschlag darf insgesamt 5 Millionen Euro pro Projekt nicht überschreiten“* /KWKG-01 12/.

Wenn nach § 4 Abs. 3 KWKG der „übliche Preis“ vereinbart wurde, setzen sich die Vergütungssätze für KWK-Anlagen (inkl. Novellierung 2012) zusammen aus:

- Quartalsdurchschnitt des Baseload-Preises der EEX
- KWK-Zuschlag (§ 7 des KWKG)
- Erhöhter Zuschlag im Anwendungsbereich des Treibhausgas-Emissionshandels-gesetzes
- Vermiedene Netzentgelte

Das KWKG soll 2015 geändert werden. Hierzu hat das BMWi einen entsprechenden Vorschlag ausgearbeitet (siehe Tabelle 3-2). Die Vergütung wird pauschal für den erzeugten Strom ausgezahlt. Sie gibt deshalb keinen weiteren Anreiz zur Flexibilisierung des KWK-Systems.

Tabelle 3-2: Vergütungssätze für Neuanlagen (oben) und Bestandsanlagen (unten) für Anlagen der öffentlichen Versorgung nach dem Vorschlag des BMWi /BMWI-01 15/

Leistungsklasse	Zuschlag für Einspeisung in das öffentliche Netz in ct/kWh		Dauer der Förderung (Vollbenutzungsstunden = vbh)	
	ALT	NEU	ALT	NEU
<50kW	5,41	8,0	10 Jahre	45.000 vbh
50 kW bis 250 kW	4,0	5	30.000 vbh	unverändert
250 kW bis 2 MW	2,4	3,4	30.000 vbh	unverändert
> 2 MW	1,8	2,8	30.000 vbh	unverändert
ETS-Anlagen	Zzgl. 0,3	unverändert	30.000 vbh	unverändert

Förderung von Bestandsanlagen in ct/kWh	2016	2017	2018	2019	Grenze vbh
Alle hocheffizienten Gas-KWK Anlagen der öffentlichen Versorgung > 10 MW	1,2	1,2	1,4 (vorbehaltlich Evaluierung)	1,4 (vorbehaltlich Evaluierung)	16.000 vbh in 4 Jahren

Das KWKG hat in der Vergangenheit zu einem kontinuierlichen Anstieg der KWK-Stromerzeugung geführt (von 13,5 % in 2003 auf 15,8 % in 2010). Die Ziele im IEKP von 25 % KWK-Stromerzeugung bis 2020 werden bei linearer Fortschreibung des Wachstums jedoch nicht erreicht. Die lineare Extrapolation führt zu einem Anteil in 2020 von 19,1 % (vgl. **Abbildung 3-2**). Das BMWi hat deshalb einen „Vorschlag für die Förderung der KWK“ unterbreitet, der eine Anpassung des Ziels auf 25 % an der thermischen Erzeugung vorsieht /BMWI-01 15/.

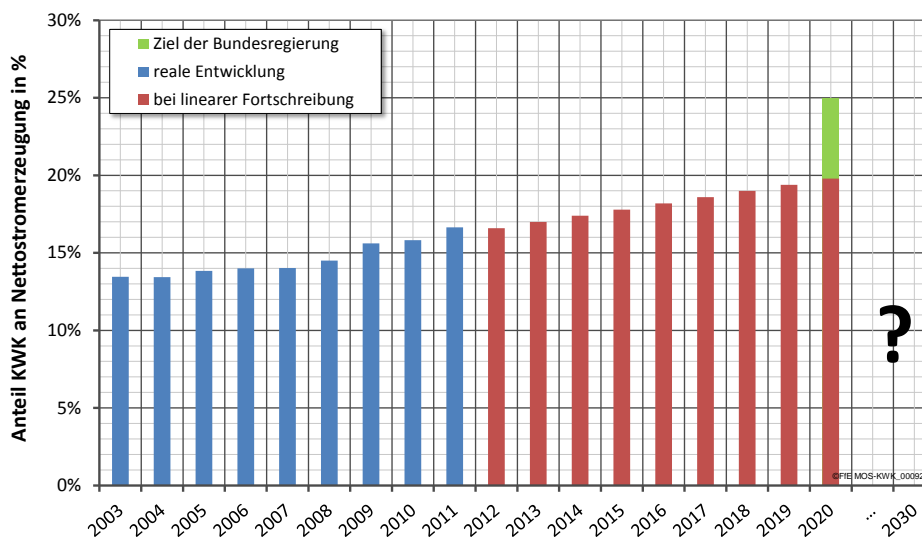


Abbildung 3-2: Historische Entwicklung der KWK und Prognose bei linearer Fortschreibung

3.3 Technoökonomische Kennwerte

Zur Ermittlung der technoökonomischen Kennwerte von KWK-Systemen mit Wärmespeicher und Nachheizung werden diese als funktionaler Energiespeicher betrachtet. Als Grundlage dienen Bestandsdaten von Anlagen zur Versorgung von Fernwärmenetzen und reale Fernwärmelastgänge.

3.3.1 Methodik zur Ermittlung der Kennwerte

Die Methodik basiert im Wesentlichen auf drei Schritten. Zunächst werden in der Bestandserhebung wichtige Anlagenparameter der Heizkraftwerke ermittelt und den Fernwärmenetzen zugeordnet. Zur Ermittlung der Kennwerte werden zunächst die vorhandenen KWK-Systeme abgebildet. Zu den KWK-Systemen zählen erzeugeuseitig neben den KWK-Anlagen auch die Wärmespeicher und Power2Heat-Anlagen. Um den Bedarf abbilden zu können, werden wesentliche Parameter der Fernwärmenetze benötigt. Aus den gewonnenen Informationen zur historischen Entwicklung und zum aktuellen Ausbaustand der einzelnen Systemkomponenten kann eine zukünftig zu erwartende Entwicklung abgeleitet werden. In einem weiteren Schritt wird anhand von Bestandsdaten aufgezeigt, wie Wärmespeicher und Power2Heat-Anlagen aktuell dimensioniert werden. Bedarfsseitig werden synthetische Fernwärmelastgänge auf Grundlage von gemessenen Lastgängen erstellt. Diese stellen den Bedarfsgang dar.

Schritt 1: Bestandserhebung

In der Bestandserhebung wird der Ausbaustand der KWK-Anlagen, Fernwärmenetze, Wärmespeicher und Power2Heat-Anlagen untersucht. Bezüglich der Heizkraftwerke werden die Kraftwerkslisten der Bundesnetzagentur, des Umweltbundesamts und des Energieeffizienzverbands für Wärme, Kälte und KWK e. V. (AGFW) mit einander verknüpft und ausgewertet. Dabei werden wichtige Parameter, wie die thermische und elektrische Leistung, der eingesetzte Energieträger und die Technologie ermittelt. Die Bestandserhebung der Fernwärmenetze beruht auf verschiedenen Quellen (eingehende Beschreibung der Datenquellen siehe /FFE-29 15/. Die Energiedaten des BMWi, Tabelle 25 /BMWi-02 15/ weisen den Fernwärmeverbrauch je Sektor aus. Die Einspeisung basiert auf den Hauptberichten des AGFW /AGFW-01 15/. Zusätzlich liegen die Daten zur Produktionswärme vor. Aus der Regionalstatistik /DESTATIS-07 12/ wird die Energieverwendung von Fernwärme der Betriebe des verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus entnommen. Es erfolgt keine Differenzierung nach KWK und Heizwerken. Diese erfolgt in der Fachserie 4 Reihe 6.4 /DESTATIS-11 14/. Hier wird jedoch nur die gesamte KWK-Erzeugung – also nicht nur der in Fernwärme einspeisende Anteil – ausgewiesen. Eine differenzierte Ausweisung erfolgt in den Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung /EWI-03 10/. Die Zahlen basieren auf dem Jahr 2008.

Die Heizkraftwerke werden in einem weiteren Schritt – anhand der Informationen zur geographischen Lage und zum Betreiberunternehmen – den Fernwärmenetzen zugeordnet.

Für Österreich werden die Energiebilanzen von Statistik Austria verwendet /STATAT-03 14/. Diese weisen für EVU und Unternehmen mit Eigenerzeugungsanlagen die Fernwärmeerzeugung differenziert nach KWK und HW aus. Leistungen werden

nicht ausgewiesen. In Tabelle 3-3 und Tabelle 3-4 ist die modellierte (Modell) Fernwärmebereitstellung den verschiedenen statistischen Quellen gegenüber gestellt.

Tabelle 3-3: *Fernwärmebereitstellung für Deutschland, Bezugsjahr 2012: Vergleich von Statistik und Modell*

	EVU in TWh		Industrie in TWh		Summe in TWh			
KWK	/AGFW-01 15/	Modell	/DESTATIS-11 14/*	Modell	/EWI-03 10/	Modell		
	64,5	68,7	95,6	57,1	129,8	125,8		
HW	/AGFW-01 15/	Modell	/DESTATIS-11 14/*	Modell		Modell		
	12,4	15,7	3,2	4,3		20,0		
Summe	/BMWI-02 15/	/EWI-03 10/	Modell	/BMWI-02 15/	/DESTATIS-07 12/	Modell	/BMWI-02 15/	Modell
	75,0	82,2	84,4	47,1	61,9	61,4	122,1	145,8

* KWK ohne explizite Ausweisung der Einspeisung in Fernwärmenetze

Tabelle 3-4: *Fernwärmebereitstellung für Österreich, Bezugsjahr 2012: Vergleich von Statistik und Modell*

	EVU		Industrie	
KWK	/STATAT-03 14/	Modell	/STATAT-03 14/	Modell
	11,8 TWh	11,6 TWh	2,6 TWh	2,8 TWh
HW	/STATAT-03 14/	Modell	/STATAT-03 14/	Modell
	8,7 TWh	8,4 TWh	0,2 TWh	0,1 TWh

Schritt 2: Dimensionierung von Wärmespeichern und Power2Heat-Anlagen

In diesem Abschnitt wird anhand von Bestandsdaten aufgezeigt, wie Wärmespeicher und Power2Heat-Anlagen aktuell dimensioniert werden. Dazu werden die veröffentlichten Informationen über gebaute und geplante Wärmespeicher bzw. Power2Heat-Anlagen zusammengetragen und ausgewertet.

Die Dimensionierung der Wärmespeicher erfolgt heute nach keinem einheitlichen Muster. In vielen Fällen ist die Größe des Wärmespeichers bereits durch den Standort begrenzt oder exakt vorgegeben. Bei einer Umrüstung eines Öltanks zum Wärmespeicher beispielsweise wird das Bauwerk in wesentlichen Teilen weiterverwendet. Dadurch ist die Speichergröße bereits vorgegeben. Auch bei Neubauten existiert eine große Streuung, was das Verhältnis von Speichergröße zu Netzgröße anbelangt. In **Tabelle 3-5** sind die recherchierten, veröffentlichten Wärmespeicher in Deutschland aufgelistet.

Tabelle 3-5: *Ausbaustand der Wärmespeicher von Fernwärmeversorgungsunternehmen in Deutschland*

Nr.	Ort	Volumen in m ³	Kapazität in MWh	Leistung in MW	in Betrieb/ Geplant
1	Saarlouis	22.800	1.000	40	in Betrieb
2	Offenbach	8.000	240		in Betrieb
3	Halle	6.700	300		in Betrieb
4	Braunschweig	5.600	420		in Betrieb
5	Augsburg	8.000	320		in Betrieb
6	Rosenheim	1.000	60	12	in Betrieb
7	Schwerin	13.600	484		in Betrieb
8	Münster	8.000	560		in Betrieb
9	Bad Elster	1.620			in Betrieb
10	Chemnitz	2.970	210		in Betrieb
11	Chemnitz	6.480	530		in Betrieb
12	München		350		in Betrieb
13	München		40		in Betrieb
14	Flensburg	29.000	1.000	100	in Betrieb
15	Mannheim	43.000	1.500	250	in Betrieb
16	Jena	13.000			in Betrieb
17	Saarbrücken	5.700			in Betrieb
18	Berlin	2.000			in Betrieb
19	Mainz	3.000	200	20	Geplant
20	Nürnberg	33.000	1.500		Geplant
21	Düsseldorf		950	100	Geplant
22	Ulm		95		Geplant
23	Erfurt	7.000			Geplant
24	Bad Salzungen	2.350	150		Geplant
25	Berlin	60.000	2.500	192	Geplant
26	Hamburg	20.000	900		Geplant
27	Hamburg		3.210	300	Geplant
28	Kiel	30.000			Geplant

Es ist zu erkennen, dass die Auslegungsdaten der gebauten und geplanten Fernwärmespeicher stark streuen. Die Volumina reichen von der Grenze der Erhebung (1.000 m³) bis zu 60.000 m³. Ein wesentlicher Grund für diese Streuung sind die unterschiedlichen Größen der Fernwärmenetze. Wenn die Kapazität auf die Maximallast bezogen wird (genauere Erläuterung siehe Kapitel 3.3.5), dann streuen die Werte weniger stark (siehe Tabelle 3-9). Dennoch kann auch mit diesem Parameter keine eindeutige Tendenz zur Dimensionierung der Wärmespeicher identifiziert werden.

Bezüglich der Dimensionierung von Power2Heat-Anlagen in Fernwärmenetzen zeichnet sich durch die bereits installierten Anlagen eine deutliche Tendenz ab. Hinsichtlich einer möglichen Regelleistungsvermarktung erscheint es sinnvoll die Power2Heat-Anlage auf die Minimallast des Fernwärmenetzes auszulegen. So wird sichergestellt, dass die Power2Heat-Anlage zu jeder Zeit in das Fernwärmenetz einspeisen kann. Die Minimallast eines Fernwärmenetzes liegt typischerweise bei ca. 10 % der Maximallast. Im Falle der Stadtwerke Flensburg beträgt die Maximallast ca. 320 MW bei einer Leistung der Power2Heat-Anlage von 30 MW. Analog dazu liegt das Verhältnis von Power2Heat-Leistung zu Maximalleistung bei den Stadtwerken Lemgo mit 5 MW zu 45,9 MW in der gleichen Größenordnung. Ähnliche Verhältnisse lassen sich auch in Schwerin, Tübingen, Nürnberg und Ludwigshafen zeigen (siehe

Tabelle 3-6). Durch Wärmespeicher kann dieses Verhältnis weiter gesteigert werden. Die Berechnung des technischen Potenzials erfolgt in Kapitel 3.3.5.

Tabelle 3-6: *Ausbaustand der netzgebundenen Power2Heat-Anlagen*

Nr.	Ort	Unternehmen	Leistung in MW	Fernwärme	In Betrieb / Geplant	Anteil (Leistung/Minimallast)
1	Altbach Deizisau	EnBW	100	Ja	In Betrieb	-
2	Flensburg	Stadtwerke Flensburg	30	Ja	In Betrieb	9 %
3	Saarbrücken	VVS Saarbrücken	20	Ja	In Betrieb	-
4	Mainz-Wiesbaden	Stadtwerke Mainz	20	Ja	In Betrieb	6 %
5	Schwerin	Stadtwerke Schwerin	15	Ja	In Betrieb	11 %
6	München	Stadtwerke München	10	Ja	In Betrieb	-
7	Lemgo	Stadtwerke Lemgo	5	Ja	In Betrieb	11 %
8	Tübingen	Stadtwerke Tübingen	5	Ja	In Betrieb	10 %
9	Puchheim	EON	3,6	Ja	In Betrieb	-
10	Ebersberg	EON	1,2	Ja	In Betrieb	-
11	Unterhaching	EON	1,2	Ja	In Betrieb	6 %
12	Nürnberg	N-ERGIE	50	Ja	Geplant	10 %
13	Kiel	Stadtwerke Kiel	30	Ja	Geplant	10 %
14	Berlin	Vattenfall	10	Ja	Geplant	-
15	Ludwigshafen	Technische Werke	9,8	Ja	Geplant	10 %
16	Grafing	Glood	1	Ja	Geplant	17 %
17	Augsburg	SW Augsburg	5	Ja	Geplant	-

Schritt 3: Synthese von Lastgängen für Fernwärmenetze

Der Wärmebedarf wird mit Hilfe synthetischer Fernwärmelastgänge abgebildet. Die Vorgehensweise zur Ermittlung der synthetischen Fernwärmelastgänge aus gemessenen Lastgängen erfolgt aufbauend auf /FFE-01 12/ und wird im Folgenden erläutert.

Durch die Analyse von drei realen Fernwärmelastgängen wird eine Funktion zur Synthese von beliebigen Fernwärmelastgängen an beliebigen Standorten erstellt. Für die Fernwärmenetze der Städte Rosenheim, München und Karlsruhe liegen gemessene Lastgänge vor. Die Analyse dieser Lastgänge zeigt starke Abhängigkeiten der Wärmelast von Außentemperatur, Typtag (Werktag oder Wochenende/Feiertag) und Uhrzeit. Der Verlauf der Leistung über der Außentemperatur wird für jede Kombination aus Typtag und Uhrzeit über eine asymmetrische Sigmoidfunktion, siehe **Formel (3-1)**, angenähert.

$$P(\bar{T}) = A + \frac{B}{\left(1 + e^{\left(\frac{\bar{T}-D}{C}\right)}\right)^E} \quad (3-1)$$

\bar{T} Gemessene Temperatur (gewichteter 3-Tagesmittelwert)
A,B,C,D,E Parameter der Sigmoidfunktion (diese beeinflussen das Minimum, Maximum, die Asymmetrie und die Krümmung der Funktion)

Die mittlere Temperatur berechnet sich gemäß Gauß'scher Summenformel, siehe **Formel (3-2)**. Zum Beispiel wird für den gewählten Zeitraum von 72 Stunden die aktuelle Stunde mit 2,8 % gewichtet.

$$\bar{T}(t) = \frac{2}{n(n+1)} \sum_{i=0}^n i \cdot T(t-n+i) \quad (3-2)$$

t	Zeitpunkt t, zum Beispiel 5 für die 5. Stunde des Jahres
i	Laufvariable
n	Länge des Zeitraums für die Mittelung, zum Beispiel 72 für 72 Stunden
T(i)	Außentemperatur zum Zeitpunkt i

Für jede der 48 Kombinationen aus Stunde und Typtag werden die Parameter A bis E bestimmt. In **Abbildung 3-3** ist das Ergebnis der Optimierung für einen Werktag um 1:00 Uhr zu sehen.

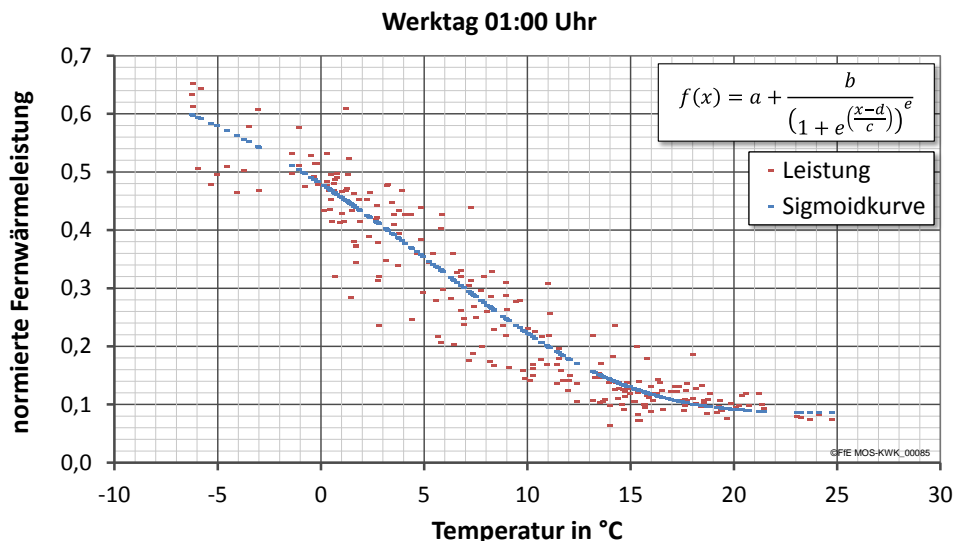


Abbildung 3-3: Gemessene und simulierte Fernwärmeleistung an einem Werktag um 1:00 Uhr

Der Vergleich der synthetischen und realen Lastgänge ergibt die in **Tabelle 3-7** dargestellten Abweichungen:

Tabelle 3-7: Ergebnisse des Vergleichs von realem und synthetischem Jahreslastgang

Wert	Real	Synthetisch	Abweichung
	Normiert	Normiert	
Jahresenergie	3,035	3,035	0,003 %
P _{max}	1	0,93	7 %
P _{min}	0,04	0,08	4 %

Die Extremwerte werden im synthetischen Lastgang nicht erreicht. Das Maximum liegt mit 93 %, 7 % unter dem Wert des gemessenen Lastgangs. Das Minimum liegt bei 8 % und damit 4 %-Punkte über dem Minimum des gemessenen Lastgangs. Die

Jahresenergiemenge wird durch den synthetischen Lastgang sehr gut abgebildet. In **Abbildung 3-4** ist eine beispielhafte Winterwoche dargestellt. Dabei sind die normierten Leistungen auf der Primärachse und die mittlere Temperatur auf der Sekundärachse aufgetragen.

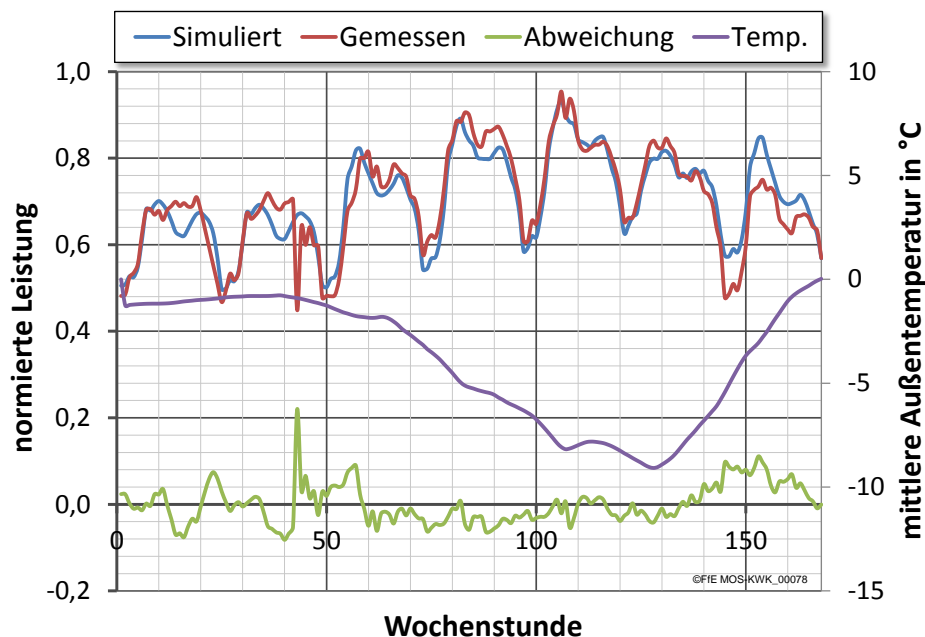


Abbildung 3-4: *Beispielwoche zum Vergleich der Fernwärmelastgänge*

Zur Berechnung von synthetischen Fernwärmelastgängen werden noch Temperaturzeitreihen benötigt. Ein typisches Jahr kann mit den Daten des Testreferenzjahres (TRY) des Deutschen Wetterdienstes dargestellt werden. Diese sind im Regionenmodell für alle Gemeinden hinterlegt und berücksichtigen auch die Höhenlagen und den Stadteinfluss („Städtische Wärmeinsel“)⁶ nach /BBR-01 13/.

Bei der Synthese von Industrielastgängen ist eine höhere Grundlast zu erwarten. Nach /ISI-03 13/ liegt der Anteil der Prozesswärme am Fernwärmeverbrauch in der Industrie bei ca. 80 %. Diese wird vereinfacht als Grundlast angenommen. Die restlichen 20 % werden wie oben beschrieben abgebildet.

3.3.2 Technische Kennwerte

Aufbauend auf dem in Kapitel 3.1.1 beschriebenen Gesamtsystem werden in diesem Abschnitt die wesentlichen technischen Kennwerte der einzelnen Anlagen zusammenfasst (siehe **Tabelle 3-8**).

⁶ Das kann z. B. bei windschwachen und wolkenarmen Wettersituationen der Fall sein.

Tabelle 3-8: Technische Kennwerte der KWK-Anlagen /AGFW-01 13/

Technische Kennwerte	Gasturbine (inkl. Abhitzeessel)	Gas- und Dampfturbinen Kraftwerk	Gegendruck- Dampfturbine	Entnahme- Kondensations- Dampfturbine	BHKW / Motor
Mittlere el. Engpassleistung in MW	27	158	31	55	0,72
Mittlere Stromkennzahl	0,49	0,89	0,32	0,42	0,70
Mittlere Wärmeengpassleistung in MW	46	115	107	116	1,0
El. Wirkungsgrad in %	0,15-0,4	0,35-0,6	0,2-0,33	0,32-0,36	0,25-0,5
Gesamtwirkungsgrad in %	0,7-0,85	0,8-0,89	0,82-0,9	0,55-0,65	0,8-0,95

Neben KWK-Anlagen können die KWK-Systeme auch aus Wärmespeichern und Power2Heat-Anlagen bestehen. Fernwärmespeicher können dabei sehr unterschiedliche Dimensionen annehmen. Während kleinere Fernwärmespeicher mehrere 100 m³ groß sind, kommen die größten installierten Wärmespeicher aktuell auf ca. 50.000 m³ /EVN-01 12/. Der thermische Wirkungsgrad der Wärmespeicher liegt bei ca. 99 % (siehe Kapitel 3.3.5). Darüber hinaus entsteht ein elektrischer Pumpstrombedarf in der Größenordnung von 500 kW_{el} bei einer Ladeleistung von 50 MW_{th}. Die Lebensdauer von Wärmespeichern lässt sich über die Lebensdauer der Bauteile bestimmen. Da Wärmespeicher überwiegend Beton- und Stahlbauwerke sind, wird für die Lebensdauer ein Wert von 70 Jahren angesetzt /IEMB-01 06/.

Die Leistung der fernwärmegebundenen Power2Heat-Anlagen deckt mit ca. 1 bis 50 MW ebenfalls einen großen Bereich ab. Der Wirkungsgrad dieser Anlagen liegt bei > 99 % /CBR-01 13/ und die Kaltstartzeit bei < 15 Minuten. Die Minimallast beträgt ca. 2 % und die Laständerungsgeschwindigkeit von Minimal- zu Maximallast 30 Sekunden /PAR-01 14/. Die Lebensdauer von Elektrokesseln kann mehr als 50 Jahre betragen /VAP-01 14/.

3.3.3 Räumliche Verteilung

Leitungsgebundene Kraft-Wärme-Kopplung kann nur wirtschaftlich betrieben werden, wenn eine entsprechende Wärmebedarfsdichte vorliegt. Somit kommen Fernwärmenetze überwiegend in dicht besiedelten Siedlungsstrukturen vor (siehe **Abbildung 3-5**). Das Speicherpotenzial der Technologie ist somit ebenfalls auf dicht besiedelte Gebiete beschränkt. In **Abbildung 3-6** werden die elektrischen Leistungen der KWK-Anlagen in den verschiedenen Netzregion dargestellt. Zu erkennen ist, dass die Netzregionen mit großen Städten, (z.B. 81 – Berlin, 26 – München und 72 – Dortmund, Essen, Düsseldorf) auch große elektrische KWK-Leistungen aufweisen und dementsprechend große Speicherpotenziale bieten.

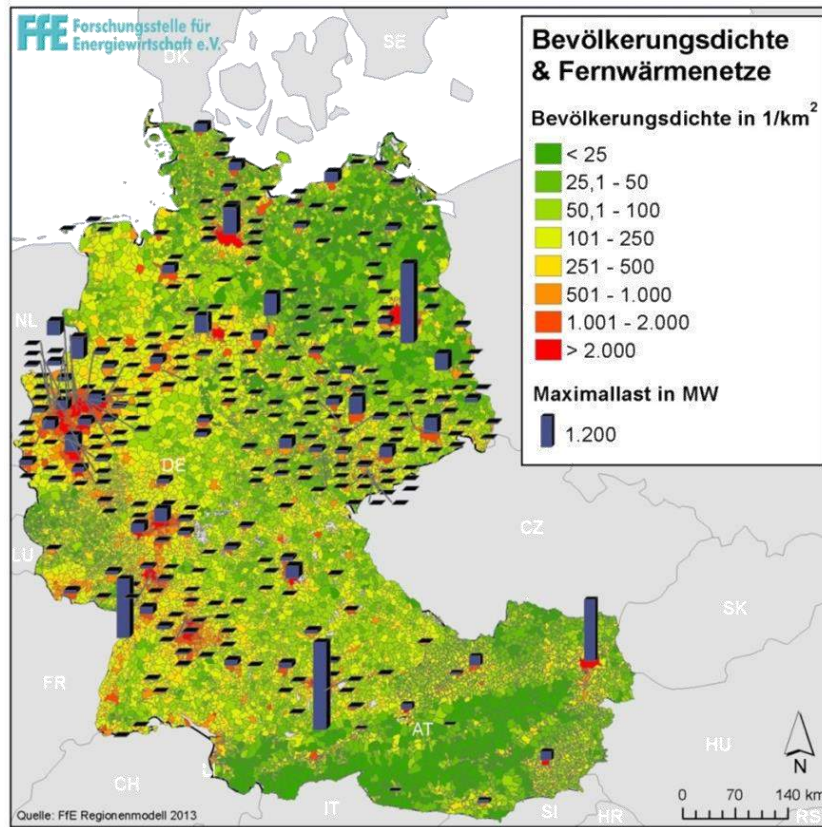


Abbildung 3-5: Bevölkerungsdichte und Fernwärmenetze

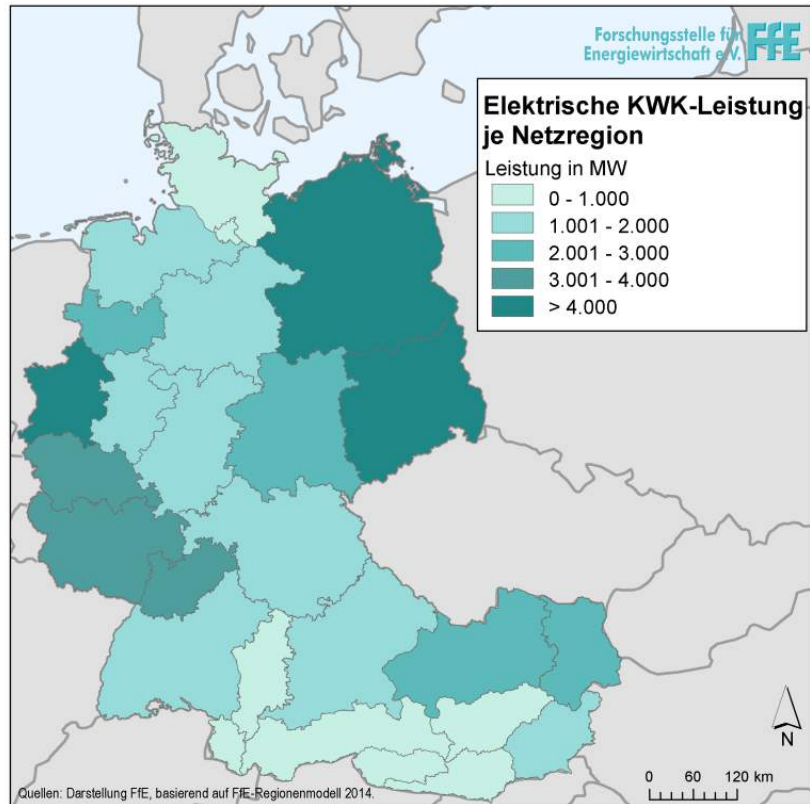


Abbildung 3-6: Elektrische KWK Leistung je Netzregion

3.3.4 Zeitliche Verfügbarkeit

Die zeitliche Verfügbarkeit wird im Wesentlichen vom Wärmebedarf geprägt. Da dieser maßgeblich von der Temperatur abhängt, unterliegt er einem jahres- und tageszeitlichen Profil. Mit der in Kapitel 3.3.1 beschriebenen Vorgehensweise wird ein beispielhafter Wärmelastgang erstellt (siehe **Abbildung 3-7**). Dieser basiert auf realen Wetterdaten des Deutschen Wetterdienstes für das Jahr 2012.

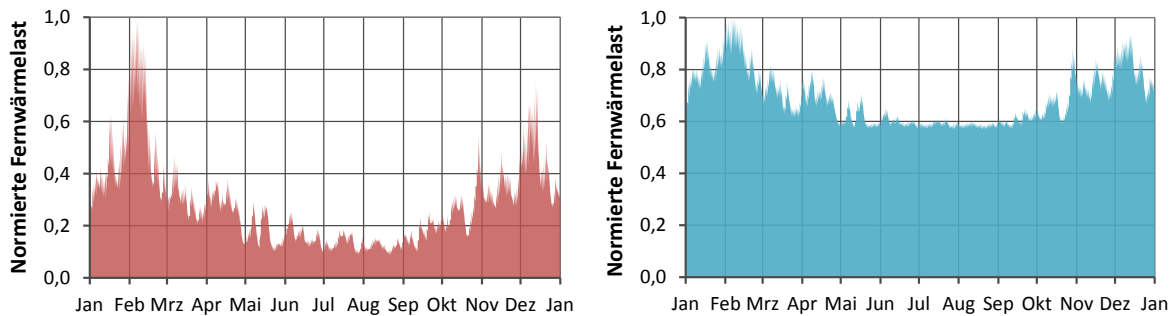


Abbildung 3-7: Normierte Fernwärmelastgänge der öffentlichen Versorgung (links) und der Industrie (rechts) für Deutschland im Jahr 2012

3.3.5 Technisches Potenzial

In diesem Teil wird auf die ersten Ergebnisse zu den Potenzialen der flexiblen Kraft-Wärme-Kopplung und der Technologie Power2Heat eingegangen.

Wärmespeicher

Das technische Installationspotenzial von Wärmespeichern je Fernwärmenetz ist stark von den örtlichen Gegebenheiten – wie Flächennutzung und Anschlussmöglichkeiten an das Fernwärmenetz – abhängig. Für die Ausweisung des Installationspotenzials wird das in /FFE-01 12/ ermittelte Potenzial als Obergrenze angenommen. Als Untergrenze des Potenzials für Wärmespeicher dient die Auslegung der Wärmespeicher anhand der durchschnittlichen spezifischen Kapazität des Bestands.

Grundlage für die Ermittlung des technischen Potenzials von Wärmespeichern bilden die KWK-Systeme. Um den Bestand an Heizkraftwerken zu quantifizieren, werden die Kraftwerklisten der Bundesnetzagentur, des Umweltbundesamts und der AGFW hinsichtlich der Heizkraftwerke mit einander verknüpft und ausgewertet. Dabei werden wichtige Parameter wie die thermische und elektrische Leistung, der eingesetzte Energieträger und die Technologie ermittelt. Insgesamt können 430 Heizkraftwerke identifiziert werden. Davon werden 347 Anlagen zur Fernwärmeerzeugung eingesetzt. Die fernwärmeerzeugenden Anlagen weisen in Summe eine elektrische Leistung von 30 GW_{el} und eine Fernwärmeleistung von 27,5 GW_{th} auf. Die maximale thermische Summenlast aller deutschen Fernwärmenetze beträgt 44 GW_{th} (öffentliche Versorgung ca. 34 GW_{th}; Industrie ca. 10 GW_{th}) beträgt. In Österreich können 38 Heizkraftwerke identifiziert werden. Die Anlagen weisen in Summe eine elektrische Leistung von 5,5 GW_{el} und eine Fernwärmeleistung von 2,7 GW_{th} auf.

In /FFE-01 12/ wurde die für die vollständige Flexibilisierung der KWK notwendige funktionale Speicherkapazität durch Wärmespeicher auf 203 GWh_{el} und die flexible KWK-Leistung auf max. 38,4 GW_{el} beziffert. Die Zahlen beziehen sich auf eine maximale

Flexibilisierung der KWK und damit auf einen Ausbau der Speicherkapazität auf 384 GWh_{th}. Diese Werte werden als obere Grenze definiert.

Um die Untergrenze des technischen Installationspotenzials zu bestimmen, wird von geplanten und gebauten Wärmespeichern die mittlere Speicherzeit berechnet. Diese kann dann auf andere Fernwärmenetze übertragen werden:

$$T_{Sp} = \frac{Q_{Sp}}{P_{Max}} \quad (3-3)$$

T_{Sp}	Speicherzeit (theoretischer Wert)
Q_{Sp}	Speicherkapazität in MWh
P_{Max}	Maximallast des Fernwärmenetzes

Die Speicherzeit ist ein theoretischer Wert, der nicht die Dauer darstellt, über die der Speicher das Fernwärmenetz versorgen kann. Aktuell entspricht die durchschnittliche Speicherzeit der geplanten und gebauten Wärmespeicher 2,2 h (siehe **Tabelle 3-9**). Allerdings streuen die Werte, wie in Abschnitt 3.3.1 beschrieben, stark. Wird die Speicherkapazität auf die Minimallast bezogen so ergibt sich ein um den Faktor 5 bis 10 höherer Wert (11 bis 22 h).

Tabelle 3-9: Speicherstunden (theoretischer Wert)

Nr.	Ort	Stunden (Speicherkapazität/Maximallast)
1	Flensburg	3.1
2	Hamburg	0.8
3	Braunschweig	1.6
4	Hannover	2.7
5	Münster	3.5
6	Offenbach	1.6
7	Mainz	0.6
8	Mannheim	0.6
9	Ulm	0.4
10	Rosenheim	1.2
11	Nürnberg	3.4
12	Augsburg	1.5
13	Saarbrücken	1.6
14	Berlin	0.8
15	Schwerin	3.6
16	Chemnitz	1.8
17	Bad Elster	10.5
18	Halle/Saale	1.2
19	Erfurt	0.8
20	Jena	3.1

Mit der Summe der Maximallasten aller Fernwärmenetze kann so das Installationspotenzial in Deutschland auf 91 GWh_{th} und in Österreich auf 7,5 GWh_{th} abgeschätzt werden. Diese Abschätzung unterliegt der Annahme, dass das Installationspotenzial räumlich begrenzt ist. Ohne diese Annahme entspricht das Potenzial für Wärmespeicher dem aus /FFE-01 12/. Über die in /FFE-01 12/ ausgewiesene mittlere Stromkennziffer von 0,53 reduziert sich die elektrische

Speicherkapazität in Deutschland auf 48 GWh_{el} und in Österreich auf 4 GWh_{el}. Bisher sind in Deutschland ca. 5,1 GWh_{el} und in Österreich ca. 3,1 GWh_{el} installiert. Es wird angenommen, dass bis 2015 alle geplanten Wärmespeicherprojekte realisiert werden. Dementsprechend erhöht sich die Speicherkapazität in Deutschland auf 11,6 GWh_{el}. Die Ladeleistung liegt dann bei 1.300 MW_{el} in Deutschland und 300 MW_{el} in Österreich.

Wärmespeicher, die nach dem KWKG bezuschusst werden, dürfen einen spezifischen Wärmeverlust von 15 W/m² nicht überschreiten. Dazu muss ein Dämmmaterialvolumen mit definierter Wärmeleitfähigkeit nachgewiesen werden. Bei einer jährlichen Zyklenzahl des Speichers von 100 ergibt sich daraus ein thermischer Wirkungsgrad von ca. 99 %. Die tatsächlichen Verluste können aufgrund von abweichenden Außentemperaturen größer sein. Auch zeigt sich, dass die realen Verluste von bereits realisierten Speichern in der Größenordnung 5 - 10 % liegen. Diese Verluste gelten für einen Betrieb als Tagesspeicher (100 - 200 Zyklen/a) und beziehen sich auf die eingespeicherte Wärmemenge (bzw. Strommenge aus Systemsicht). Bei Betrieb als Langzeitspeicher (Zyklen 1 - 2) betragen die Verluste nahezu 100 %. Darüber hinaus entsteht ein elektrischer Leistungsbedarf für Pumpen in der Größenordnung von 500 kW_{el} bei einer Ladeleistung von 50 MW_{th}.

Der Ausbau von Konkurrenztechnologien hat einen wesentlichen Einfluss auf die Entwicklung der KWK. Hierzu zählen beispielsweise die Geothermie und die Solarthermie. Einige Fernwärmenetze werden bereits durch Geothermie gespeist. In Gebieten mit hohem Geothermiepotenzial ist deshalb davon auszugehen, dass in Fernwärmenetzen Geothermie teilweise KWK verdrängt.

Power2Heat

Das Potenzial von Power2Heat in Fernwärmenetzen hängt von der Wärmenachfrage ab. Da diese starke jahreszeitliche Schwankungen aufweist, kann in einem ersten Schritt das durchgängig verfügbare Potenzial (Sommer) wie folgt ausgewiesen werden:

Annahmen:

- Die maximale Größe für Elektrodenkessel wird auf 30 MW beschränkt. Dies entspricht in etwa der maximalen Anschlussleistung des Mittelspannungsnetzes. Somit wird die Möglichkeit einer dezentralen Aufstellung gewährleistet.
- Für kleinere Anlagen wird angenommen, dass es zu keiner Poolbildung kommt. Hintergrund ist, dass die Mindestangebotsgröße der Sekundärregelleistung bei 5 MW liegt.
- Die Leistung der Elektrodenkessel entspricht ca. 10 % der maximalen Fernwärmeleistung der einzelnen Fernwärmenetze. Hintergrund ist, dass der Elektrodenkessel bei verschiedenen Fernwärmenetzbetreibern auf diesen Wert ausgelegt wurde, siehe Tabelle 3-6. Das entspricht in etwa der Minimallast eines Fernwärmenetzes. Dadurch wird sichergestellt, dass der Elektrodenkessel selbst im Sommer bei Volllast kontinuierlich betrieben werden kann. /SWFL-02 12/

Daraus ergibt sich ein unteres Potenzial von ca. 1,2 GW. Werden sowohl die Poolbildung als auch Anlagen größer 30 MW zugelassen, so erhöht sich das Potenzial auf 2,6 GW (öffentliche Versorgung) bzw. ca. 5,7 GW (Industrie) in Deutschland und 510 MW (öffentliche Versorgung) bzw. 270 MW (Industrie) in Österreich. Power2Heat-Anwendungen in der Industrie werden in Kapitel 7 eingehend untersucht. Das in

Kapitel 7 ausgewiesene Potenzial für Power2Heat schließt das in diesem Kapitel ausgewiesene Potenzial in Fernwärmenetzen mit ein.

Wird neben der Power2Heat-Anlage auch ein Wärmespeicher installiert, so kann der Anteil der Power2Heat-Leistung an der Maximallast des Fernwärmenetzes (hier: 10 %) weiter gesteigert werden. Im gleichen Maße steigt auch das Power2Heat-Potenzial. Als theoretisch maximales Potenzial kann der gesamte Wärmebedarf aller Fernwärmenetze gelten. Dieser liegt am kältesten Tag im Winter bei maximal 44 GW.

3.3.6 Betriebskosten und Investitionen

In diesem Abschnitt werden die Betriebskosten und Investitionen von KWK-Speichersystemen erläutert. In Abbildung 3-8 sind spezifische Investitionen von realisierten und geplanten Speichern (inkl. Anbindung) über der Speichergröße dargestellt. Die Werte der EVN Wärme GmbH wurden dabei durch eine Trendlinie mit der folgenden Funktion beschrieben:

$$i(V) = 8222,6 \cdot V^{-0,3694} \text{ in } \frac{\text{€}}{\text{m}^3} \quad (3-4)$$

$i(V)$ = spezifische Investition in €/m³
 V = Speichervolumen in m³

Mithilfe dieser Trendlinie können die Speicherinvestitionen beliebiger Speichergrößen abgeschätzt werden. Wird darüber hinaus die im KWKG festgesetzte Vergütung für Wärmespeicher berücksichtigt, so ergibt sich eine neue Kurve (hier gestrichelt dargestellt). Zu beachten ist, dass der seit Juli 2012 im KWKG verankerte Zuschuss für Wärmespeicher nur gewährt wird, wenn folgende Kriterien nach KWKG 2002 (zuletzt geändert durch Art. 1 G v. 12.07.2012) eingehalten werden:

- Der Neu- oder Ausbau erfolgt nach Eintreten des Gesetzes (12.07.2012) und die Inbetriebnahme erfolgt vor dem 31.12.2020.
- Bei der eingespeicherten Wärme handelt es sich überwiegend (> 60 %) um „KWK-Wärme“.
- Der jährliche Wärmeverlust beträgt weniger als 15 % der entnommenen Wärme.
- Die KWK-Anlage verfügt über IKT, um Signale des Strommarktes zu empfangen, und ist technisch in der Lage, auf diese zu reagieren.

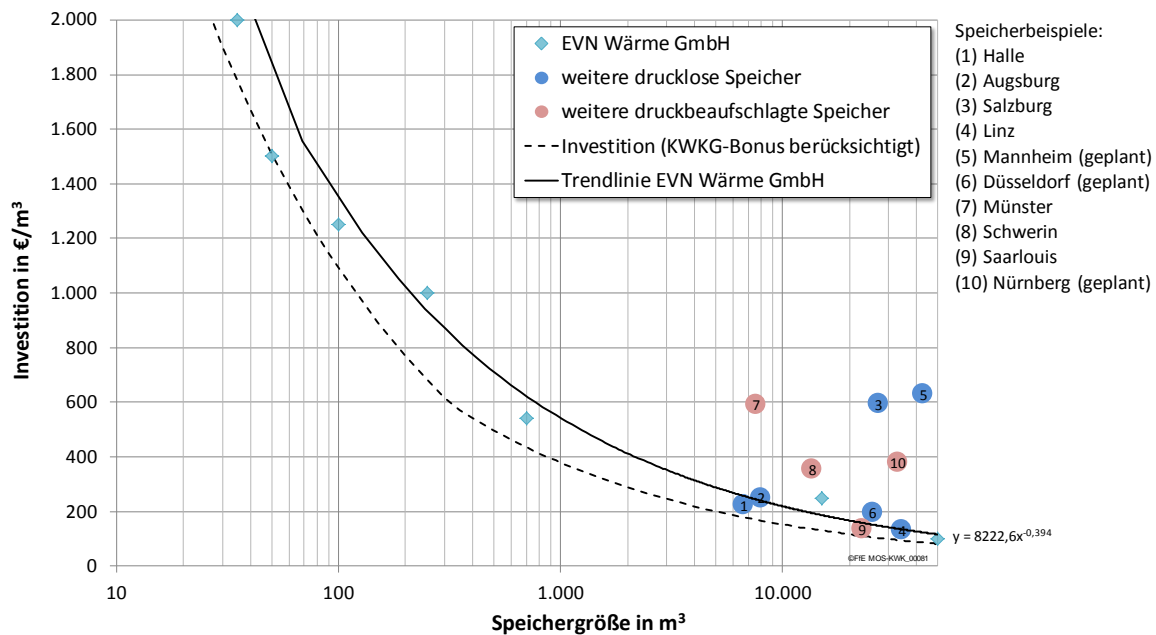


Abbildung 3-8: Spezifische Investition für Wärmespeicher in Abhängigkeit des Speichervolumens. Eigene Darstellung nach /EVN-01 12/

Es ist zu erkennen, dass große Speicher niedrigere spezifische Investitionen aufweisen als kleine Speicher. Dies ist auf Skalierungseffekte zurückzuführen. Weiterhin ist ersichtlich, dass große Speicher über einen großen Bereich an Investitionen streuen. Der Grund hierfür kann sowohl in den Unterschieden der baulichen Anforderungen (z.B. bei der Anbindung des Speichers) als auch in den Genehmigungen liegen. Einen wesentlichen Einfluss kann auch das Bauwerk selbst nehmen. Wird beispielsweise ein vorhandener ungenutzter Öltank „umgerüstet“, so können die Investitionen deutlich niedriger sein als bei einem kompletten Neubau eines Speichers.

Wird die spezifische Investition auf die elektrische Speicherkapazität bezogen, so ergibt sich ein Bereich von 6 - 34 €/kWh_{el}. Für die fixen Betriebskosten werden gemäß /IER-01 14/ Kosten von 0,1 % der Investitionen pro Jahr angesetzt.

Die Investitionen von aktuellen Power2Heat-Anlagen liegen im Bereich von 100.000 - 200.000 €/MW_{el} /MRN-01 13/, /SWL-01 13/, /SWTÜ-03 13/. Dieser große Bereich kann im Wesentlichen auf die Unterschiede der Anlagenart (z.B. Heißwasser- oder Dampferzeuger) und des Installationsaufwands zurückgeführt werden. Die Instandhaltungskosten sind vernachlässigbar /PAR-01 14/.

Für die Entwicklung bis 2030 sind keine wesentlichen Kostenreduktionen zu erwarten, da die Anlagen auf etablierter Technik basieren. Lediglich Skalierungseffekte bei der Herstellung von Power2Heat-Anlagen können zu geringfügigen Reduktionen führen.

3.3.7 Zusammenfassung

Eine Übersicht der technoökonomischen Kennwerte für die Flexibilisierung der KWK mit Wärmespeicher zeigt **Tabelle 3-10**.

Tabelle 3-10: *Technoökonomische Kennwerte für die Flexibilisierung der KWK mit Wärmespeicher*

Kategorie	Kennwert	Wert (KWK & Wärmespeicher)			
		2015	2020	2025	2030
(1) Technische Kennwerte (je Speichersystem)	Nutzungsgrad	Ca. 99 %, aufgrund des el. Eigenbedarfs der Pumpe.			
	Zeitliche Speicherverluste	0,2 %/d thermische Verluste nach Förderkriterium des KWKG (<15 W/m ²). Saisonal unterschiedlich: bei gleicher Speicherladung sind die Verluste im Winter aufgrund der niedrigeren Außentemperatur höher als im Sommer. Daten bestehender Anlagen weisen ca. 5 % thermische Verluste pro Tag aus.			
	Lebensdauer	70 a (für das Speicherbauwerk)			
	Aktivierungszeit	Die KWK-Anlagen, die den Speicher befüllen, stellen hier einen Engpass dar → individuell unterschiedlich. Die meisten FW-Netzbetreiber bieten Sekundärregelleistung an → Startzeit < 5 min → Aktivierungszeit < Startzeit.			
	Leistungsgradient	Die KWK-Anlagen stellen auch hier einen Engpass dar, da die Pumpen des Wärmespeichers schneller regeln können (z.B. GuD ca. 60%/min, bezogen auf die GuD-Leistung).			
	Be- und Entladeleistung (Deutschland)	Grober Richtwert: 1/10 der Kapazität (Kapazität = 1.000 MWh → Leistung = 100 MW), Schnitt aller Wärmespeicher = 50 MW _{th} = 27 MW _{el}			
	Be- und Entladeleistung (Österreich)	Schnitt aller Wärmespeicher = 91 MW _{th} = 48 MW _{el} (Diese Angabe ist lediglich von einem Speicher bekannt, die anderen Werte wurden berechnet.)			
	Speicherkapazität (Deutschland)	Derzeit: bis ca. 800 MWh _{el} , Mittelwert = 290 MWh _{el}	Geplante Wärmespeicher: bis ca. 1.700 MWh _{el}		
	Speicherkapazität (Österreich)	Bis ca. 1.300 MWh _{el} , Mittelwert = 464 MWh _{el}			
	Be-/Entladedauer bzw. Abrufdauer (Deutschland)	6 h			
	Be-/Entladedauer bzw. Abrufdauer (Deutschland)	10 h			
	Speicherdauer	Fernwärmespeicher werden aufgrund der thermischen Verluste als Tagesspeicher betrieben.			
(2) Potenzial (für DE/AT)	Verfügbares Potenzial (Deutschland)	11,6 GWh _{el} 1,3 GW _{el}	Theoretisches Potenzial von 203 GWh _{el} für vollst. Flexibilisierung. Installationspotenzial von ca. 48 GWh _{el} .		
	Verfügbares Potenzial (Österreich)	3,3 GWh _{el} 0,3 GW _{el}	4 GWh _{el}		
	Räumliche Verfügbarkeit	In diesem Teilprojekt werden nur Speicher in Fernwärmenetzen betrachtet. Dementsprechend verteilt sich das Potenzial entsprechend der Größe der FW-Netze (größte Netze sind: Berlin, Mannheim, München und Hamburg).			
	Zeitliche Verfügbarkeit	Maximale Verfügbarkeit: insgesamt ca. 4.000 h (der saisonale Verlauf des Bedarfsgangs wird berücksichtigt) → verschiebbar in 2.000 h/a; Annahme: zeitliche Korrelation zwischen Bedarf der Einsatzoption und zeitlicher Verfügbarkeit des Speichers von 0,5.			
(3) Kosten	Investitionen	6-34 €/kWh _{el} → Mittelwert: 20 €/kWh _{el}			
	Betriebskosten	Thermische Verluste (ca. 2 % d. Investitionen) und elektrischer Eigenbedarf für die Pumpen.			

Es lässt sich erkennen, dass für das Jahr 2030 ein Ausbaupotenzial für eine weitere Flexibilisierung von KWK-Anlagen in Fernwärmenetzen besteht. Dabei fallen nur geringe spezifische Kosten für den Speicher sowie verlustbedingte Betriebskosten an.

Aufgrund der thermischen Verluste wird diese Speichertechnologie vorrangig als Tagesspeicher eingesetzt.

Weiterhin ist die zusätzliche Installation einer Nachheizung (Power2Heat) möglich, welche sich durch geringe Umwandlungsverluste auszeichnet. Hier fallen neben den Investitionen für die Power2Heat-Anlage je nach Verfügbarkeit des Speicherbestands zudem Kosten für einen zusätzlichen Wärmespeicher an. Wird die Power2Heat-Anlage auf die Minimallast der Fernwärmenetze ausgelegt, so ist im Gegensatz zu der Flexibilisierung der KWK eine nahezu ganzjährige Verfügbarkeit gegeben.

Tabelle 3-11: *Technoökonomische Kennwerte für Power2Heat-Anlagen**

Kategorie	Kennwert	Wert (Power2Heat)			
		2015	2020	2025	2030
(1) Technische Kennwerte (je Speichersystem)	Nutzungsgrad	Der Nutzungsgrad der Umwandlung ist > 99 %			
	Zeitliche Speicherverluste	Keine Verluste bei der Speicherung der substituierten Brennstoffe.			
	Lebensdauer	Power2Heat: 50 a			
	Aktivierungszeit	< 30 s (Annahme)			
	Leistungsgradient	3,3 %/s			
	Be- und Entladeleistung	0 - 70 MW mittlere Leistung: 25 MW			
	Speicherkapazität	Wird durch die Größe der Halde für den vermiedenen Brennstoffeinsatz bestimmt.			
	Beladedauer	8.000 h/a (s. zeitliche Verfügbarkeit)			
	Speicherdauer	> 1 Monat: Durch Strombezug vermiedener Brennstoff kann auf Halden / in Gasspeichern zwischengelagert werden.			
(2) Potenzial (für DE/AT)	Verfügbares Potenzial (Deutschland)	532 MW	2,6 GW (EVU) & 5,7 GW (Industrie) (minimales zu jeder Zeit verfügbares Potenzial)		
	Verfügbares Potenzial (Österreich)	0 MW	0,51 GW (EVU) 0,27 GW (Industrie) (minimales zu jeder Zeit verfügbares Potenzial)		
	Räumliche Verfügbarkeit	Es werden nur Power2Heat-Anlagen in Fernwärmenetzen betrachtet. Dementsprechend verteilt sich das Potenzial entsprechend der Größe der FW-Netze (größte Netze sind: Berlin, Mannheim, München und Hamburg).			
	Zeitliche Verfügbarkeit	Maximale Verfügbarkeit: ca. 8.000 h (Da die Anlagen typischer Weise auf die Minimallast der FW-Netze ausgelegt werden, können sie das ganze Jahr mit voller Leistung betrieben werden. Abzug für Wartung und Instandhaltung.)			
(3) Kosten	Investitionen	100.000 - 200.000 €/MW	100.000 – 150.000 €/MW	100.000 – 125.000 €/MW	100.000 €/MW
	Betriebskosten	0,1 % der Investitionen/a (annähernd wartungsfrei)			

* Die Kennwerte des Wärmespeichers können Tabelle 3-10 entnommen werden.

3.4 Mögliche Einsatzoptionen

Aus dem Vergleich der im Ergebnisbericht beschriebenen Einsatzoptionen und den zuvor abgeleiteten technoökonomischen Kennwerten können die Einsatzoptionen der Flexibilisierung der KWK mit Wärmespeicher und Power2Heat aus System- und Akteurssicht identifiziert werden. Hier sind insbesondere die Speicherdauer und die damit verbundenen Speicherverluste von Bedeutung.

3.4.1 Systemsicht

Für die Flexibilisierung der KWK mit Wärmespeicher werden die Bereitstellung von Regelleistung und gesicherter Leistung als nicht relevant angesehen. Hintergrund ist, dass der zusätzliche Beitrag eines Wärmespeichers zur insgesamt von der KWK-Anlage bereitgestellten Regelleistung als gering bewertet wird. Weiterhin ist die Flexibilisierung der KWK für die Integration überschüssiger gesetzter Einspeisung, für die eine typische Speicherdauer von mehr als zehn Stunden angesetzt wird, aufgrund der thermischen Speicherverluste nicht geeignet.

Tabelle 3-12: Identifikation relevanter Einsatzoptionen der Flexibilisierung der KWK mit Wärmespeicher aus Systemsicht

Einsatzoption	Eignung	Relevanz	Kommentar
Lastglättung	x	x	---
Integration überschüssiger gesetzter Einspeisung	nicht geeignet	nicht relevant	Aufgrund thermischer Verluste werden Fernwärmespeicher als Tagesspeicher betrieben.
Ausgleich des erkannten Prognosefehlers	x	x	---
Redispatch	x	x	---
Vermeiden von Einspeisemanagement	x	x	---
Bereitstellung von Primärregelleistung (PRL)	x	anlagenabhängig; Einzelbetrachtung wird nicht durchgeführt	Wärmespeicher können dazu dienen die bereits vorhandenen Flexibilitäten (z.B. Netzpuffer oder Einsatz von Heizwerken) im KWK-System zu erweitern. Im Winter, wenn die KWK-Anlagen im Volllastbetrieb gefahren werden, kann durch den Wärmespeicher mehr negative (bei Technologien mit starren Stromkennzahlen) und positive Regelleistung (bei Entnahme-Kondensations-Dampfturbinen) angeboten werden. In der Übergangszeit können die Technologien mit starren Stromkennzahlen (z.B. Gegendruckdampfturbine, BHKW...) durch den Speicher beide Regelleistungsbänder bedienen.
Bereitstellung von Sekundärregelleistung (SRL)	x	anlagenabhängig; Einzelbetrachtung wird nicht durchgeführt	vgl. PRL
Bereitstellung von Minutenreserve (MRL)	x	anlagenabhängig; Einzelbetrachtung wird nicht durchgeführt	vgl. PRL
Bereitstellung gesicherter Leistung	nicht geeignet	nicht relevant	Die gesicherte Leistung einer KWK-Anlage wird durch einen Wärmespeicher nicht erhöht, da dieser keine zusätzliche Stromerzeugungskapazität bereitstellt.

Die Installation einer Power2Heat-Anlage ermöglicht eine zusätzliche Bereitstellung von negativer Sekundärregelleistung und negativer Minutenreserve (vgl. **Tabelle 3-13**). Das Anbieten von Primärregelleistung mit einer Power2Heat-Anlage setzt einen kontinuierlichen Teillastbetrieb voraus, da bei den gegenwärtigen regulatorischen Rahmenbedingungen positive und negative PRL gleichzeitig angeboten werden müssen. Das Anbieten von PRL wird somit ausgeschlossen. Eine Änderung der regulatorischen Rahmenbedingungen zu einer getrennten Ausschreibung von positiver und negativer PRL (analog zu bspw. Dänemark) ist jedoch möglich. Der gleiche Ausschlussgrund gilt für die Erhöhung der Wirkleistung bei Redispatch. Gesicherte Leistung kann durch eine Power2Heat-Anlage nicht bereitgestellt werden, da diese Anlagen nur zusätzliche Verbraucher darstellen und somit keine zusätzliche elektrische Erzeugungskapazität bereitstellen können.

Tabelle 3-13: *Identifikation relevanter Einsatzoptionen von Power2Heat mit Wärmespeicher aus Systemsicht*

Einsatzoption	Eignung	Relevanz	Kommentar
Lastglättung	x	x	---
Integration überschüssiger gesetzter Einspeisung	x	x	Power2Heat im Sinne eines virtuellen Power2Gas (Einsparen von Erdgas durch Einsatz von Strom) ist für die langfristige Speicherung einsetzbar.
Ausgleich des erkannten Prognosefehlers	x	x	---
Redispatch	x	x	Durch Erhöhung der Bezugsleistung für das Vermeiden der Reduktion von Wirkleistungseinspeisung geeignet. Eine Absenkung der Bezugsleistung erfordert einen kontinuierlichen Teillastbetrieb und wird daher ausgeschlossen.
Vermeiden von Einspeisemanagement	x	x	---
Bereitstellung von Primärregelleistung (PRL)	nicht geeignet	nicht relevant	PRL muss gleichzeitig in positiver und negativer Richtung angeboten werden. PRL erfordert einen kontinuierlichen Teillastbetrieb und wird daher ausgeschlossen.
Bereitstellung von Sekundärregelleistung (SRL)	x	x	Nur negative SRL. Positive SRL erfordert einen kontinuierlichen Betrieb. Dieser ist aufgrund der zu entrichtenden Strompreisbestandteile aktuell unattraktiv und wird daher ausgeschlossen.
Bereitstellung von Minutenreserve (MRL)	x	x	Nur negative MRL. Positive MRL erfordert einen kontinuierlichen Betrieb. Dieser ist aufgrund der zu entrichtenden Strompreisbestandteile aktuell unattraktiv und wird daher ausgeschlossen.
Bereitstellung gesicherter Leistung	nicht geeignet	nicht relevant	Aus Sicht der Stromversorgung ist Power2Heat ein zusätzlicher Verbraucher und stellt keine zusätzliche elektrische Erzeugungskapazität bereit. Der Einsatz von Power2Heat für die Glättung der Residuallast fällt unter die Einsatzoption ‚Lastglättung‘.

3.4.2 Akteurssicht

Relevante Einsatzoptionen für die Flexibilisierung der KWK mit Wärmespeicher beschränken sich auf die Teilnahme am kurzfristigen Stromhandel. Darüber hinaus erfüllt die Technologie die Voraussetzung zur Bereitstellung von Regelleistung. Das zusätzliche Potenzial, das durch eine Erweiterung des Wärmespeichers realisiert werden kann, ist im Vergleich zu dem Beitrag, den KWK-Anlagen bereits heute zur Bereitstellung von Regelenergie leisten, als gering einzustufen. Aus diesem Grund wird die Einsatzoption Bereitstellung von Regelleistung als nicht relevant eingestuft. Bei der Einsatzoption (Spitzen-)Lastmanagement gilt es zu erwähnen, dass eine Flexibilisierung von industriellen KWK-Anlagen in Industriebetrieben zum Lastmanagement beitragen kann, industrielle KWK-Anlagen aber nicht Gegenstand der Betrachtung dieser Speichertechnologie sind. Vielmehr beschränkt sich die Betrachtung auf große KWK-Anlagen, die von (Energie-)versorgern zur Bereitstellung von Strom und Wärme für den Endkunden betrieben werden. Industrielle KWK wird hingegen im Rahmen der Speichertechnologie Lastflexibilisierung in der Industrie mit abgedeckt.

Tabelle 3-14: Identifikation relevanter Einsatzoptionen der Flexibilisierung der KWK mit Wärmespeicher aus Akteurssicht

Einsatzoption	Betrachtung	Eignung	Relevanz	Kommentar
Einhaltung von Lieferverpflichtungen	x	nicht geeignet	nicht relevant	Anforderungen an die Vorhaltdauer können nicht erfüllt werden.
Optimierung der EEG-Vermarktung	x	nicht geeignet	nicht relevant	Einsatzoption bezieht sich auf reine Zwischenspeicherung von EEG-Strom.
Bereitstellung von Primärregelleistung (PRL)	x	x	anlagenabhängig; Einzelbetrachtung wird nicht durchgeführt	vgl. Systemsicht
Bereitstellung von Sekundärregelleistung (SRL)	x	x	anlagenabhängig; Einzelbetrachtung wird nicht durchgeführt	vgl. Systemsicht
Bereitstellung von Minutenreserve (MRL)	x	x	anlagenabhängig; Einzelbetrachtung wird nicht durchgeführt	vgl. Systemsicht
Teilnahme am Day-Ahead-Handel	x	x	x	---
Teilnahme am Intraday-Handel	x	x	x	---
Erhöhung des Eigenverbrauchs	nicht betrachtet	nicht geeignet	nicht relevant	Einsatzoption richtet sich primär an Haushaltskunden.
(Spitzen-) Lastmanagement	nicht betrachtet	---	---	Flexibilisierung der KWK ist aus technischer Sicht für das Spitzenlastmanagement geeignet; im Rahmen der vorliegenden Analyse liegt der Fokus auf KWK-Anlagen zur allgemeinen Energieversorgung; eine Betrachtung industrieller KWK erfolgt im Rahmen dieser Technologie nicht.
Notstromversorgung	nicht betrachtet	nicht geeignet	nicht relevant	---

Die Speichertechnologie Power2Heat mit Wärmespeicher kann für die folgenden Einsatzoptionen als relevant klassifiziert werden: Bereitstellung von

Sekundärregelleistung, Bereitstellung von Minutenreserve und Teilnahme am kurzfristigen Stromhandel (vgl. Tabelle 3-15). Bei der Bereitstellung von SRL und MRL beschränkt sich der Einsatz auf die Bereitstellung von negativer SRL bzw. MRL. Eine Bereitstellung von positiver Regelleistung würde voraussetzen, dass die Power2Heat Anlage kontinuierlich im Teillastbetrieb gefahren wird. Diese Voraussetzung wird im Rahmen der vorliegenden Betrachtung als nicht gegeben angenommen. Aus diesem Grund wird die Technologie auch für die Bereitstellung von PRL ausgeschlossen, da die Einsatzoption eine gleichzeitige Bereitstellung von Regelleistung in positive und negative Richtung erfordert.

Tabelle 3-15: Identifikation relevanter Einsatzoptionen von Power2Heat mit Wärmespeicher aus Akteurssicht

Einsatzoption	Betrachtung	Eignung	Relevanz	Kommentar
Einhaltung von Lieferverpflichtungen	x	nicht geeignet	nicht relevant	Einsatzoption setzt Dauerbetrieb der Power2Heat Anlage voraus.
Optimierung der EEG-Vermarktung	x	nicht geeignet	nicht relevant	Einsatzoption bezieht sich auf reine Zwischenspeicherung von EEG-Strom.
Bereitstellung von Primärregelleistung (PRL)	x	nicht geeignet	nicht relevant	PRL muss gleichzeitig in positiver und negativer Richtung angeboten werden. PRL erfordert daher einen kontinuierlichen Teillastbetrieb und wird daher ausgeschlossen.
Bereitstellung von Sekundärregelleistung (SRL)	x	x	x	Nur negative SRL. Positive SRL erfordert einen kontinuierlichen Teillastbetrieb und wird daher ausgeschlossen.
Bereitstellung von Minutenreserve (MRL)	x	x	x	Nur negative SRL. Positive SRL erfordert einen kontinuierlichen Teillastbetrieb und wird daher ausgeschlossen.
Teilnahme am Day-Ahead-Handel	x	x	x	Power2Heat Anlage deckt Wärmebedarf durch Strombezug über die Börse und ersetzt damit Wärmeerzeugung mittels KWK-Anlage.
Teilnahme am Intraday-Handel	x	x	x	Power2Heat Anlage deckt Wärmebedarf durch Strombezug über die Börse und ersetzt damit Wärmeerzeugung mittels KWK-Anlage.
Erhöhung des Eigenverbrauchs	nicht betrachtet	nicht geeignet	nicht relevant	Einsatzoption richtet sich primär an Haushaltskunden.
(Spitzen-) Lastmanagement	nicht betrachtet	nicht geeignet	nicht relevant	---
Notstromversorgung	nicht betrachtet	nicht geeignet	nicht relevant	---

3.5 Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen

Es erfolgt die Wirtschaftlichkeitbetrachtung eines Einsatzes der Flexibilisierung der KWK mit Wärmespeicher und Power2Heat für die zuvor identifizierten Einsatzoptionen aus System- und Akteurssicht. Dafür werden die technologiespezifischen Kosten den Referenzkosten der Einsatzoptionen gegenübergestellt (vgl. Beschreibung der Vorgehensweise in Kapitel 1).

3.5.1 Systemsicht

Rentabilitätsindizes

Aus den technoökonomischen Kennwerten sowie den Anforderungen der jeweiligen Einsatzoption wurden die Rentabilitätsindizes berechnet. **Tabelle 3-16** zeigt, dass die Flexibilisierung der KWK für die meisten Einsatzoptionen zu einer Kostenreduktion aus Systemsicht führt. Für eine zusätzliche Nachheizung ist hingegen insbesondere die Bereitstellung negativer Sekundärregelleistung von Bedeutung.

Tabelle 3-16: *Kostenreduktionspotenzial (Rentabilitätsindizes) der Flexibilisierung der KWK mit Wärmespeicher und Power2Heat für die Einsatzoptionen aus Systemsicht*

Einsatzoption	Rentabilitätsindex (RI)		
	KWK mit Wärmespeicher	Power2Heat*	
		Zubau Wärmespeicher	Bestand Wärmespeicher
Lastglättung und Ausgleich des erkannten Prognosefehlers	0,42	0,71	0,89
Integration überschüssiger gesetzter Einspeisung**		3,16	10,96
Redispatch: Erhöhung der Wirkleistung	-0,43		
Redispatch: Vermeiden der Reduktion der Wirkleistung	0,29	1,33	1,57
Vermeiden von Einspeisemanagement	-0,82	-0,48	-0,09
Bereitstellung von negativer Sekundärregelleistung (nSRL)		5,76	10,83
Bereitstellung von negativer Minutenreserve (nMRL)		2,01	4,27

* Eine eindeutige Zuordnung der Kosten des Wärmespeichers zu der Flexibilisierung der KWK bzw. der Power2Heat-Anlage ist nicht möglich. Für Power2Heat wird daher zwischen zwei Extremfällen unterschieden, dem Zubau eines zusätzlichen Wärmespeichers und der Nutzung eines bestehenden Wärmespeichers. Die betrachteten Fälle spannen den Bereich auf, in dem sich der tatsächliche Rentabilitätsindex bewegt.

** Derzeit noch kein Bedarf vorhanden, dem ausgewiesenen RI liegt der Bedarf im Jahr 2030 zugrunde. Diese Einsatzoption wird daher nicht in der Einordnung der Technologien in die Merit Order Matrix berücksichtigt.

Anwendungsportfolio

Die Haupteinsatzoption für die Flexibilisierung der KWK mit Wärmespeicher ist die Lastglättung mit einem RI von 0,42. Für Power2Heat hingegen ist die Bereitstellung von nSRL mit einem RI von 5,76 eindeutig die Haupteinsatzoption.

Der Einsatz einer KWK mit Wärmespeicher für die Lastglättung ist in Verbindung mit einem eingeschränkten Beitrag zum Redispatch und zum Vermeiden von EinsMan denkbar. Es erfolgt daher eine Aufwertung um 0,075 Punkte auf einen RI von 0,50. Neben dem Einsatz von Power2Heat für die nSRL-Bereitstellung ist ein bedingter

Einsatz zur Lastglättung, dem Redispatch und dem Vermeiden von EinsMan möglich. Der Bonus für das Anwendungsportfolio beträgt daher 0,1 Punkte, so dass sich nach Aufwertung ein RI von 5,86 ergibt.

3.5.2 Akteurssicht

Rentabilitätsindizes

In **Tabelle 3-17** sind die Rentabilitätsindizes aus Akteurssicht in Abhängigkeit der jeweiligen Einsatzoption aufgelistet. Für die Einsatzoptionen „Teilnahme am Day-Ahead-Handel“ und „Teilnahme am Intraday-Handel“ ergibt sich basierend auf den derzeitigen Marktpreisen der gleiche Rentabilitätsindex. Bei der Berechnung des Gewinnpotenzials für Power2Heat Anlagen erfolgte eine getrennte Betrachtung in Abhängigkeit davon, ob ein bereits vorhandener Wärmespeicher genutzt werden kann oder der Zubau eines Wärmespeichers erfolgen muss. Aus dieser Unterscheidung lässt sich bereits folgern, dass die Rentabilitätsindizes für den ersten Fall höher ausfallen als für den zweiten, da im zweiten Fall Investition für einen Wärmespeicher mit einfließen.

Tabelle 3-17: *Gewinnpotenzial (Rentabilitätsindizes) der Flexibilisierung der KWK mit Wärmespeicher aus Akteurssicht*

Einsatzoption	Rentabilitätsindex*		
	KWK mit Wärmespeicher	Power2Heat**	
		Zubau Wärmespeicher	Bestand Wärmespeicher
Teilnahme am kurzfristigen Stromhandel	0,37	-0,50	-0,49
Bereitstellung von negativer Sekundärregelleistung (nSRL)		0,74	0,88
Bereitstellung von negativer Minutenreserve (nMRL)		2,00	3,92

* Der Rentabilitätsindex für die Flexibilisierung der KWK muss abgewertet werden, da die mit der KWK-Anlage verbundenen Kosten allein dem Einsatzzweck der Strom- und Wärmebereitstellung und nicht der Flexibilisierung zugerechnet werden. Die erzielte Kostenreduktion wird hingegen in vollem Umfang der Flexibilisierung angerechnet.

** Eine eindeutige Zuordnung der Kosten des Wärmespeichers zu der Flexibilisierung der KWK bzw. der Nachheizung ist nicht möglich. Für Power2Heat wird daher zwischen zwei Extremfällen unterschieden, dem Zubau eines zusätzlichen Wärmespeichers und der Nutzung eines bestehenden Wärmespeichers. Die betrachteten Fälle spannen den Bereich auf, in dem sich der tatsächliche Rentabilitätsindex bewegt.

Anwendungsportfolio

Der Einsatz der Flexibilisierung der KWK-Anlage mittels Wärmespeicher beschränkt sich wie beschrieben auf die Teilnahme am kurzfristigen Stromhandel. Aus diesem Grund kann sich für die Speichertechnologie keine Aufwertung durch den Betrieb in einem Anwendungsportfolio ergeben.

Power2Heat Anlagen können hingegen in einem Anwendungsportfolio betrieben werden. So wurde angenommen, dass neben der Bereitstellung von negativer Sekundärregelleistung als Haupteinsatzoption auch noch eine Teilnahme am kurzfristigen Stromhandel erfolgen kann. Die Einsatzoption kann allerdings nur bedingt erfolgen, da sich die Betriebsweise der Power2Heat-Anlage primär an den Anforderungen der Bereitstellung negativer Sekundärregelleistung orientiert. Aus diesem Grund wird der RI der Speichertechnologie Power2Heat mit Wärmespeicher (Bestand und Zubau) jeweils um einen Bonus von 0,05 aufgewertet.

3.5.3 Weiterführende Betrachtung

Vermarktung von Power2Heat

Ein Power2Heat-System kann sowohl an den Spotmärkten teilnehmen und niedrige Strompreise ausnutzen, um günstig Wärme zu produzieren, als auch an den Regelleistungsmärkten. Die Stadtwerke Flensburg geben beispielsweise eine Strompreisgrenze von 10 €/MWh an, unterhalb derer sie den Strom zur Wärmeerzeugung nutzen /SWFL-02 12/. Unter den derzeitigen Rahmenbedingungen ist es jedoch sinnvoller, die Kapazität an den Regelleistungsmärkten anzubieten, da diese höhere Renditen versprechen.⁷ Hierbei ist vor allem die Sekundärregelleistung (SRL) hervorzuheben, da die erzielbaren Erlöse tendenziell höher sind als auf dem Markt für Minutenreserveleistung. Die Vermarktung als Primärregelleistung ist technisch möglich, impliziert jedoch einen Dauerbetrieb der Anlage, da positive (Erhöhung der Erzeugung oder Reduzierung des Verbrauchs) und negative (Erhöhung des Verbrauchs oder Reduzierung der Erzeugung) Regelleistung in Deutschland nicht getrennt angeboten werden können.

Unter diesen Gesichtspunkten wird eine Vermarktung der Power2Heat-Anlage am Markt für SRL präferiert. Die positive und negative SRL kann hier getrennt angeboten werden. Für den Betrieb eines Power2Heat-Systems ist insbesondere das Anbieten negativer SRL von Interesse. Auf der Internetplattform der Übertragungsnetzbetreiber /ÜNB-02 12/ findet die Ausschreibung der Regelleistung statt. Dazu muss zunächst die Präqualifikation der technischen Einheiten erfolgen. Dabei wird sichergestellt, dass die Anbieter die technischen Anforderungen zur Regelleistungsbereitstellung erfüllen. Ein wesentlicher Bestandteil der Präqualifikation zur SRL ist, dass die volle Regelleistung schnellstmöglich, jedoch mindestens innerhalb von fünf Minuten bereitgestellt wird. Im Falle eines Power2Heat-Systems stellt dies keine größere Herausforderung dar, da Startzeiten bis 15 Sekunden möglich sind /SWFL-01 12/. Die Mindestangebotsgröße liegt bei 5 MW. Für kleinere Systeme könnte deshalb ein SRL-Pool interessant sein.

Im folgenden Rechenbeispiel soll die Wirtschaftlichkeit eines solchen Power2Heat Systems (orientiert an den Anlagendaten der Stadtwerke Flensburg) am Markt für negative SRL untersucht werden:

Unter der Annahme, dass das Power2Heat-System zum mittleren Leistungspreis anbietet, bekommt es stets den Zuschlag. Da in der Realität die Leistungspreise nicht exakt prognostiziert werden können, handelt es sich hierbei um eine idealisierte Betrachtung. Die realen Erlöse werden vermutlich geringer ausfallen, da es vorkommen kann, dass der Anbieter aufgrund von Fehlprognosen keinen Zuschlag bekommt. Es folgt die dynamische Berechnung der Amortisationszeit. Dazu wird der Zeitraum ermittelt, indem der kumulierte diskontierte Einzahlungsüberschuss dem Wert der Investition entspricht:

⁷ Es kommt nur in wenigen Stunden zu sehr niedrigen Spotpreisen. Außerdem müssen Umlagen zusätzlich zum Spotpreis gezahlt werden. Im Allgemeinen sind die Anforderungen an den Regelleistungsmärkten größer, dafür ist das Erlösniveau höher.

$$\sum_{t=1}^x \frac{e_t - a_t}{(1+i)^t} = a_0 \text{ bzw. } \sum_{t=0}^x BW > 0 \quad (3-5)$$

e_t =	Einzahlungen in €
a_t =	Auszahlungen in €
i =	Kalkulationszinssatz in %
a_0 =	Anschaffungskosten in €
t =	Zeitpunkt
x =	Amortisationszeit
BW =	Barwert der Zahlungen in €

Der Barwert errechnet sich wie folgt:

$$BW = DF \cdot EÜS \quad (3-6)$$

DF =	Diskontfaktor $(1/(1+\text{Zinssatz})^t)$
$EÜS$ =	Einnahmenüberschüsse in €

Mit:

$$DF = \frac{1}{(1+i)^t} \quad (3-7)$$

i =	Zinssatz
t =	Zeitraum

$$EÜS = E_{LP} + E_{Br} - K_{SPB} - K_{AP} \quad (3-8)$$

$EÜS$ =	Einzahlungsüberschüsse in €
E_{LP} =	Erlöse aus dem Leistungspreis in €
E_{Br} =	Erlöse aus den vermiedenen Brennstoffkosten eines Heizwerks in €
K_{SPB} =	Kosten aus den Strompreisbestandteilen (Netzentgelte, EEG-Umlage usw.) in €
K_{AP} =	Kosten aus dem Arbeitspreis in €

Die Erlöse setzen sich aus zwei Teilen zusammen. Zum einen werden Brennstoffkosten vermieden, die als Erlöse betrachtet werden können (E_{Br}); zum anderen entstehen Erlöse aus dem Leistungspreis der negativen Sekundärregelleistung:

$$E_{LP} = LP_{XX} \cdot P_{P2H} \cdot t_{XX} \quad (3-9)$$

LP_{XX} =	Leistungspreis (HT und NT) in €/ (MW*h)
P_{P2H} =	Leistung der Power2Heat-Anlage in MW
t_{XX} =	Betrachtungszeitraum in h

$$E_{Br} = GP \cdot \eta_{WV} \cdot (W_{HT} + W_{NT}) \quad (3-10)$$

GP =	Gaspreis in €/MWh
η_{GK} =	Wirkungsgrad des Gaskessels in %
W_{XX} =	Abgerufene Arbeit (HT und NT) in MWh

Mit:

$$W_{XX} = AG \cdot P_A \cdot t_{XX} \quad (3-11)$$

AG = Abrufgrad in %
 P_A = Abgerufene Leistung in MW
 t_{XX} = Zeitraum der abgerufenen Leistung (HT oder NT) in h

und:

$$AG = \frac{P_{Abruf}}{P_{Zuschlag}} \quad (3-12)$$

P_{Abruf} = Abgerufene Leistung in MW
 P_{Zuschlag} = Bezuschlagte Leistung in MW

Die Kosten setzen sich ebenfalls aus zwei Teilen zusammen. Zum einen wird für den Strombezug ein Arbeitspreis entrichtet und zum anderen müssen weitere Strompreisbestandteile (u.a. beispielsweise Netznutzungsentgelte) gezahlt werden:

$$K_{AP} = AP_{HT} \cdot W_{HT} + AP_{NT} \cdot W_{NT} \quad (3-13)$$

AP_{XX} = Arbeitspreis in €/MWh

$$K_{SPB} = k_{SPB} \cdot W \quad (3-14)$$

k_{SPB} = spezifische Kosten für die Strompreisbestandteile in €/MWh
 W = Abgerufene Arbeit (HT und NT) in MWh

Für die Berechnung werden folgende Annahmen getroffen:

- Die Power2Heat-Anlage verdrängt ein gasbefeuertes Heizwerk.
- Der Zinssatz beträgt 8 %.
- Der Gaspreis beträgt 30 €/MWh (das entspricht dem durchschnittlichen Industriegaspreis der letzten Jahre /BMWI-02 13/).
- Der Wirkungsgrad des verdrängten Gaskessels beträgt 90 %.
- Strompreisbestandteile, die zusätzlich zu dem Arbeitspreis gezahlt werden, betragen 60 €/MWh (das entspricht ca. dem Durchschnitt bei Industriekunden /EPP-02 12/).
- Für die zukünftige Regelleistungsvermarktung werden die Preise und Abrufgrade aus dem Jahr 2012 verwendet /ÜNB-02 12/.

In diesem Beispiel berechnet sich die Amortisationszeit der Power2Heat-Anlage zu 1,2 Jahren. Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zeigt, dass Power2Heat eine Möglichkeit für Fernwärmeversorger darstellt, die Erlöse zu maximieren. Deshalb kann von einem flächendeckenden Ausbau der Technologie in den kommenden Jahren ausgegangen werden. Es ist davon auszugehen, dass mit zunehmendem Angebot an negativer Regelleistung die erzielbaren Erlöse sinken.

4 Lastflexibilisierung in privaten Haushalten mit Heizungsgeräten

Bearbeiter: Jochen Conrad

Private Haushalte verfügen über eine Vielzahl an unterschiedlichen Geräten. Zur Erhebung der technoökonomischen Kennwerte der Lastflexibilisierung werden die Geräte in zwei Gruppen unterteilt. Die Unterteilung ergibt sich aus dem unterschiedlichen Verlauf von Wärme- und Stromlastgang.

Alle Geräte, die für die Wärme- oder Brauchwasserbereitstellung verwendet werden, zählen zur Gruppe der Power2Heat Technologien. Alle Geräte, deren Verwendung nicht als primäres Ziel die Wärmebereitstellung ist, werden in Kapitel 3.4 „Lastflexibilisierung in privaten Haushalten mit Haushaltsgeräten und Batteriespeichern“ näher betrachtet.

In dem vorliegenden Kapitel werden die Potenziale von Power2Heat-Technologien untersucht. Power2Heat bezeichnet hierbei die Umwandlung von Strom in Wärme. Diese Technologie ist Grundlage der folgenden Heizsysteme:

- Nachtspeicherheizungen
- Elektrische Wärmepumpen
- Hybride Systeme und
- Elektrische Warmwasserbereitung

Es zeigt sich, dass sich durch Steuerung von derzeit vorhandenen Stromheizsystemen Lastverschiebungen von bis zu 9,4 GW realisieren lassen. Allerdings haben einzelne Anlagen nur eine geringe Last. Um zum Beispiel die minimale Gebotsgröße am Regelleistungsmarkt zu erreichen, müssen viele Einzelanlagen gleichzeitig gesteuert werden. Diese Zusammenschaltung von mehreren Einzelanlagen wird als Poolung bezeichnet. Die Ansteuerung der Einzelanlagen und die Poolung verursachen Investitionen in Informations- und Kommunikationstechnik (IKT). Diese werden in Abschnitt 2.2 behandelt.

4.1 Stand der Technik und Entwicklungspotenzial

In privaten Haushalten existiert eine Vielzahl an verschiedenen Heizsystemen. Der überwiegende Anteil (ca. 17 Mio. Anlagen) basiert dabei auf den Energieträgern Gas und Öl. Elektrische Heizsysteme machen mit ca. 2 Mio. Anlagen einen kleineren Anteil aus. Die wesentlichen Bestandteile eines Heizsystems sind: ein Wärmeerzeuger, optional ein Wärmespeicher, die Verteilung im Gebäude und die Heizkörper in den Räumen (s. **Abbildung 4-1**). Für die flexible Wärmebereitstellung kann eine oder mehrere Optionen der folgenden Wärmeerzeuger gewählt werden.

- Heizkessel
- KWK-Anlage
- Wärmepumpe
- Direkt elektrische Wärmebereitstellung

Zusätzlich kann über eine Solarthermieanlage ein unflexibler Wärmeerzeuger in das Heizsystem integriert werden.

Wärmespeicher können als Feststoffwärmespeicher (z. B. Nachtspeicherheizungen) oder Wasserspeicher (alle anderen betrachteten Heizsysteme) ausgeführt werden. Die Wärme wird bei Bedarf über einen Heizkörper in den gewünschten Raum abgegeben.

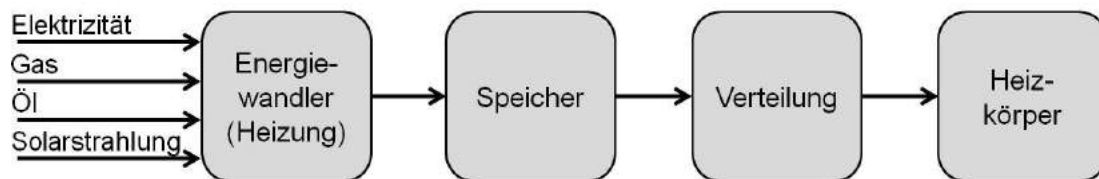


Abbildung 4-1: *Schematische Darstellung von Heizsystemen mit Wärmespeichern in privaten Haushalten*

Verschiedene Kombinationen der einzelnen Optionen zur Wärmebereitstellung und Speicherung ergeben Systeme unterschiedlicher Flexibilität. Zudem existiert eine unterschiedliche Anzahl installierter Systeme mit geringen Anschlussleistungen. Um energiewirtschaftlich relevante Speichergrößen zu erreichen, ist demnach eine Poolung notwendig. Das Entwicklungspotenzial liegt neben Optimierungen der Wärmepumpen- und KWK-Anlagen überwiegend in der Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) zur Erschließung des Flexibilisierungspotenzials. Die IKT wird in Abschnitt 2.2 näher erläutert. Im Folgenden werden die Heizsysteme beschrieben, die sich zur Lastflexibilisierung eignen.

4.1.1 Nachtspeicherheizungen

In den sechziger Jahren wurden elektrische Speicherheizungen entwickelt, um die Kraftwerke besser auslasten zu können und dadurch ihren Wirkungsgrad zu erhöhen. Elektrische Speicherheizungen wurden bisher nachts (Nachtspeicherheizungen) geladen, die gespeicherte Wärme wird über den Tag verteilt abgegeben. Es wird zwischen Fußbodenspeicherheizungen und Wärmespeichern für einzelne Zimmer unterschieden.

Die technischen Parameter des einzelnen Heizkörpers, wie Heizleistung und Speicherkapazität, werden an die Eigenschaften des jeweiligen Raumes, wie z.B. Größe oder Dämmstandard, angepasst. Die Geräte werden gewöhnlich mit Anschlussleistungen von

werden. Deshalb wird zwischen Heizungs- und Brauchwasserwärmepumpen unterschieden. Die wichtigsten Wärmequellen sind Erdwärme, Grundwasser und Außen- bzw. Abluft, weshalb weiterhin zwischen den Wärmepumpentypen Sole/Wasser-, Wasser/Wasser- und Luft/Wasserwärmepumpen unterschieden wird. Eine Ausnahme stellen die Luft/Luft-Wärmepumpen dar. Da diese keinen Wasserspeicher besitzen, eignen sie sich nicht zum Lastmanagement und werden hier nicht weiter betrachtet.

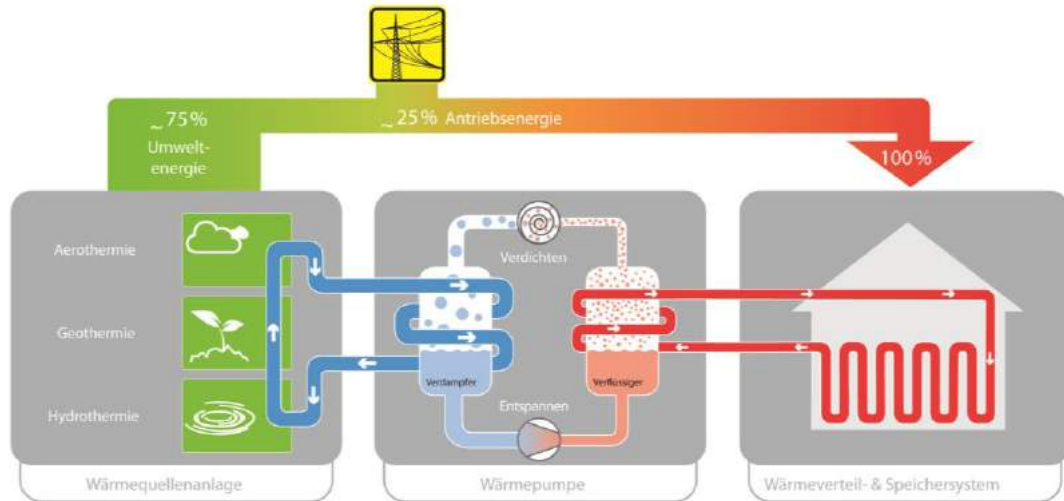


Abbildung 4-3: Funktionsprinzip einer Wärmepumpenanlage /BWP-04 13/

Das Temperaturniveau der Wärmequelle ist dabei entscheidend für die Effizienz der Anlage. Die verschiedenen Wärmequellen weisen unterschiedliche Temperaturniveaus von durchschnittlich 0 °C (Sole), 10 °C (Grundwasser) und der Umgebungstemperatur (Luft) auf. In **Abbildung 4-3** wird das Funktionsprinzip einer Wärmepumpe schematisch dargestellt. Dieses entspricht einem linksläufigen Carnot-Prozess. Der Carnot-Wirkungsgrad wird wie folgt definiert:

$$\eta_c = \frac{T_I - T_{II}}{T_I} = 1 - \frac{T_{II}}{T_I} \quad (4-1)$$

η_c	Carnot-Wirkungsgrad eines rechtsläufigen Kreisprozesses
T_I	Temperatur des hohen Temperaturniveaus in K (Speichertemperatur)
T_{II}	Temperatur des niedrigen Temperaturniveaus in K (Temperatur der Wärmequelle)

Die energetische Effizienz der Kompressionswärmepumpen wird durch die Leistungszahl (COP, engl. coefficient of performance) und die Jahresarbeitszahl (JAZ) beschrieben. Der COP-Wert ist immer kleiner als der inverse Carnot-Wirkungsgrad:

$$\text{COP} = \frac{\dot{Q}_{th}}{P_{el}} < \frac{T_I}{T_I - T_{II}} \quad (4-2)$$

\dot{Q}_{th}	Thermische Leistung
P_{el}	Elektrische Leistung

Die Effizienz hängt damit von den beiden Temperaturniveaus T_I und T_{II} ab. Bei einer großen Temperaturdifferenz (z.B. Luft/Wasser-Wärmepumpe) ergibt sich eine kleinere Leistungszahl als bei einer geringen Temperaturdifferenz (z. B. Wasser/Wasser-Wärmepumpe). Wird die Speichertemperatur (T_I) als konstant

angenommen, so hat lediglich die Temperatur der Wärmequelle einen Einfluss auf die maximale Leistungszahl. Die Leistungszahl wird am Prüfstand nach EN 14511 ermittelt. Bewertungsgrundlage ist daher die JAZ. Sie gibt die Effizienz über einen Zeitraum von einem Jahr an. Die JAZ gibt das Verhältnis der abgegebenen Nutzenergie zur aufgewendeten Antriebsarbeit wieder. Typische Temperaturspannen und die zur Förderung nachzuweisenden Jahresarbeitszahlen sind **Tabelle 4-1** zu entnehmen.

Tabelle 4-1: *Typische Temperaturspannen und Jahresarbeitszahlen der verschiedenen Wärmepumpentypen /BAFA-03 12/*

Wärmequelle	Typische Temperaturspanne	Nachzuweisende JAZ (von geförderten Wärmepumpen)
Sole	0 bis 5°C	3,8
Grundwasser	8 bis 10°C	3,8
Luft	-20°C bis +30°C	3,5

4.1.3 Hybride Heizsysteme

Hybride Wärmeerzeuger sind Anwendungstechniken, welche die Option bieten, flexibel fossil oder elektrisch erzeugte Wärmeenergie bereitzustellen /ETV-01 12/. Durch die Kombination verschiedener Anlagen entsteht zum einen eine hohe Ausfallsicherheit und zum anderen weisen solche Systeme ein großes Flexibilisierungspotenzial auf.

Wenn eine der Komponenten zur Wärmebereitstellung elektrisch betrieben wird, kann das System als funktionaler Speicher betrachtet werden. Mögliche Beispiele für hybride Heizsysteme sind:

- Ölkessel und Heizstab /FFE-75 11/
- Mikro-KWK-Anlage und Heizstab /RWE-01 13/
- Gaskessel, Solarthermieanlage und Heizstab

Das Potenzial des funktionalen Speichers hängt stark von der jeweiligen Kombination ab. So bieten Systeme mit Solarthermieanlagen zu Zeiten hoher solarer Deckung keine Einsatzmöglichkeit für den elektrischen Wärmeerzeuger. Andererseits verfügen sie aber über einen größeren Wärmespeicher im Vergleich zu Systemen ohne Solarthermieanlage. Dies erhöht zu Zeiten geringer solarer Deckung die Einsatzmöglichkeiten für den direkt elektrischen Wärmeerzeuger.

4.1.4 Elektrische Warmwasseraufbereitung

Bei einer elektrischen Warmwasseraufbereitung wird das z. B. zum Baden, Duschen, Waschen oder Spülen verwendete Wasser durch elektrische Energie erhitzt. Dabei wird ein Durchlauferhitzer oder ein Warmwasserspeicher verwendet. Bei einem Durchlauferhitzer wird mit einer hohen Leistung zwischen 9 und 27 kW das Wasser während des Durchflusses erwärmt /UNIKA-01 05/. Aufgrund der fehlenden Speichermöglichkeit eignen sich Durchlauferhitzer nicht zum Lastmanagement und werden daher nicht weiter betrachtet. Übliche Größen von Warmwasserspeichern in privaten Haushalten liegen zwischen 5 Litern und 1.000 Litern, wobei die untere Grenze für einen Einpersonenhaushalt und die obere Grenze für ein großes Mehrfamilienhaus

steht. Sie besitzen in der Regel eine Anschlussleistung von maximal 12 kW /UNIKA-01 05/.

4.1.5 Pilotprojekte

Im Bereich der Ansteuerung von Einzelanlagen und der Vermarktung eines Verbraucher-Pools finden bereits Pilotprojekte statt. Beispielsweise erprobt der Energieversorger RWE im Projekt „Windheizung“ eine Flexibilisierung der Ladezeiten von elektrischen Speicherheizungen:

„Im Rahmen des Forschungsprojekts „Windheizung“ hat die RWE Effizienz GmbH erfolgreich gemeinsam mit der tekmar GmbH und Siemens Energy ein Lademodell für Fußbodenspeicherheizungen erprobt, das überschüssigen Strom aus Wind- und Sonnenenergie nutzbar macht. In 50 Testhaushalten in Essen-Stoppenberg wurden hierfür die herkömmlichen starren Ladezeiten der Heizungen aufgehoben und durch einen flexiblen Ladeprozess ersetzt. Derzeit wird das Testfeld auf weitere 30 Nachtspeicheröfen in Meckenheim erweitert. Erste Tests zeigen auch hier einen deutlich gestiegenen Komfort. Erweist sich das System eines virtuellen Speichers als wirtschaftlich, will die RWE Effizienz GmbH das intelligente Steuerungskonzept zur Heizperiode 2014/15 anbieten“ /RWE-03 13/.

Bei RWE laufen derzeit außerdem Forschungsprojekte zur Einbindung von Heizstäben in Mikro-KWK-Anlagen. 2010 startete das Feldtestprogramm „Innovative Gasanwendungen“, dessen Schwerpunkt auf Mikro-KWK-Anlagen liegt. Im Rahmen des Programms wurden bisher etwa 30 Anlagen mit Messtechnik aufgebaut, wobei alle über einen eingebauten Elektroheizstab verfügen. Eine Vermarktung des Systems erfolgt zurzeit noch nicht /RWE-02 13/.

Die Forschung im Bereich der Wärmepumpen zielt derzeit darauf ab, die Effektivität zu erhöhen und die Einsatzmöglichkeiten zu erweitern. So wurde Ende 2012 bspw. das „SG Ready“-Siegel auch für Wärmepumpen eingeführt. Um das Zertifikat zu erhalten, müssen die Wärmepumpen über eine genau spezifizierte Regelungstechnik verfügen, mittels welcher sie in Zukunft in das intelligente Stromnetz eingebunden werden können /BWP-03 13/.

4.2 Regulatorische Rahmenbedingungen

Aus Sicht der Stromversorgung existieren für elektrische Speicherheizungen regulatorische Rahmenbedingungen. Die regulatorischen Rahmenbedingungen für KWK-Anlagen wurden in Kapitel 3.2 erläutert. Bezüglich hybrider Heizsysteme sind keine weiteren spezifischen regulatorischen Rahmenbedingungen gegeben.

Unabhängig von der betrachteten Technologie und dem vertraglich vereinbarten Stromtarif (z.B. Eintarif oder HT/NT-Tarif) fallen für alle Haushalte Steuern und Abgaben an.

Nach § 12 StromNZV sind die Netzbetreiber verpflichtet, Standardlastprofile und temperaturabhängige Lastprofile für Letztverbrauch mit einer jährlichen Entnahme von < 100.000 kWh zu verwenden. Der zuständige Verteilnetzbetreiber veröffentlicht die Lastprofile und der Lieferant rechnet auf Basis dieser Lastprofile ab. Hierdurch ist

keine flexible Anpassung der Stromlieferung an die Verhältnisse im Stromnetz und -markt möglich. Durch eine Flexibilisierung der Lastprofile könnten die Lieferanten auf den Strommarkt reagieren und zu Zeiten niedriger Preise einkaufen. Bei flexiblen Lastprofilen ist zudem das Anbieten von Regelleistung denkbar, allerdings sieht der aktuelle regulatorische Rahmen eine Teilnahme von gebündelten Kapazitäten auf Haushaltsebene weder am Regelenenergie- noch am Intradaymarkt vor /RWE-02 12/.

Die rechtlichen Rahmenbedingungen werden aktuell angepasst. So berücksichtigt das „Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung“ (EnWG) die folgenden Punkte:

- Informationsaustausch zwischen Lieferant, Letztverbraucher, Verteilnetzbetreibern und den Übertragungsnetzbetreibern (§ 12 Abs. 4 EnWG)
- Ab- und zuschaltbare Lasten in der Industrie (§ 13 EnWG)
- Steuerung von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung (§ 14a EnWG)
- Intelligente Messsysteme, u.a. für Letztverbraucher mit einem Jahresverbrauch > 6.000 kWh (§ 21 EnWG)
- Lieferanten müssen, soweit möglich, Tarife anbieten, die Anreize zur Steuerung des Energieverbrauchs setzen (§ 40 Abs. 5 EnWG)

Wärmepumpen werden als unterbrechbare Anlagen mit Sperrzeiten betrieben. Der Netzbetreiber kann also den Strombezug von Wärmepumpen unterbrechen. Dabei werden die Wärmepumpen für ein bis zwei Stunden vollständig abgeschaltet. In dieser Zeit übernimmt der Speicher die Wärmeversorgung. Anschließend wird der Speicher in den vertraglich zugesicherten Ladezeiten wieder gefüllt, wonach eine erneute Abschaltung erfolgen kann. In Abhängigkeit des gewünschten Nutzerkomforts wird die maximal mögliche Anzahl an Abschaltungen vertraglich vereinbart. Gesteuert werden die Wärmepumpen vom Verteilnetzbetreiber über Zeitschaltuhren oder Rundsteuersignale.

4.3 Technoökonomische Kennwerte

Zur Ermittlung der technoökonomischen Kennwerte von Power2Heat-fähigen Heizsystemen werden elektrische Speicherheizungen, Wärmepumpen und hybride Heizsysteme als funktionaler Energiespeicher betrachtet. Häufig dienen diese Systeme zusätzlich zur Warmwasserbereitstellung. Eine rein elektrische Warmwasserbereitstellung kann ebenfalls einen funktionalen Energiespeicher darstellen. Diese funktionalen Energiespeicher können durch einen Bedarfsgang und einen unflexiblen Lastgang beschrieben werden. Aus dem Verlauf der Lastgänge werden die technischen Kennwerte und die zeitliche Verfügbarkeit abgeleitet. Die räumliche Verteilung bildet die verschiedenen klimatischen Einflüsse ab und prägt damit die Lastgänge wesentlich. Die Kosten für die notwendige IKT-Infrastruktur zur Nutzung des Flexibilisierungspotenzials dezentraler Verbraucher und Erzeuger wurden in Abschnitt 2.2 beschrieben.

4.3.1 Methodik zur Ermittlung der Kennwerte

Die technischen Kennwerte können für einzelne Anlagentypen in einer Literaturrecherche ermittelt werden. Zusammen mit den IKT-Infrastrukturkosten aus Abschnitt 2.2 können die Investitionen und Betriebskosten je Anlage abgeschätzt werden.

Über einen Verteilungsschlüssel, der aus statistischen Daten abzuleiten ist, wird die räumliche Verteilung je Anlagentyp abgeleitet. Die zeitliche Verfügbarkeit und das technische Potenzial bauen auf dem unflexiblen und dem Bedarfslastgang auf. Der Bedarfslastgang entspricht für die Power2Heat Technologien dem Wärmelastgang und ist für alle Technologien, die den Heizwärmebedarf bedienen, gleich.

Die unflexiblen Lastgänge unterscheiden sich hingegen voneinander. Für Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen wird zur Ermittlung der Lastgänge das gleiche Vorgehen gewählt, da diese wie in Kapitel 4.2 erläutert mit Standardlastprofilen bilanziert werden. Aus diesen Tageslastprofilen und dem Temperaturverlauf kann ein normierter Jahreslastgang erzeugt werden. Der Jahresstromverbrauch dient dann zur Skalierung des Lastgangs. Um den Jahresstromverbrauch für einen beliebigen Bilanzraum zu bestimmen, wird dieser zunächst gemeindescharf je Anlagentyp verteilt (siehe Abschnitt 4.3.3). Für hybride Heizsysteme existiert derzeit kein Lastgang, da diese Systeme noch keine Verwendung finden. Da bei der Warmwasserbereitung nur Systeme betrachtet werden, die über einen Speicher verfügen, und dazu keine detaillierten Daten vorliegen, wird der Lastgang vereinfachend als konstant angenommen. Neben der Ausweisung des aktuellen Jahresstromverbrauchs erfolgt eine Extrapolation in die Zukunft auf Basis von Szenarien für die Bestandsentwicklung. Diese Prognose wird in Form von Minimal-, Referenz- und Maximalszenarien angegeben. Damit ist eine Ausweisung der technischen Kennwerte je Anlagentyp möglich, die sich in den Kapiteln 4.3.2 ff. finden.

Im flexibilisierten Betrieb werden vorhandene Speichermöglichkeiten genutzt, um Stromerzeugung und -bezug zeitlich zu verschieben. Die maximale zeitliche Verschiebung entspricht der Speicherdauer und ist für thermische Wärmespeicher aufgrund der Verluste begrenzt. Randbedingung für die Flexibilisierung ist, dass der Wärmebedarfsgang (Bedarfslastgang) zu jeder Zeit gedeckt wird. Wie auch der Referenzlastgang der Technologien ist der Wärmebedarf abhängig von der Temperatur (siehe Abschnitt „Heizwärmebedarf“).

Bestimmung des unflexiblen Lastgangs von NSH und Wärmepumpen

Die Netzbetreiber sind nach § 17 der *Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen* (StromNZV) verpflichtet, ihre Lastprofile im Internet zu veröffentlichen. In der Regel werden die normierten Lastprofile in ¼-stündlicher Auflösung für 24 Stunden in der Einheit Kelvin pro Stunde [K/h] veröffentlicht. Bei TLP, wie sie für NSH und Wärmepumpen verwendet werden, wird pro Kelvin der Tagesäquivalenztemperaturen (TAQ) je eine Zeitreihe für das Versorgungsgebiet ausgegeben. Die TAQ berechnen sich nach **Formel (4-3)** aus der Tagesmitteltemperatur T_m des aktuellen Tages d sowie anteilig den drei

vorangegangenen Tagen. Wird im Folgenden von Lastprofilen verschiedener Temperaturen gesprochen, so sind damit TAQ gemeint.

$$\text{TAQ} = 0,5 \cdot T_m(d) + 0,3 \cdot T_m(d - 1) + 0,15 \cdot T_m(d - 2) + 0,05 \cdot T_m(d - 3) \quad (4-3)$$

$$T_m = \frac{T_1 + T_2 + \dots + T_{24}}{24} \quad (4-4)$$

Für jede Netzregion wird das Profil des Verteilnetzbetreibers mit dem größten Stromverbrauch gewählt. Diese Profile werden mit der spezifischen Arbeit a auf den jeweiligen Verbrauch skaliert. Diese spezifische Arbeit berechnet sich aus der gesamten elektrischen Jahresarbeit A und der zugehörigen Summe der Temperaturmaßzahlen (TMZ) nach **Formel (4-5)**.

$$a = \frac{A \text{ (Jahr)}}{\sum \text{TMZ (Jahr)}} \quad (4-5)$$

Die Temperaturmaßzahl eines Tages ist das Maximum der Begrenzungskonstante K und der Differenz zwischen der Bezugstemperatur T_{Bezug} und dem Tagesmittelwert (siehe **Formel (4-6)**). Die Bezugstemperatur liegt in der Regel bei 17 °C oder 18 °C und wird vom jeweiligen Verteilnetzbetreiber gewählt, während die Begrenzungskonstante gleich null oder eins ist. Wird K gleich null gesetzt, so erfolgt oberhalb der Bezugstemperatur kein Verbrauch. Für einen Wert gleich eins wird auch oberhalb der Bezugstemperatur ein Grundenergiebedarf unterstellt /SWTT-01 13/.

$$\text{TMZ} = \max(T_{\text{Bezug}} - T_m; K) \quad (4-6)$$

Die Ermittlung des Lastgangs erfolgt demnach in vier Schritten:

- Berechnung der Tagesäquivalenztemperatur für alle Tage eines Jahres
- Wahl des entsprechenden temperaturabhängigen Lastprofils für jeden Tag
- Zusammenfügen der einzelnen Tage zu einem Jahreslastprofil
- Skalierung des Lastprofils mit der spezifischen Arbeit

Heizwärmebedarf

Der Bedarfsgang der Haushalte bildet eine entscheidende Randbedingung für die Flexibilisierung der Power2Heat-Anlagen, da dieser zu jeder Zeit gedeckt werden muss. Der Wärmebedarf einzelner Haushalte wird über Lastprofile aus dem Verbundforschungsprojekt ISOTEG (Innovative Systeme und Optimierte Techniken zur Energetischen Gebäudesanierung) der FfE und des ZAE Bayern abgebildet /FFE-04 02/. In **Abbildung 4-4** ist ein beispielhaftes Heizwärmelastprofil für ein Mehrfamilienhaus an einem heiteren Wintertag zu sehen. Da es sich hierbei um „Entnahme“-Profile handelt, werden sie dem Erzeugungsprofil nach VDI 4655 vorgezogen.

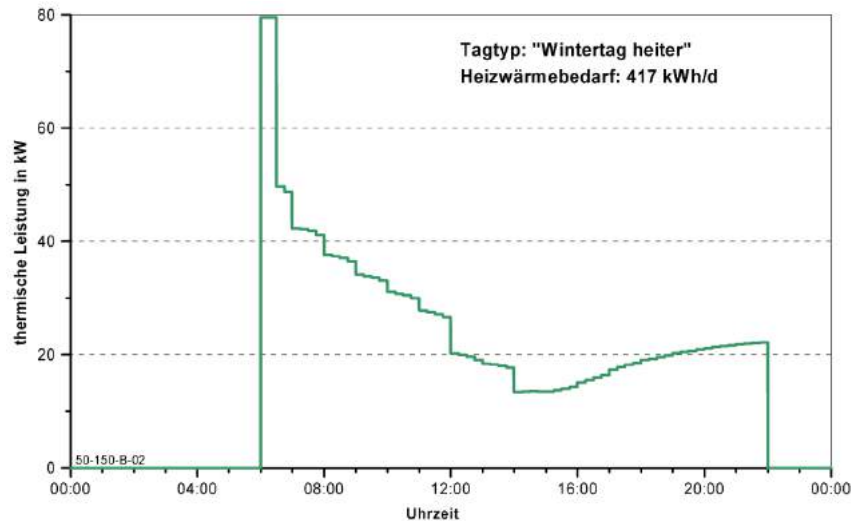


Abbildung 4-4: *Beispielhaftes Wärmelastprofil eines Mehrfamilienhauses für einen heiteren Wintertag /FFE-04 02/*

Für verschiedene Gebäudetypen und Typtage existieren unterschiedliche Heizprofile. Der Wärmebedarfsgang kann über den Verlauf der Temperatur und des Bedeckungsgrades über ein Jahr an einem Standort zusammengesetzt werden. In **Abbildung 4-5** ist dies beispielhaft für ein Einfamilienhaus mit einem spezifischen Heizwärmebedarf von $60 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$, einer beheizten Fläche von 100 m^2 und einer Heizgrenztemperatur von 12 °C dargestellt. In den Sommermonaten liegt die Tagesmitteltemperatur über der Heizgrenztemperatur, weshalb der Heizwärmebedarf hier null ist.

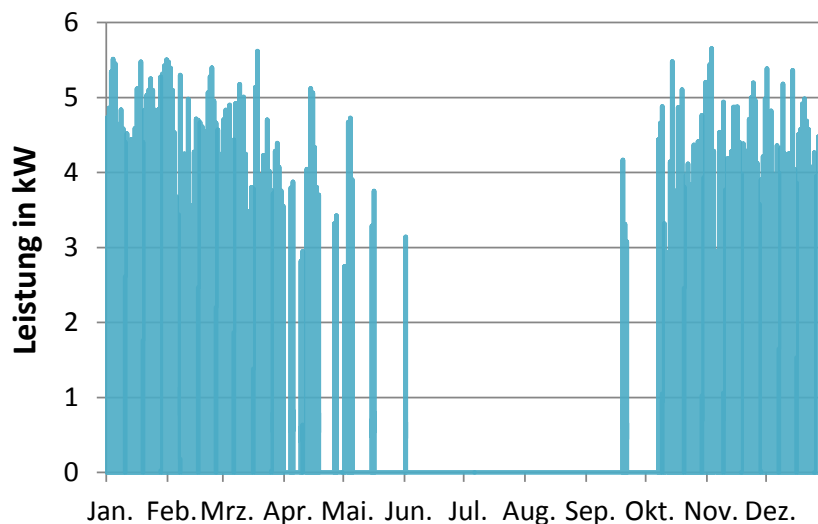


Abbildung 4-5: *Beispielhafter Heizwärmebedarf eines Einfamilienhauses nach ISOTEG /FFE-04 02/*

4.3.1.1 Nachtspeicherheizungen

Zur Bestandserhebung der Nachtspeicherheizungen wird zunächst die Anzahl an Haushalten mit dieser Technologie auf Bundeslandebene ermittelt. Dazu werden die Angaben des Mikrozensus 2010 /DESTATIS-01 12/ verwendet. In den entsprechenden Haushalten sind - in Abhängigkeit der Zahl zu beheizender Räume - meist mehrere

einzelne NSH installiert. Der Stromeinsatz für die Raumwärmeerzeugung wird aus den BMWi-Energiedaten /BMWi-09 13/ übernommen.

Zur elektrischen Heizung zählen neben der Speicherheizung auch Flächenspeicher-, Infrarot- oder Handtuchwärmer im Badezimmer. Um diese von der Potenzialbetrachtung auszuschließen und nur die Anzahl an Haushalten mit elektrischen Speicherheizungen zu erhalten, werden in jedem Bundesland 1 % der Haushalte mit Stromheizung abgezogen /STWD-01 12/. Dadurch ergibt sich die Anzahl an Haushalten mit elektrischer Speicherheizung pro Bundesland.

Im Referenzszenario ist die Anzahl der NSH rückläufig. Nach /HEA-01 09/ wird ein Rückgang von 3 % pro Jahr angenommen. Der Stromverbrauch geht in Folge des rückläufigen Raumwärmebedarfs schneller zurück. Es ergibt sich ein Rückgang von ca. 4 % pro Jahr.

Im Maximal-Szenario wird eine konstante Anzahl an NSH angenommen. Der Stromverbrauch sinkt um ca. 1 % pro Jahr. Im Minimal-Szenario nimmt die Anzahl der NSH um 6 % pro Jahr ab.

Der Einfluss der Außentemperatur auf die Last wird in **Abbildung 4-6** für die Netzregion 26 dargestellt. In dieser liegen Oberbayern, Niederbayern sowie Teile Schwabens und der Oberpfalz. Der größte Verteilnetzbetreiber in dieser Region ist die E.ON Bayern AG. Die normierten temperaturabhängigen Lastprofile für NSH dieses Verteilnetzbetreibers sind in **Abbildung 4-6** (rechts) für einige Temperaturwerte dargestellt. In einem Zeitraum von etwa 15 h, in der Regel zwischen 18:00 Uhr und 09:00 Uhr, wird der Speicher beladen. Mit der Speicherbeladung kann im Anschluss der Wärmebedarf während des Tages gedeckt werden. Bei einigen temperaturabhängigen Lastprofilen, wie auch hier, wird eine Tagnachladung der Speicherheizung berücksichtigt.

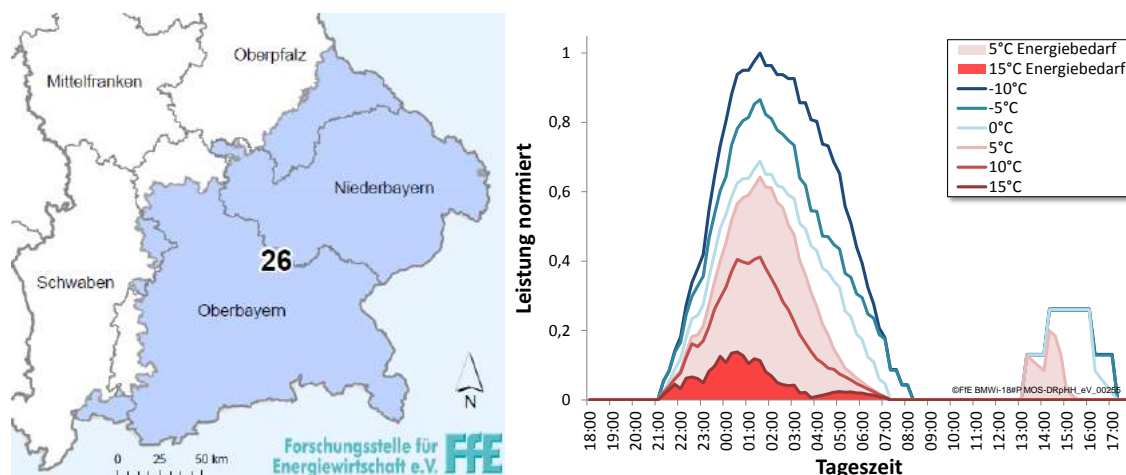


Abbildung 4-6: Lage der Netzregion 26 in Bayern (links), temperaturabhängige Lastprofile für Nachtspeicherheizungen der E.ON Bayern AG (rechts)

Insgesamt gibt es aktuell drei verschiedene Typen temperaturabhängiger Lastprofile für Nachtspeicherheizungen:

- Nachtladung, tagsüber lastfreie Zeit (z.B. LEW)

- Nachtladung mit zusätzlicher Tagbeladung bei einigen oder allen Temperaturen (z.B. E.ON Bayern)
- Durchgehende Last aufgrund von gemeinsamer Messung (z.B. EnBW)

Die verschiedenen Lastprofiltypen sind in **Abbildung 4-7** dargestellt. In Abhängigkeit des von den Verteilnetzbetreibern verwendeten Typs werden unterschiedliche Ergebnisse für die Potenziale bei den Berechnungen erzeugt.

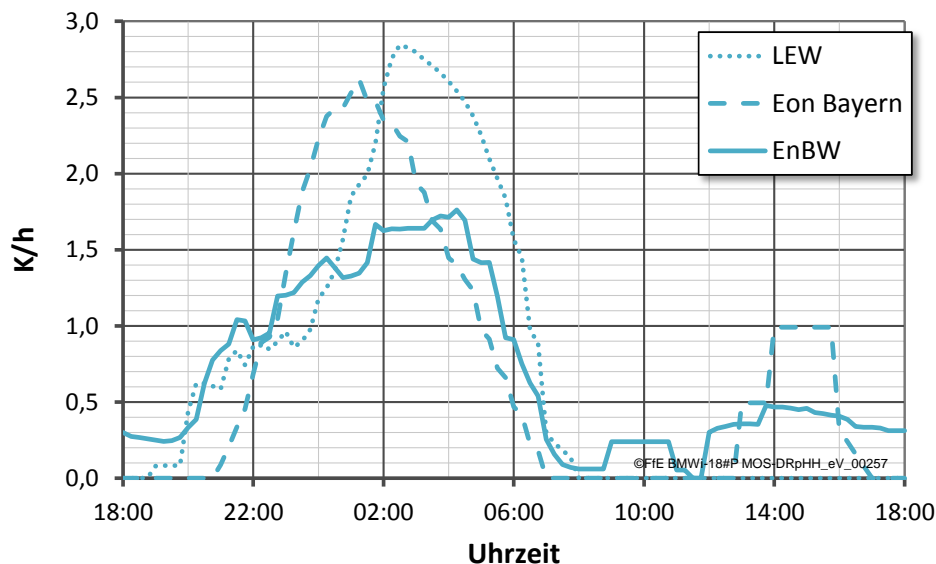


Abbildung 4-7: *Verschiedene Typen temperaturabhängiger Lastprofile bei einer Tagesäquivalenztemperatur von 0 °C*

4.3.1.2 Wärmepumpen

Zur Bestandserhebung der Wärmepumpen wird zunächst deren Anzahl ermittelt. Die Bestandszahl für Wärmepumpen ergibt sich aus einer Hochrechnung des Bundesverbandes für Wärmepumpen und beruht auf den Absatzzahlen seit 1978 unter Berücksichtigung einer Austauschquote.

Für das Referenz-Szenario wird die zukünftige Entwicklung der Heizungswärmepumpen anhand von drei Studien abgeschätzt werden. In /SHE-01 13/, /BWP-01 11/ und /BMWI-10 11/ wird die voraussichtliche Anzahl an Heizungswärmepumpen bis 2030 in vergleichbaren Szenarien ausgegeben. Der Mittelwert dieser Prognosen wird für die Anzahl an Heizungswärmepumpen im Referenz-Szenario angenommen.

Die Bestandszahlen von Brauchwasserwärmepumpen stammen vom Bundesverband Wärmepumpe. Hiernach wird von einem durchschnittlichen jährlichen Zuwachs von 2,4 % in den Jahren 2009 bis 2012 ausgegangen. Diese Angabe wird im Referenz-Szenario zur Berechnung der Gesamtanzahl herangezogen.

Für das Maximal-Szenario wird die gemittelte Bestandsentwicklung der Heizungswärmepumpen aus /BWP-01 11/ und /BMWI-10 11/ verwendet. Der durchschnittliche Zubau an Brauchwasserwärmepumpen steigt dabei im gleichen Maß wie bei den Heizungswärmepumpen. Im Minimal-Szenario bleibt die Anzahl der Wärmepumpen konstant. Der anlagenspezifische Verbrauch wird dabei konstant gelassen, da der Großteil der Wärmepumpen in gut gedämmten Gebäuden installiert wird.

Der Referenzlastgang für Wärmepumpen kann analog zum Lastgang der NSH über temperaturabhängige Lastprofile berechnet werden. **Abbildung 4-8** zeigt ein typisches temperaturabhängiges Lastprofil von Wärmepumpen. Dieses bildet etwa den Verlauf des Wärmebedarfes ohne Nachtabsenkung ab. Nicht erkennbar sind in diesem Lastprofil die Sperrzeiten, welche die Netzbetreiber vorschreiben können. In der Regel dauern diese zwei Stunden, wobei sich eine genauso lange, vertraglich festgelegte Zeit zur Ladung des Speichers anschließt. Der Wärmebedarf wird in dieser Zeit durch den Wärmespeicher gedeckt. Da der Netzbetreiber die Schalthoheit besitzt, bestimmt er den Zeitpunkt einer möglichen Sperrzeit.

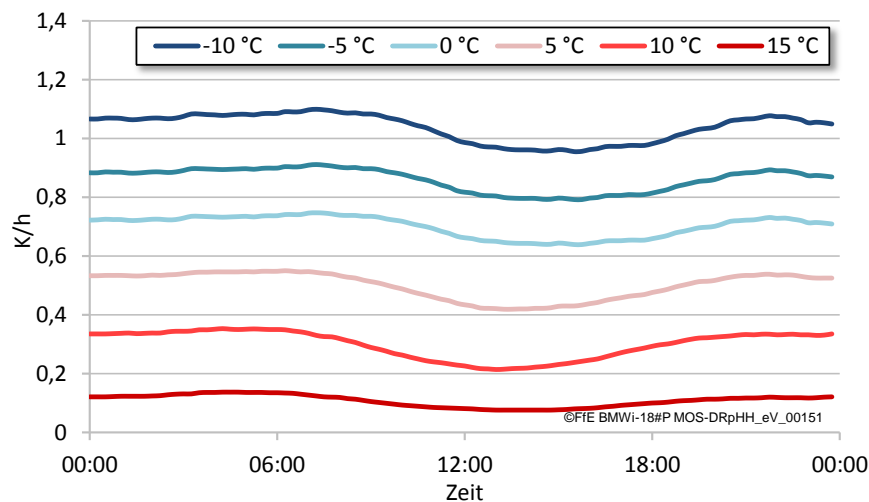


Abbildung 4-8: Temperaturabhängiges Lastprofil für Wärmepumpen der LEW Verteilnetze

4.3.1.3 Hybride Heizsysteme

Da zum heutigen Zeitpunkt zum einen nur sehr wenige hybride Heizsysteme installiert sind, zum anderen jedes konventionelle Heizsystem in ein hybrides Heizsystem umgewandelt werden kann, erfolgt eine Darstellung des Bestands an konventionellen Heizsystemen nach den Energieträgern Gas und Öl. Basierend auf diesen Zahlen werden mögliche Entwicklungen dargestellt (siehe Kapitel 4.3.5.3). Für die Bestandserhebung der Öl- und Gasheizungen wird der Mikrozensus 2010 herangezogen /DESTATIS-01 12/.

4.3.1.4 Elektrische Warmwasseraufbereitung

Das Potenzial der elektrischen Warmwasseraufbereitung zum Lastmanagement wird über den Gesamtbestand (Anzahl Anlagen und Speichergröße) abgeschätzt. Das Potenzial ist abhängig von der Heizungsart, dem durchschnittlichen Wärmebedarf, aber auch z.B. dem Nutzerverhalten. Für Lastmanagementmaßnahmen steht in der Regel nicht der gesamte Speicher zur Verfügung, da dieser durch die Betriebsweise der Heizung bereits häufig zu einem gewissen Teil gefüllt ist. Es wird daher das theoretische Potenzial bestimmt. Um das technisch realisierbare Potenzial zu bestimmen, wären weitergehende Untersuchungen nötig, die nicht Teil des vorliegenden Projektes sind.

Hinsichtlich der elektrischen Warmwasseraufbereitung eignen sich lediglich Wasserspeicher – keine Durchlauferhitzer - zum Lastmanagement. Um die Potenziale zu

erschließen, müssen diese mit IKT ausgerüstet werden. Der aktuelle Bestand wird anhand der Ergebnisse des Mikrozensus 2010 abgeschätzt /DESTATIS-01 12/. Für die unterschiedlichen Gebäudeklassen wird die durchschnittlich installierte Speichergröße ermittelt. Mittels der Daten zum Wohnungsbestand aus dem FfE-Regionenmodell kann der Anlagenbestand den jeweiligen Gebäudetypen zugeordnet werden, wodurch sich schließlich aus der durchschnittlichen Speichergröße die Gesamtspeichergröße an Wasserspeichern zur elektrischen Warmwasserbereitung abschätzen lässt.

4.3.2 Technische Kennwerte

Aufbauend auf den in Kapitel 4.1 beschriebenen Technologien werden in diesem Abschnitt die wesentlichen technischen Kennwerte der einzelnen Anlagen zusammenfasst.

Die installierte elektrische Leistung von einzelnen Nachtspeicherheizungen liegt typischerweise im Bereich von 2 – 7 kW und die Speicherkapazität bei 16 – 56 kWh /AEG-01 14/. Die spezifische Wärmekapazität der verbauten Magnesit haltigen Speichersteine beträgt 0,31 Wh/(kg*K) /UNIKA-01 05/. Der Speicherkern kann Temperaturen von ca. 600 °C erreichen /ETHB-01 13/. Im Speicherpool können Laständerungsgeschwindigkeiten von ca. 10 %/min erreicht werden /RWE-02 12/.

Die Effizienz von Wärmepumpen wird mit der Leistungszahl und der Jahresarbeitszahl ausgedrückt. Da die Leistungszahl unter Standardtestbedingungen ermittelt wird, ergeben sich hierbei teilweise große Unterschiede zu den tatsächlich erreichten Jahresarbeitszahlen. In **Tabelle 4-2** sind die zur Förderung von dem BAFA geforderten COP und JAZ-Werte dargestellt.

Tabelle 4-2: *Geforderte Leistungs- und Jahresarbeitszahlen der verschiedenen Wärmepumpentypen /BAFA-03 12/*

Wärmequelle	COP	JAZ
	(von geförderten Wärmepumpen)	
Sole	> 4,3	> 3,8
Grundwasser	> 5,1	> 3,8
Luft	> 3,1	> 3,5

Die tatsächlich erreichten Jahresarbeitszahlen liegen in einem mehrjährigen Feldtest des Fraunhofer ISE /ISE-02 11/ teilweise deutlich unter den geforderten Werten. Luft/Wasser-Wärmepumpen erreichen hierbei Jahresarbeitszahlen von durchschnittlich 2,89 und Erdreich-Wärmepumpen durchschnittlich 3,88. Die Testergebnisse erklären den geringen Anteil (ca. 5 %) der geförderten Wärmepumpen an der gesamten Anzahl an Wärmepumpen. Die Nennwärmeleistung der Wärmepumpen in Haushalten liegt in einem weiten Bereich (ca. 1 – 50 kW_{th}), der abhängig von der Gebäudegröße bzw. dem Wärmebedarf ist /BAFA-03 13/.

4.3.3 Räumliche Verteilung

Wie bereits im Methodik-Teil erläutert, wird die räumliche Verteilung bis zur Bundeslandebene für die jeweilige Technologie separat betrachtet. Die Verteilung auf Gemeindeebene erfolgt dann für die Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen nach einem einheitlichen Schlüssel.

Die Grundlage für die regionale Verteilung der Stromheizungen sind gemeindegrenze Daten zu Stromverbrauch und Anzahl der jeweiligen Technologie. Für 3.802 der 12.278 Gemeinden in Deutschland liegen Anzahl und Stromverbrauch aus den Daten mehrerer Verteilnetzbetreibern (VNB) vor. Für die Berechnung der Potenziale der restlichen Gemeinden Deutschlands wird folgendes Vorgehen gewählt.

Wärmepumpen

Um den regionalen Einfluss auf die Verteilung der Wärmepumpen in Deutschland zu berücksichtigen, werden die Förderdaten des BAFA /BAFA-03 12/ ausgewertet. Die Verteilung der geförderten Wärmepumpen (Anteil ca. 5 %) wird dabei mit der Verteilung aller Wärmepumpen gleich gesetzt. Daraus kann die Anzahl an Wärmepumpen je Bundesland abgeleitet werden.

Nachtspeicherheizungen

Da die Anzahl der NSH über den Mikrozensus /DESTATIS-01 12/ und die der Wärmepumpen über die Angaben des BAFA bereits auf Bundeslandebene bekannt ist, wird hier die weitere Verteilung auf Gemeindeebene erläutert.

$$\text{Anzahl (GE)} = \frac{\text{Stromverbrauch (GE)}}{\text{Stromverbrauch (BL)}} \cdot \text{Anzahl (BL)} \quad (4-7)$$

Anzahl (GE):	Anzahl der betrachteten Heizsysteme auf Gemeindeebene
Anzahl (BL):	Anzahl der betrachteten Heizsysteme auf Bundeslandebene
Stromverbrauch (GE):	Stromverbrauch der privaten Haushalte auf Gemeindeebene
Stromverbrauch (BL):	Stromverbrauch der privaten Haushalte auf Bundeslandebene

Der Stromverbrauch für die Gemeinden ohne Primärdaten wird nach **Formel (4-8) bis (4-10)** berechnet. Die Berechnung berücksichtigt die klimatischen Bedingungen und die mittlere Wohnfläche der Gemeinden sowie eine Witterungsbereinigung des Stromverbrauchs in Deutschland.

$$E(GE) = \left(\frac{\sum_{GE:real} \frac{E(GE)}{Wfl.}}{\sum_{GE:real} \text{Anzahl}(GE)} \right) \cdot \text{Anzahl}(GE) \cdot kd15(GE) \cdot \overline{Wfl}(GE) \cdot \Delta BMWi \quad (4-8)$$

E (GE) =	Jahresstromverbrauch elektrischer Heizsysteme in einer Gemeinde
Anzahl =	Anzahl der betrachteten Heizsysteme
kd15 =	Gradtage (bei einer Heizgrenztemperatur von 15 °C)

mit:

$$\overline{Wfl}(GE) = \frac{\sum_{BA,GT,ST} Wfl(GE)}{\sum_{BA,GT,ST} WE(GE)} \quad (4-9)$$

Wfl = Wohnfläche
 WE = Wohneinheiten
 BA = Baualter
 GT = Gebäudetyp
 ST = Siedlungstyp

$$\Delta BMWi: \frac{\sum Strom}{f_{korrr}(2011)} = \sum E(GE) \quad (4-10)$$

$\Delta BMWi$ = Korrektur durch BMWi-Energiedaten
 f_{korrr} = Korrekturfaktor für Klimajahr

In **Abbildung 4-9** ist der Anteil des Stromverbrauchs für Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen am Stromverbrauch der Haushalte je Netzregion dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die südlichen und westlichen Netzregionen deutlich erhöhte Anteile der Stromheizungen an dem Stromverbrauch der privaten Haushalte aufweisen.

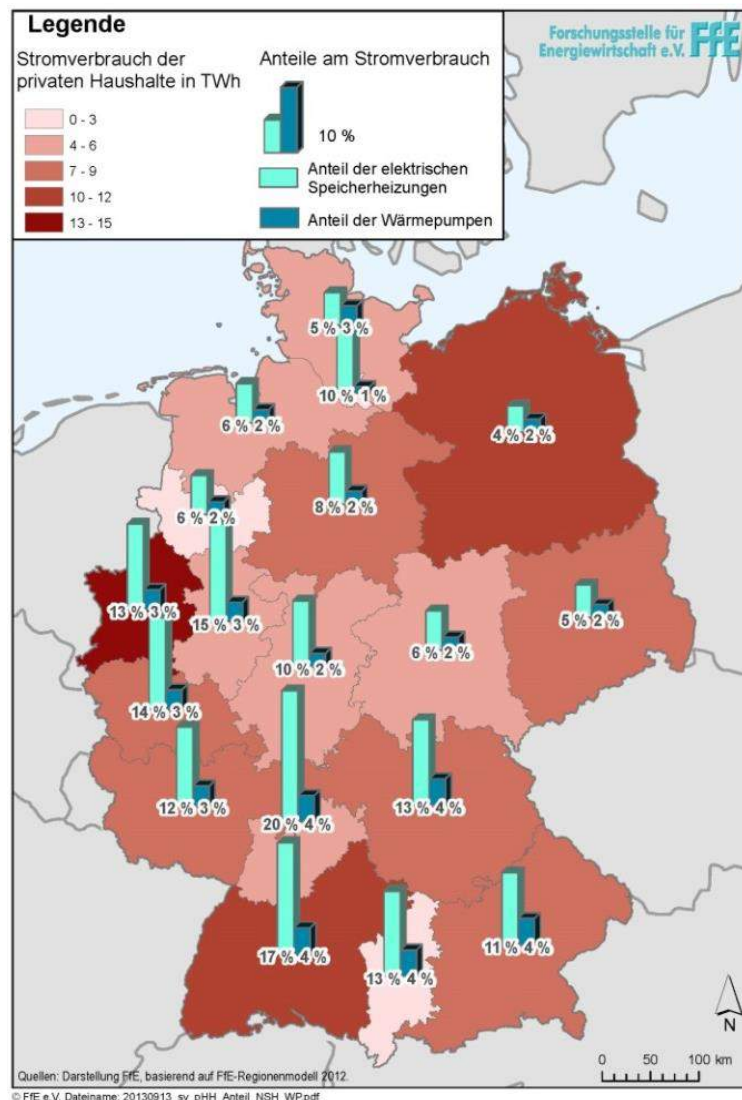


Abbildung 4-9: *Stromverbrauch der privaten Haushalte mit den anteiligen Verbräuchen der Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen*

Hybride Heizsysteme

Entsprechend der in Abschnitt 4.1.3 skizzierten Methodik wird in diesem Abschnitt die räumliche Verteilung der Öl- und Gasheizungen dargestellt. Die Berechnung der Bestandszahlen und die Prognose bis 2030 erfolgt in Abschnitt 4.3.5.3. Die räumliche Verteilung ist in **Tabelle 4-3** auf Bundeslandebene dargestellt.

Tabelle 4-3: Anzahl der Öl- und Gasheizungen je Bundesland. Berechnung aufbauend auf dem Mikrozensus 2010.

Bundesland	Anzahl Gasheizungen	Anzahl Ölheizungen
Baden-Württemberg	1,0 Mio.	1,0 Mio.
Bayern	1,3 Mio.	1,0 Mio.
Berlin	0,2 Mio.	0,3 Mio.
Brandenburg	0,1 Mio.	0,3 Mio.
Bremen	0,0 Mio.	0,1 Mio.
Hamburg	0,1 Mio.	0,2 Mio.
Hessen	0,5 Mio.	0,8 Mio.
Mecklenburg-Vorpommern	0,1 Mio.	0,2 Mio.
Niedersachsen	0,5 Mio.	1,3 Mio.
Nordrhein-Westfalen	1,0 Mio.	2,6 Mio.
Rheinland-Pfalz	0,3 Mio.	0,5 Mio.
Saarland	0,1 Mio.	0,1 Mio.
Sachsen	0,2 Mio.	0,5 Mio.
Sachsen-Anhalt	0,1 Mio.	0,3 Mio.
Schleswig-Holstein	0,2 Mio.	0,3 Mio.
Thüringen	0,1 Mio.	0,3 Mio.

4.3.4 Zeitliche Verfügbarkeit

Die zeitliche Verfügbarkeit des Power2Heat-Potenzials ist stark von der Außenlufttemperatur abhängig (siehe auch Abschnitt 4.3.1). Während sich das Potenzial für Power2Heat im Sommer auf die Warmwasserbereitstellung beschränkt, ist am kältesten Tag im Winter das maximale Abschaltpotenzial gegeben. Entsprechend der in Abschnitt 4.3.1 beschriebenen Methodik zeigen der Bedarfsgang, der unflexible Lastgang und der Kapazitätsgang einen temperaturabhängigen Verlauf (siehe **Abbildung 4-13**).

Abbildung 4-10 zeigt beispielhaft die maximal mögliche Abschaltdauer der Wärmepumpen der Netzregion 26 in Abhängigkeit der Außenlufttemperatur. Die Speicherkapazität beträgt in diesem Gebiet im Maximum 260 MWh. An Tagen mit einer Tagesäquivalenztemperatur von 15 °C reicht diese Speicherkapazität, um die Wärmepumpen für bis zu 30 h komplett auszuschalten. Durch den erhöhten Wärmebedarf bei kälteren Temperaturen verkürzt sich die Abschaltdauer.

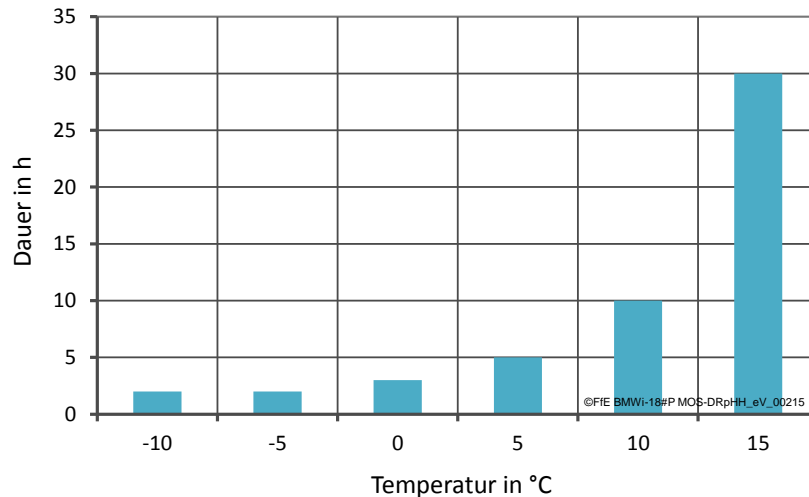


Abbildung 4-10: *Maximale Abschaltdauer der Wärmepumpen nach /BACHE-08 13/ in der Netzregion 26*

4.3.5 Technisches Potenzial

Das absolute technische Potenzial wird aus den ermittelten Lastgängen des Bedarfs und der Speicherheizungen und den Szenarien für die Bestandsentwicklung abgeleitet. Für Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen wird eine Prognose des Anlagenbestands erstellt. Für hybride Heizsysteme wird das maximale Potenzial entsprechend dem Bestand von Öl- & Gasheizungen ausgewiesen.

Die maximal abschaltbare Leistung ist in **Abbildung 4-11** für den kältesten Tag grafisch dargestellt. Die Höhe ist dabei abhängig vom Lastprofil des Verteilnetzbetreibers sowie dem Stromverbrauch der NSH. Hierbei wird deutlich, dass die größten Potenziale in Bayern, Baden-Württemberg, Rheinland-Pfalz, Saarland, Teilen von Nordrhein-Westfalen und Hessen liegen. Dies ist hauptsächlich auf die große Anzahl an Nachtspeicherheizungen in diesen Gebieten zurückzuführen.

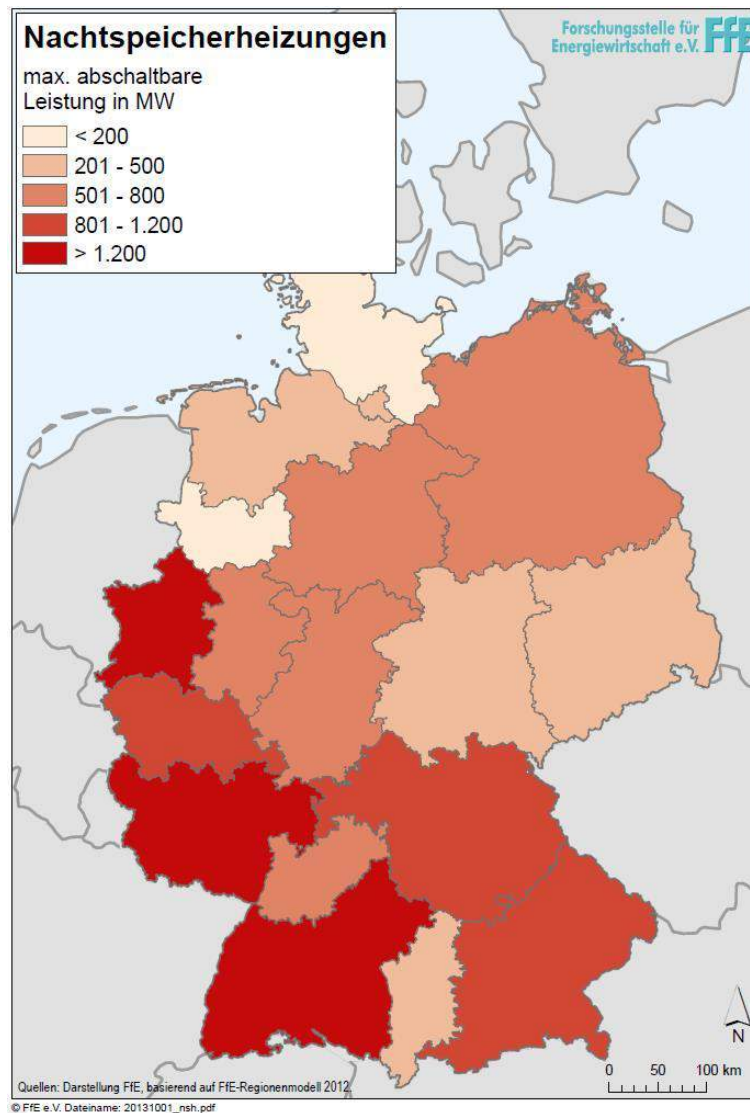


Abbildung 4-11: *Maximal abschaltbare Leistung durch Nachtspeicherheizungen am kältesten Tag je Netzregion.*

Insgesamt können in Deutschland maximal 9,4 GW durch das Verschieben der heutigen Lastprofile der Verteilnetzbetreiber reduziert werden. In der Netzregion 72 liegt das größte Abschaltpotenzial mit 1.800 MW vor. Das geringste Potenzial liegt mit 133 MW in der Netzregion 71 vor. Deutschlandweit ist im Südwesten das größere Potenzial abschaltbarer Lasten zu finden. In dicht bevölkerten Regionen mit dadurch hohem Stromverbrauch und einer hohen Anzahl an elektrischen Speicherheizungen kommen die größten Werte vor.

In **Abbildung 4-12** ist die gleiche Darstellung für Wärmepumpen zu sehen. Es ist zu erkennen, dass zwischen den Netzregionen erhebliche Unterschiede in der maximal abschaltbaren Leistung am kältesten Tag bestehen. Das Maximum liegt mit 162 MW in der Netzregion 42. Das Minimum liegt mit 7 MW in der Netzregion 82.

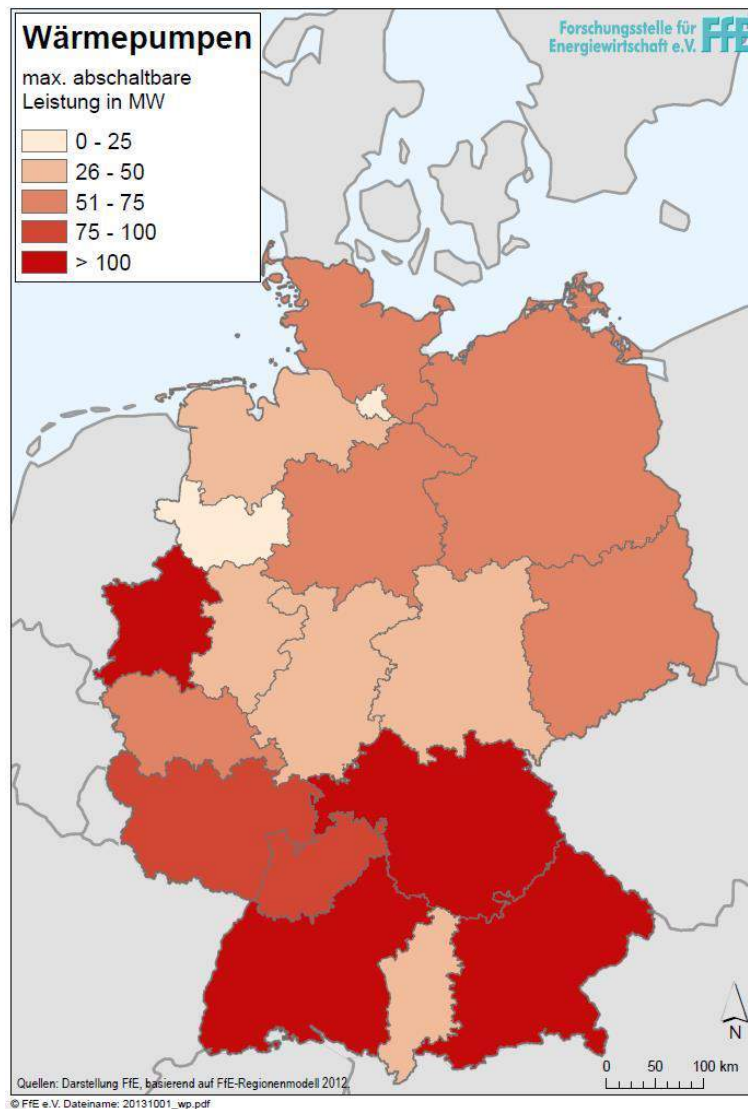


Abbildung 4-12: *Maximal abschaltbare Leistung der Wärmepumpen am kältesten Tag für Deutschland. Auflösung: Netzregionen.*

4.3.5.1 Nachtspeicherheizungen

Der Summenlastgang aller NSH weist heute bzw. 2030 eine Maximallast von etwa 9,4 bzw. 3,9 GW auf. Die elektrische Speicherkapazität der heute installierten Nachtspeicherheizungen schwankt je nach Außentemperatur zwischen 0 und 41 GWh. Es wird erwartet, dass die Speicherkapazität am kältesten Tag des Jahres bis 2030 auf unter 17 GWh sinkt.

Im Folgenden werden die Potenziale der Nachtspeicherheizungen zum Lastmanagement anhand technoökonomischer Kennwerte beschrieben. In **Tabelle 4-4** ist eine Übersicht der angenommenen Stromverbräuche (SV) und der Anzahl an Haushalten mit NSH für die drei Szenarien nach Abschnitt 4.3.1 dargestellt.

Tabelle 4-4: Bestandszahlen und Stromverbrauch (SV) von NSH für die Szenarien

Jahr	Minimal			Referenz		Maximal	
	SV pHH	Anzahl NSH	SV NSH	Anzahl NSH	SV NSH	Anzahl NSH	SV NSH
	TWh		TWh		TWh		TWh
2010/2011	121	1,67 Mio.	13	1,67 Mio.	13	1,67 Mio.	13
2015	116	1,23 Mio.	9	1,44 Mio.	10	1,67 Mio.	12
2020	111	0,90 Mio.	6	1,23 Mio.	8	1,67 Mio.	11
2025	100	0,66 Mio.	4	1,06 Mio.	6	1,67 Mio.	10
2030	89	0,49 Mio.	3	0,91 Mio.	5	1,67 Mio.	10

In **Abbildung 4-13** sind synthetische Lastgänge basierend auf einer Stadt mit 1.000 Nachtspeicherheizungen (oben) und Deutschland (unten) als Jahreslastgang (links) und für eine Woche (rechts) dargestellt.

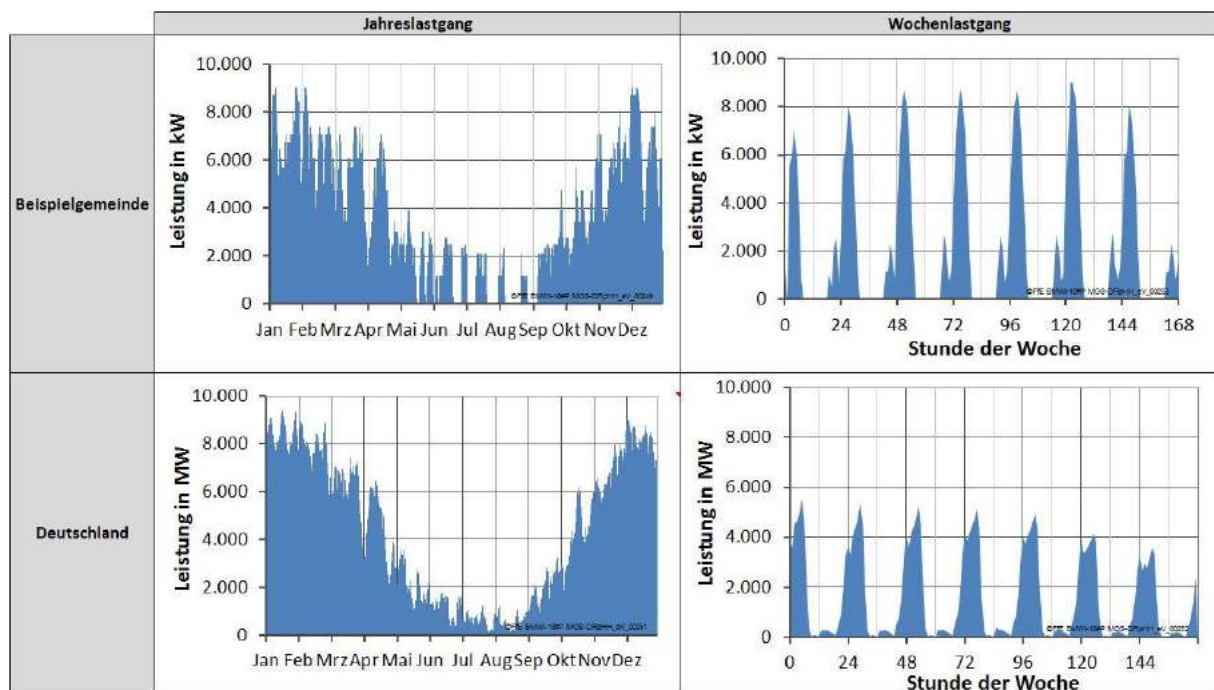


Abbildung 4-13: Jahreslastgang von NSH einer Stadt (links oben) und Deutschland (links unten), Lastgang einer Winterwoche von NSH einer Stadt (rechts oben) und Deutschland (rechts unten)

Aus **Abbildung 4-13** (links oben) ist zu erkennen, dass im Sommer an vielen Tagen (hier 47) keine Last durch Nachtspeicherheizungen entsteht, da hier die Tagesäquivalenztemperatur über der Heizgrenztemperatur liegt. Im Verlauf des Wochenlastgangs (rechts oben) ist zu erkennen, dass die Lastspitzen nachts auftreten und tagsüber keine Leistung bezogen wird. Deutschlandweit (links unten) wird am kältesten Tag eine maximale Leistung von 9,4 GW abgerufen. Die Minimale Leistung am wärmsten Tag liegt bei 0 GW. Da vereinzelte Lastprofile eine Tagnachladung berücksichtigen, enthält auch der aggregierte Lastgang für Deutschland diese Tagnachladung (rechts unten).

NSH als funktionaler Speicher

Basierend auf der in Kapitel 4.3.1 vorgestellten Methodik können NSH als funktionale Speicher betrachtet werden. Hierfür wird die Differenz zwischen wärmegeführten Betrieb und dem temperaturabhängigen Lastprofil gebildet. Maximal stehen 9,4 GW abschaltbare Leistung durch NSH zur Verfügung. Insgesamt stehen am kältesten Tag ca. 41 GWh an elektrischer Speicherkapazität zur Verfügung. Diese Werte sinken im Referenzszenario bis 2030 auf 3,9 GW abschaltbare Leistung bzw. 17 GWh Speicherkapazität.

4.3.5.2 Wärmepumpen

Der Summenlastgang aller WP weist heute bzw. 2030 eine Maximallast von etwa 1 bzw. 2,4 GW auf. Die Kapazität der Wärmepumpen beträgt bei dem gegenwärtigen Ausbaugrad maximal 2 GWh_{el} und wird bis zum Jahr 2030 auf ca. 5 GWh_{el} ansteigen.

Im diesem Abschnitt wird das technische Potenzial der Wärmepumpen zum Lastmanagement beschrieben. Die Kennwerte werden aufbauend auf der unter Abschnitt 4.3.1 erläuterten Methodik ermittelt. Maximal stehen 1,0 GW abschaltbare Leistung durch Wärmepumpen zur Verfügung. Insgesamt stehen am kältesten Tag ca. 1,9 GWh an elektrischer Speicherkapazität zur Verfügung.

Der in **Tabelle 4-5** dargestellte Bestand an Wärmepumpen ergibt sich aus den Werten für Heizungswärmepumpen und Brauchwasserwärmepumpen.

Tabelle 4-5: Bestandszahlen und Stromverbrauch (SV) von Wärmepumpen für die Szenarien

Jahr	Minimal-Szenario		Referenz-Szenario		Maximal-Szenario	
	Anzahl WP	SV WP	Anzahl WP	SV WP	Anzahl WP	SV WP
		TWh		TWh		TWh
2010/2011	0,8 Mio.	3,6	0,8 Mio.	3,6	0,8 Mio.	3,6
2015	0,8 Mio.	3,6	1,1 Mio.	4,7	1,2 Mio.	5,2
2020	0,8 Mio.	3,6	1,5 Mio.	6,3	1,8 Mio.	7,8
2025	0,8 Mio.	3,6	1,9 Mio.	8,1	2,6 Mio.	10,9
2030	0,8 Mio.	3,6	2,2 Mio.	9,4	3,4 Mio.	14,5

Der Lastgang der Wärmepumpen in **Abbildung 4-14** kann analog zum Lastgang der NSH über temperaturabhängige Lastprofile berechnet werden (siehe Abbildung 4-8). Entgegen der Erwartungen sinkt der Lastgang im Sommer nicht auf null ab. Für die Berechnung wird der Temperaturverlauf des Testreferenzjahrs des Deutschen Wetterdienstes herangezogen. Dieser wird für 15 Referenzregionen veröffentlicht. Dabei ist die Region 12 die wärmste und die Region 11 die kälteste. In der Region 11 steigt die Tagesäquivalenztemperatur nie über 18 °C an. Die Repräsentanzstation dieser Region befindet sich auf 1213 m üNN. Da sich insgesamt 54 Gemeinden in dieser Referenzregion befinden und die Wärmepumpen auf alle Gemeinden verteilt wurden, wird auch im Sommer für Deutschland ein geringer Wärmebedarf ausgewiesen.

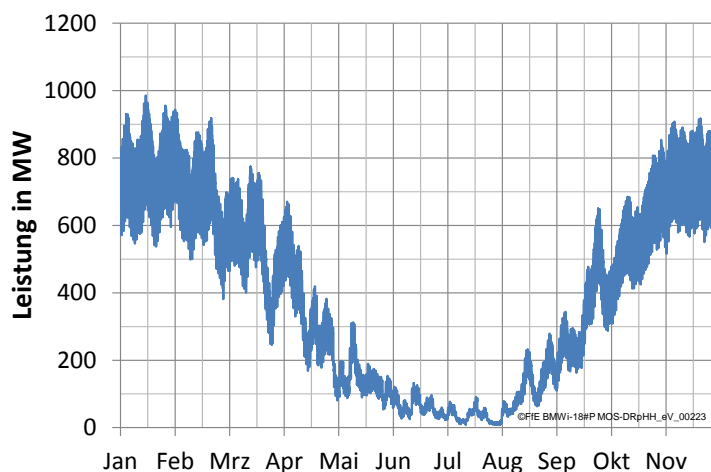


Abbildung 4-14: Lastgang aller Wärmepumpen in Deutschland für das Testreferenzjahr des DWD /DWD-01 04/. Eigene Berechnung für Bestand 2011.

In **Tabelle 4-6** sind die berechneten Lastmanagement-Potenziale von Wärmepumpen für Deutschland - in Abhängigkeit von zwei Typtagen - dargestellt. Wird der Speicher maximal geladen, so können die Wärmepumpen länger als die vorgeschriebene Sperrzeit abgeschaltet werden. Die theoretisch maximal mögliche Dauer der Abschaltung ist ebenfalls in Tabelle 4-6 dargestellt.

Tabelle 4-6: Übersicht über die Potenziale von Wärmepumpen für Gesamtdeutschland am Beispiel von zwei Temperaturwerten

	max. abschaltbare Leistung MW _{el}	Speicherkapazität GWh _{el}	max. Abschaltdauer h
Kältester Tag	990	1,9	2
Wärmster Tag	18	1,9	107

Diese Werte steigen im Referenzszenario entsprechend der Ausbautzahlen (siehe Tabelle 4-5) bis 2030 auf 2,4 GW max. abschaltbare Leistung bzw. 5 GWh Speicherkapazität.

4.3.5.3 Hybride Heizsysteme

Entsprechend der in Abschnitt 4.1.3 skizzierten Methodik werden in diesem Abschnitt die Bestände der Öl- und Gasheizungen, Mikro-KWK-Anlagen und Solarthermieanlagen ermittelt.

Bestand und Entwicklung von Öl- und Gasheizungen

Die Gesamtanzahl der Öl- und Gasheizungen wird anhand des Mikrozensus 2010 /DESTATIS-01 12/ abgeschätzt. Der Mikrozensus 2010 weist für das Jahr 2011 17,4 Mio. Haushalte mit einer Gas- und 10,1 Mio. Haushalte mit einer Ölheizung aus. Die Aufteilung der Daten auf die Gebäudetypen erfolgt über das FfE-Regionenmodell. Es ergibt sich die Aufteilung wie in **Tabelle 4-7** dargestellt. Die Abschätzung der Gesamtanzahl an Öl- und Gasheizungen beträgt somit 15,5 Mio. in Deutschland.

Tabelle 4-7: Anzahl der Öl- und Gasheizungen je Gebäudetyp. Berechnung aufbauend auf dem Mikrozensus 2010 /DESTATIS-01 12/.

Gebäudetyp	Anzahl Gasheizungen	Anzahl Ölheizungen
EFH	7,2 Mio.	4,2 Mio.
ZFH	0,4 Mio.	0,3 Mio.
MFH	1,4 Mio.	2,1 Mio.
Gesamt	9,0 Mio.	6,6 Mio.

In verschiedenen Statistiken (/BDH-02 11/ und /SHE-01 13/) wird außerdem die gesamte Anzahl an Öl- und Gasheizungen angegeben. Da sich diese Statistiken neben den privaten Haushalten auch auf die Sektoren Gewerbe-Handel-Dienstleistung (GHD) und Industrie beziehen, wird im Folgenden die über den Mikrozensus berechnete Anzahl an Öl- und Gasheizungen verwendet.

Um diese Heizungsanlagen zum Lastmanagement durch Power2Heat nutzen zu können, wäre eine nachträgliche Installation eines Warmwasserspeichers im Zulauf oder eines Durchlauferhitzers im Rücklauf möglich. Die installierbare Leistung ist dabei abhängig von der Größe der Heizungsanlage. Für den Warmwasserspeicher liegt sie in der Größenordnung wie für eine elektrische Warmwasserbereitung. Dies entspricht rund 300 l in Ein- und Zweifamilienhäusern und 100 l pro Wohnung im Mehrfamilienhaus. Diese Größen würden dem Lastmanagement durch Power2Heat vollständig zur Verfügung stehen.

Der Bestand an Öl- und Gasheizungen nimmt nach /SHE-01 13/ noch bis 2020 leicht zu. Danach werden sie aber zunehmend durch andere Heizungstechnologien wie zum Beispiel Wärmepumpen ersetzt (siehe Tabelle 4-5). Das theoretische Potenzial für hybride Heizsysteme entspricht dem Wärmebedarf aller hier erfassten Gebäude. In /ETV-01 12/ wird dieses auf 100 GW geschätzt.

Bestand und Entwicklung von Mikro-KWK-Anlagen

Die Zahl der in Deutschland installierten Mikro-KWK-Anlagen wird auf 30.000 Stück geschätzt, wovon sich rund 9.000 Anlagen in Wohnhäusern befinden /DWE-01 13/. Etwa 4.000 Stück besitzen eine installierte Leistung von 1 kW, die restlichen rund 5 kW. Dabei werden die kleineren Anlagen vermehrt in Ein- und die größeren vermehrt in Mehrfamilienhäusern installiert. Aus /VDE-03 12/ ergibt sich eine durchschnittliche Speichergröße für Ein- (EFH) und Mehrfamilienhäuser (MFH) von ca. 650 Litern bzw. 2.300 Litern. Somit kann die installierte Speichergröße von Heizsystemen mit Mikro-KWK-Anlagen abgeschätzt werden. **Tabelle 4-8** fasst die angenommenen Größen zusammen.

Tabelle 4-8: Anzahl von Mikro-KWK-Anlagen, elektrische Anlagenleistung und zugehörige Speichergröße

Gebäudetyp	Anlagenzahl	el. Leistung in kW	Gesamt el. Leistung in kW	Speichergröße in Liter	Gesamtspeicher in Liter	Speicherkapazität MWh
EFH	4.000	1	4.000	650	11,5 Mio.	100
MFH	5.000	5	25.000	2.300	2,6 Mio.	460
Gesamt	9.000		29.000		14,1 Mio.	560

Die Gesamtspeichergröße von Mikro-KWK-Systemen beträgt in Deutschland ca. 14 Mio. Liter. Das Volumen entspricht bei einer Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf von 35 K einer Kapazität von 559 MWh. Eine vergleichbare Speichergröße wurde allein von der Energieversorgung Schwerin GmbH (13.600 m³) errichtet. Zahlreiche weitere Fernwärmespeicher in ähnlichen Größenordnungen sind bereits installiert und geplant. Bei einer Nachrüstung mit einem direkt elektrischen Heizer könnte ein gewisser Teil dieses Speichers dazu genutzt werden mittels Power2Heat Strom in Form von Wärme im privaten Haushalt zu speichern. Bei einer stromgeführten Fahrweise ist zudem die Ab- oder Zuschaltung (negative und positive Flexibilität) der Mikro-KWK-Anlagen möglich. Die Entwicklung der Mikro-KWK-Anlagen im Referenz-Szenario wird aus /DELT-01 12/ übernommen (siehe **Tabelle 4-9**).

Bestand und Entwicklung von solarthermischen Anlagen

Die Anzahl an Solarthermieanlagen nimmt in diversen Statistiken und Prognosen (z.B. /SHE-01 13/, /DELT-01 12/ und /BSW-04 12/) bis 2030 stetig zu. Für das Referenzszenario wurden die Ausbauzahlen aus /SHE-01 13/ verwendet (siehe **Tabelle 4-9**).

Bestand und Entwicklung von hybriden Heizsystemen

Für eine Umrüstung zu einem hybriden Heizsystem stehen grundsätzlich alle in diesem Kapitel vorgestellten Heizungssysteme zur Verfügung. Die Anzahl der umgerüsteten Systeme kann Berichtsteil 2 Kapitel 4 entnommen werden. In **Tabelle 4-9** sind der Anlagenbestand und die mögliche Entwicklung der verschiedenen Technologien zusammengefasst. Der aktuelle Anlagenbestand und das Referenzszenario wurden bereits vorgestellt.

Im Minimalszenario wird von einem jährlichen Rückgang der Öl- und Gasheizungen und der elektrischen Warmwasserbereitung von 1 % ausgegangen. Für die Entwicklung der Solarthermieanlagen wurde bezüglich der Anlagenanzahl die Hälfte des Ausbaus des Referenz-Szenarios angenommen. Die Entwicklung der Mikro-KWK-Anlagen wird auf Basis von /DELT-01 12/ berechnet.

Im Maximalszenario wird von einer jährlichen Zunahme der Öl- und Gasheizungen von 1 % und einer Stagnation der Anlagenzahl zur elektrischen Warmwasserbereitung ausgegangen. Die Entwicklung der Mikro-KWK-Anlagen wird auf Basis von /DELT-01 12/ berechnet. Für die Entwicklung der Solarthermieanlagen wurde der doppelte Ausbau des Referenz-Szenarios angenommen.

Tabelle 4-9: *Anlagenanzahl der hybriden Heizsysteme in den betrachteten Szenarien. Eigene Berechnungen (siehe vorangegangene Kapitel) auf Basis von /SHE-01 13/, /DELT-01 12/, /BSW-04 12/ und /DESTATIS-04 13/.*

Szenario	Jahr	Öl- und Gasheizungen	Mikro-KWK	Solarthermie	Elektrische Warmwasser-Bereitung
Referenz-Szenario	2010/2011	15,5 Mio.	9.000	1,7 Mio.	1,7 Mio.
	2015	15,6 Mio.	12.000	2,3 Mio.	1,7 Mio.
	2020	15,6 Mio.	34.000	3,0 Mio.	1,7 Mio.
	2025	15,5 Mio.	84.000	3,8 Mio.	1,7 Mio.
	2030	15,4 Mio.	168.000	4,5 Mio.	1,6 Mio.
Minimal-Szenario	2010/2011	15,5 Mio.	9.000	1,7 Mio.	1,7 Mio.
	2015	14,9 Mio.	10.000	2,0 Mio.	1,7 Mio.
	2020	14,2 Mio.	21.000	2,3 Mio.	1,6 Mio.
	2025	13,5 Mio.	46.000	2,7 Mio.	1,5 Mio.
	2030	12,8 Mio.	88.000	3,1 Mio.	1,4 Mio.
Maximal-Szenario	2010/2011	15,5 Mio.	9.000	1,7 Mio.	1,7 Mio.
	2015	16,1 Mio.	15.000	2,9 Mio.	1,7 Mio.
	2020	17,0 Mio.	58.000	4,4 Mio.	1,7 Mio.
	2025	17,8 Mio.	159.000	5,9 Mio.	1,7 Mio.
	2030	18,7 Mio.	326.000	7,4 Mio.	1,7 Mio.

Lastgang

Heizsysteme, die über einen Heizkessel ohne gekoppelte Kraft-Wärme-Erzeugung verfügen, weisen keinen elektrischen Lastgang auf. Die Leistung des Referenzlastgangs liegt konstant bei null. Heizsysteme, die über eine gekoppelte Kraft-Wärme-Erzeugung verfügen, können wärme- oder stromgeführt betrieben werden. Eine detaillierte Betrachtung von KWK-Systemen erfolgte in Kapitel 3.

Durch die Erweiterung mit einem elektrischen Heizer entsteht ein hybrides System mit einer flexiblen elektrischen Last.

4.3.5.4 Elektrische Warmwasseraufbereitung

Im Mikrozensus 2010 wurden 6,9 Mio. Haushalte mit einer ausschließlich elektrischen Warmwasseraufbereitung ausgewiesen /DESTATIS-01 12/. Die durchschnittliche Speichergröße im Ein- und Zweifamilienhaus (ZFH) wird auf 300 Liter und in einem Mehrfamilienhaus auf 100 Liter pro Wohnung geschätzt /VDE-03 12/. Bezogen auf die Gesamtwohnungsanzahl ergibt sich die Verteilung wie in **Tabelle 4-10** gezeigt. Eventuelle Unterschiede in der Verteilung auf die verschiedenen Gebäudeklassen werden dabei nicht berücksichtigt.

Tabelle 4-10: *Verteilung der Wohneinheiten (WE) auf die Gebäudeklassen*

Gebäudetyp	Anzahl WE	Anteil
EFH	16,7 Mio	41 %
ZFH	1,9 Mio.	5 %
MFH	21,7 Mio.	54 %
Gesamt	40,3 Mio.	

Über den Anteil am Gesamtbestand kann die Anzahl der Haushalte mit elektrischer Warmwasserbereitung pro Gebäudeklasse berechnet werden. Nach /UNIKA-01 05/ beträgt der Anteil der Durchlauferhitzer an der Gesamtanzahl 75 %. Da sich diese Systeme nicht zur Lastflexibilisierung eignen, können lediglich 25 % der Anlagen zum flexiblen Betrieb eingesetzt werden. Mit der geschätzten Speichergröße in den Gebäudeklassen kann die vorhandene Gesamtspeichergröße für Deutschland ermittelt werden. Eine Übersicht über die ermittelten Werte bietet **Tabelle 4-11**.

Tabelle 4-11: *Anzahl der privaten Haushalte (pHH) mit elektrischer Warmwasserbereitung (WWB) und Wasserspeicher bzw. geschätzte Speichergrößen*

Gebäudetyp	Anzahl pHH mit elektr. WWB und Wasserspeicher	Speichergröße pro Wohnung in Liter	Gesamt-speicher in Mio. Liter	Speicher-kapazität in MWh
WE in EFH	709.000	300	213	12.600
WE in ZFH	83.000	300	25	1.400
WE in MFH	924.000	100	92	5.500
Gesamt	1.716.000		330	19.500

4.3.6 Betriebskosten und Investitionen

Da die wesentlichen Komponenten zur Lastflexibilisierung bereits vorhanden sind, (bspw. Wärmepumpe oder elektrische Speicherheizung etc.) wird zur Erschließung der Potenziale lediglich Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) benötigt. Die informationstechnische Vernetzung der Einzelanlagen zu einem Pool wird in Kapitel 2.2 untersucht.

Für IKT-Kosten, die mit dem Speicherbetrieb in Haushalten verbunden sind, werden für da Jahr 2030 spezifische Investition von 220 Euro je Zähler, sowie Betriebskosten von 42 Euro pro Jahr angesetzt.

Für die Nachrüstung eines hybriden Heizsystems fallen weitere Investitionen an. Moderne Pufferspeicher besitzen für den Einbau eines Heizstabes eine Anschlussmuffe. Die spezifische Investition des Heizstabes beträgt je nach Größe ca. 20 - 100 €/kW.

4.3.7 Zusammenfassung

Ein technisches Potenzial der privaten Haushalte zum Lastmanagement durch Power2Heat existiert bereits durch Wärmepumpen, Nachtspeicherheizungen und Anlagen zur elektrischen Warmwasserbereitung. Um dieses zu nutzen, müssen die installierten Heizungsanlagen zum Teil mit IKT nachgerüstet werden.

Die Höhe des Potenzials ist stark temperaturabhängig. Je wärmer es ist, desto geringer ist der Wärmebedarf und somit die abschaltbare Leistung. Nur an kalten Tagen ist die Abschaltung einer großen Last möglich. Zur Bewertung ist daher eine Übersicht über die Häufigkeit der einzelnen Temperaturen und der Anzahl der Heiztage in einem Jahr nötig. In **Abbildung 4-15** (links) ist die Häufigkeit von TAQ im Testreferenzjahr (TRY) der TRY-Region 13 (in Südostdeutschland) des Deutschen Wetterdienstes dargestellt. Erkennbar ist, dass nur an wenigen Tagen im Jahr die Tagesäquivalenztemperatur unter $-2,5\text{ °C}$ liegt. Die Anzahl der Heiztage ist nach /IWU-01 12/ in **Abbildung 4-15** (rechts) dargestellt, demnach ist das Power2Heat-Potenzial aufgrund klimatischer Kriterien regional unterschiedlich. Während bspw. im Rheingraben nur an rund 250 Tagen geheizt werden muss, sind es in Oberbayern bis zu 310 Tage.

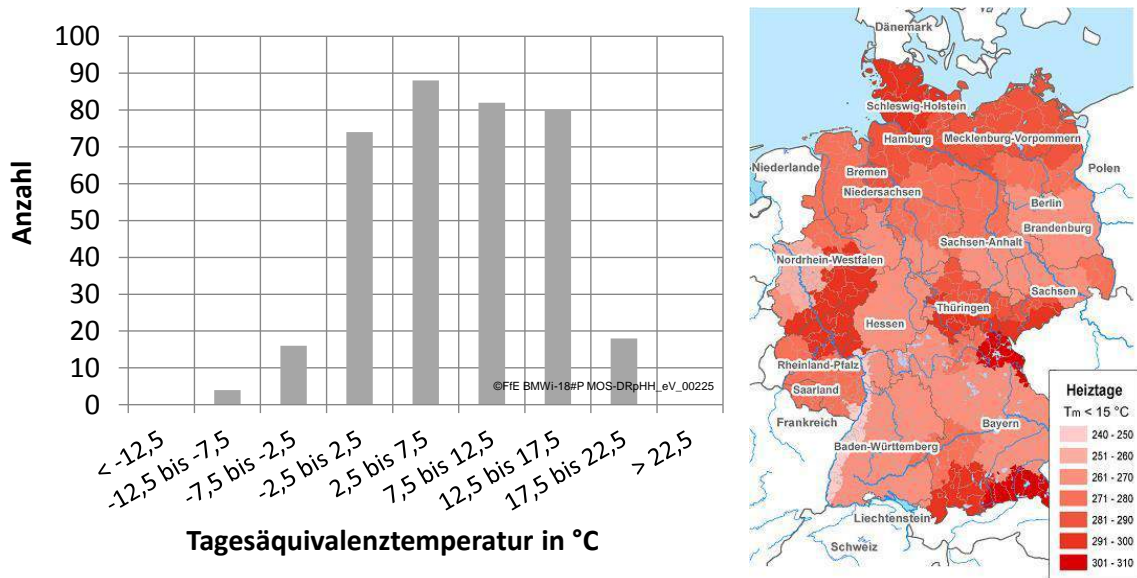


Abbildung 4-15: Häufigkeit der Tagesäquivalenztemperaturen im Referenzjahr (links) und Anzahl der Heiztage in Deutschland nach /IWU-01 12/ (rechts)

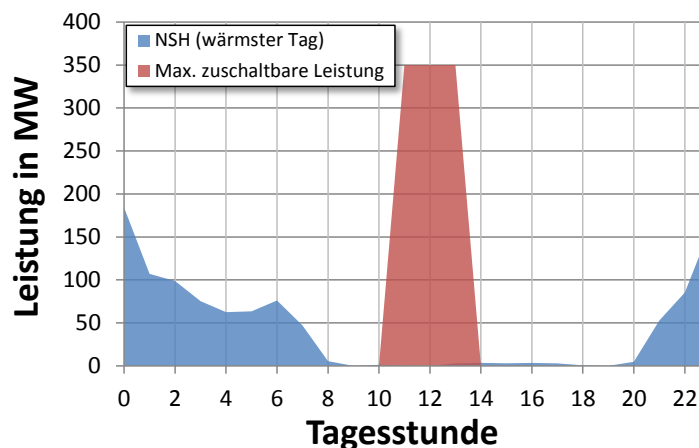
Tabelle 4-12 zeigt die berechnete maximal ab- und zuschaltbare Leistung für den wärmsten und kältesten Tag eines Jahres für die verschiedenen Technologien.

Tabelle 4-12: *Maximal ab- bzw. zuschaltbare Leistung der verschiedenen Technologien*

	Tpytag	Max. abschaltbare Leistung	Min. abschaltbare Leistung	Max. zuschaltbare Leistung (+Dauer)	Min. zuschaltbare Leistung
		MW _{el}	MW _{el}	MW _{el}	MW _{el}
NSH	kältester Tag	9.400	29	9.400 (8 h)	0
	wärmster Tag	180	0	350 (3 h)	31
WP	kältester Tag	990	660	320 (67 h)	0
	wärmster Tag	18	8	120 (3 h)	10
Hybride Heizsysteme	kältester Tag	0	0	110.000 (21 h)	71.000
	wärmster Tag	0	0	110.000 (3 h)	10.000
KWK	kältester Tag	29	18	11 (8 h)	0
	wärmster Tag	4	2	27 (3 h)	25
EI. WWB	kältester Tag	500+x	500	7.400 (3 h)	500
	wärmster Tag	500+x	500	7.400 (3 h)	500

Nachfolgend wird die Berechnung der Werte erläutert. Für Nachtspeicherheizungen, Wärmepumpen und KWK-Anlagen entspricht die maximal abschaltbare Leistung am kältesten Tag dem Maximum des Jahreslastgangs. Für KWK-Anlagen entspricht dies beispielsweise der installierten Leistung von 29 MW_{el}. Für den wärmsten Tag wird das Tagesmaximum des Lastgangs ermittelt. Für hybride Heizsysteme (mit Öl- und Gasheizungen) wird keine abschaltbare Leistung definiert, da davon ausgegangen wird, dass derzeit kein Potenzial für eine Abschaltung vorhanden ist. Die minimal abschaltbare Leistung ergibt sich aus dem absoluten Minimum des Jahreslastgangs (wärmster Tag) und dem Tagesminimum des kältesten Tages.

Bezüglich der Berechnung der maximal zuschaltbaren Leistung wird die Annahme getroffen, dass die Power2Heat-Systeme am wärmsten Tag den Tagesenergiebedarf in drei Stunden bereitstellen können (siehe **Abbildung 4-16**). Am kältesten Tag entspricht die maximal zuschaltbare Leistung bei Nachtspeicherheizungen, Wärmepumpen und KWK-Anlagen der Differenz aus maximal und minimal abschaltbarer Leistung.

**Abbildung 4-16:** *Maximal zuschaltbare Leistung am Beispiel der Nachtspeicherheizungen*

Die elektrische Warmwasserbereitung erfordert eine gesonderte Betrachtung. Die maximal zuschaltbare Leistung von 7.400 MW wird über die Anzahl der Anlagen und eine gewählte Heizleistung berechnet. Dabei wird die Heizleistung so gewählt, dass der Speicher in drei Stunden vollständig beladen werden kann. Daraus ergeben sich Heizleistungen von 7 kW für Einfamilienhäuser bzw. 14 kW für Zweifamilienhäuser und 2 kW für Wohneinheiten in Mehrfamilienhäusern. Für die restlichen Werte wird ein gleichmäßiger Verbrauch des Warmwassers über das Jahr angenommen. So ergibt sich ein durchschnittlicher Verbrauch von 500 MW.

Zu erkennen ist, dass das Abschaltpotenzial mit steigender Temperatur sinkt. Die berechneten maximalen Abschaltpotenziale sind zudem für Nachtspeicherheizungen deutlich höher als für Wärmepumpen. Dies ist auf die folgenden Unterschiede zurückzuführen:

- höhere Effizienz der Wärmepumpe
- Betriebsweise (Verlauf der Lastprofile)
- Anlagenanzahl

Allerdings kann durch Wärmepumpen zu jedem Zeitpunkt Last reduziert werden, wenn Heizwärmebedarf vorhanden ist. Wird bei elektrischen Speicherheizungen nach dem bisherigen Lastprofil geheizt, gibt es Stunden, zu denen keine Last benötigt wird und somit auch keine Lastreduzierung möglich ist. Am kältesten Tag ist deshalb der Unterschied zwischen maximal und minimal abschaltbarer Leistung bei Nachtspeicherheizungen (9.400 MW zu 29 MW) deutlich größer als bei Wärmepumpen (990 MW zu 660 MW). Die maximale Speicherkapazität von Nachtspeicherheizungen beträgt ca. 41 GWh_{el}, die der Wärmepumpen 1,9 GWh_{el}.

Für die Flexibilisierung von Nachtspeicherheizungen ergeben sich zusammenfassend die in **Tabelle 4-13** dargestellten technoökonomischen Kennwerte.

Tabelle 4-13: *Technoökonomische Kennwerte für Lastflexibilisierung in privaten Haushalten mit Nachtspeicherheizungen*

Kategorie	Kennwert	Wert			
		2015	2020	2025	2030
(1) Technische Kennwerte (je Speicher-system)	Nutzungsgrad	Der Nutzungsgrad der Lastverschiebung beträgt 100 %			
	Zeitliche Speicherverluste	50 % nach 16 h. Diese Abstrahlverluste können jedoch genutzt werden.			
	Lebensdauer	IKT: 15 Jahre			
	Aktivierungszeit	< 5 min (Annahme)			
	Leistungsgradient	Ca. 10%/min im Pool			
	Be- und Entladeleistung	Maximal ca. 20 kW _{el} pro Haushalt Typisch ca. 10 kW _{el}			
	Speicherkapazität	10 – 60 kWh (Einzelraumheizungen)			
	Be-/Entladedauer bzw. Abrufdauer	ca. 0,5-3 h			
	Speicherdauer	Werden aufgrund der thermischen Verluste maximal als Tagesspeicher betrieben.			
(2) Potenzial (für DE)	Verfügbares Potenzial*	41 GWh _{el} (am kältesten Tag) 9 GWh _{el} (Maximallast)	33 GWh _{el} 7,3 GWh _{el}	25 GWh _{el} 5,6 GWh _{el}	17 GWh _{el} 3,9 GWh _{el}
	Räumliche Verfügbarkeit	In diesem Teilprojekt werden Nachtspeicherheizungen in privaten HH betrachtet. Die räumliche Verteilung erfolgt auf Grundlage des Mikrozensus.			
	Zeitliche Verfügbarkeit	Insgesamt ca. 3.000 h (der saisonale Verlauf des Wärmebedarfs wird berücksichtigt; kleiner als KWK mit Wärmespeicher, da das FW-Netz eine vergleichmäßigte Last aufweist). Auf Basis des Lastgangs einer Nachtspeicherheizung können Vollbenutzungstunden von ca. 600 h/a abgeleitet werden. Weitere Annahme: zeitliche Korrelation zwischen Bedarf der Einsatzoption und zeitlicher Verfügbarkeit des Speichers von 0,5.			
(3) Kosten	Investitionen*	IKT: 355 € je Anschluss	IKT: 310 € je Anschluss	IKT: 265 € je Anschluss	IKT: 220 € je Anschluss
	Betriebskosten*	IKT: 67 € je Anschluss und Jahr	IKT: 59 € je Anschluss und Jahr	IKT: 50 € je Anschluss und Jahr	IKT: 42 € je Anschluss und Jahr

*lineare Interpolation für die Jahre 2020 und 2025

Im Gegensatz zu den Nachtspeicherheizungen wird für die Flexibilisierung von Wärmepumpen von einem steigenden Potenzial ausgegangen. Die dazugehörigen technoökonomischen Kennwerte sind in **Tabelle 3-7** zusammengefasst.

Tabelle 4-14: *Technoökonomische Kennwerte für Lastflexibilisierung in privaten Haushalten mittels Wärmepumpen*

Kategorie	Kennwert	Wert			
		2015	2020	2025	2030
(1) Technische Kennwerte (je Speichersystem)	Nutzungsgrad	Der Nutzungsgrad der Lastverschiebung beträgt 100 %			
	Zeitliche Speicherverluste	ca. 0,3 %/h (bei einem Wärmespeicher mit folgenden Daten: $\lambda = 0,04 \text{ W/(m}^2\text{K)}$, Dicke d. Dämmung 10 cm, U-Wert = $0,37 \text{ W/(m}^2\text{K)}$, $V = 500 \text{ l}$, Temp.diff. = 40 K)			
	Lebensdauer	IKT: 15 Jahre			
	Aktivierungszeit	< 5 min (Annahme)			
	Leistungsgradient	Wird durch den Leistungsgradienten des Pools begrenzt (vgl. Nachtspeicherheizungen).			
	Be- und Entladeleistung	1 – 10 kW _{el} (1 kW _{el} für EFH, und 10 kW _{el} für MFH) → typische Anlage für Berechnung: 3 kW _{el}			
	Speicherkapazität	Beladeleistung multipliziert mit Faktor 2 (Speicher kann 2 h Wärmeversorgung übernehmen → vertraglich vereinbarte Sperrzeit)			
	Be-/Entladedauer bzw. Abrufdauer	2 h			
	Speicherdauer	Die Speicherdauer beträgt aufgrund der thermischen Verluste nur wenige Tage.			
(2) Potenzial (für DE)	Verfügbares Potenzial*	2 GWh _{el} 1 GW _{el}	3 GWh _{el} 1,5 GW _{el}	4 GWh _{el} 1,9 GW _{el}	5 GWh _{el} 2,4 GW _{el}
	Räumliche Verfügbarkeit	Es wird angenommen, dass die Verteilung der nicht geförderten Wärmepumpen gleich der der geförderten Wärmepumpen ist.			
	Zeitliche Verfügbarkeit	Insgesamt ca. 3.000 h (Der saisonale Verlauf des Wärmebedarfs wird berücksichtigt; kleiner als KWK mit Wärmespeicher, da das FW-Netz eine vergleichmäßigte Last aufweist.) Bei derzeitiger Auslegung werden die Wärmepumpen oft in Vollast betrieben, daher die Annahme, dass diese nur in der Hälfte der Stunden (1.500 h) verschiebbar sind. Es können Vollbenutzungsstunden von ca. 2.000 h/a über die insgesamt aufgenommene Energie und die Maximallast eines beliebigen Landkreises abgeleitet werden. Weitere Annahme: zeitliche Korrelation zwischen Bedarf der Einsatzoption und zeitlicher Verfügbarkeit des Speichers von 0,25.			
(3) Kosten	Investitionen*	IKT: 355 € je Anschluss	IKT: 310 € je Anschluss	IKT: 265 € je Anschluss	IKT: 220 € je Anschluss
	Betriebskosten*	IKT: 67 € je Anschluss und Jahr	IKT: 59 € je Anschluss und Jahr	IKT: 50 € je Anschluss und Jahr	IKT: 42 € je Anschluss und Jahr

*lineare Interpolation für die Jahre 2020 und 2025

Tabelle 4-15: *Technoökonomische Kennwerte für hybride Heizsysteme*

Kategorie	Kennwert	Wert (Power2Heat)			
		2015	2020	2025	2030
(1) Technische Kennwerte (je Speicher-system)	Nutzungsgrad	Der Nutzungsgrad der Umwandlung ist > 99 %			
	Zeitliche Speicherverluste	Keine Verluste bei der Speicherung der substituierten Brennstoffe.			
	Lebensdauer	50 a (vgl. Power2Heat)			
	Aktivierungszeit	< 5 min (Annahme)			
	Leistungsgradient	3,3 %/s (vgl. Power2Heat)			
	Be- und Entladeleistung	Ca. 10 kW _{el} (vgl. Nachtspeicherheizungen)			
	Speicherkapazität	Wird durch die Größe der Halde für den vermiedenen Brennstoffeinsatz bestimmt.			
	Beladedauer	Ca. 1,7 h (10 kW Heizschwert, 300 l Speicher, Temperaturdifferenz = 50 K (10 °C → 60 °C))			
	Speicherdauer	> 1 Monat: Durch Strombezug vermiedener Brennstoff kann auf Halden / in Gasspeichern zwischengelagert werden.			
(2) Potenzial (für DE)	Verfügbares Potenzial (Deutschland)	100 GW			
	Räumliche Verfügbarkeit	Ein Potenzial besteht in allen Haushalten mit Heizkesseln.			
	Zeitliche Verfügbarkeit	Insgesamt ca. 3.000 h (vgl. Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen). Es können Vollbenutzungsstunden von ca. 1.500 über den Raumwärmebedarf einer typischen Wohneinheit und die Nennleistung des Heizstabs abgeleitet werden. Weitere Annahme: zeitliche Korrelation zwischen Bedarf der Einsatzoption und zeitlicher Verfügbarkeit des Speichers von 0,5.			
(3) Kosten	Investitionen	Heizschwert: 20-100 €/kW (größenabhängig) → ca. 60 €/kW (Mittelwert)			
		IKT*: 355 € je Anschluss	IKT*: 310 € je Anschluss	IKT*: 265 € je Anschluss	IKT*: 220 € je Anschluss
	Betriebskosten	Heizschwert: 0,1 % der Investitionen/a (annähernd wartungsfrei)			
		IKT*: 67 € je Anschluss und Jahr	IKT*: 59 € je Anschluss und Jahr	IKT*: 50 € je Anschluss und Jahr	IKT*: 42 € je Anschluss und Jahr

*lineare Interpolation für die Jahre 2020 und 2025

4.4 Mögliche Einsatzoptionen

Hier werden die Einsatzoptionen für die Lastflexibilisierung von Power2Heat in privaten Haushalten aus System- und Akteurssicht abgeleitet. Dafür werden die Anforderungen der Einsatzoptionen (vgl. Ergebnisbericht) den technoökonomischen Kennwerten der Speichertechnologie gegenübergestellt werden.

4.4.1 Systemsicht

Aufgrund der thermischen Speicherverluste und der typischerweise vorliegenden Beschränkung des Speichervolumens, welche durch den Platzbedarf der Speicher bedingt ist, ist die Flexibilisierung von Power2Heat in privaten Haushalten für die langfristige Speicherung nicht geeignet. Zudem wird die Bereitstellung von Primärregelleistung aufgrund der Ansprechzeit ausgeschlossen. Der Bedarf an gesicherter Leistung kann reduziert werden, wenn die Anlagen ihren untertägigen Strombezug in die Nacht verlagern könnten. Nachtspeicherheizungen werden jedoch ohnehin während der Nacht geladen und Wärmepumpen sind typischerweise so ausgelegt, dass diese bei niedrigen Temperaturen bis auf die Sperrzeiten durchlaufen, um den Wärmebedarf decken zu können. Somit können diese Anlagen den Bedarf an gesicherter Leistung nicht reduzieren.

Tabelle 4-16: *Identifikation relevanter Einsatzoptionen für die Flexibilisierung von Power2Heat (Wärmepumpe oder Nachtspeicherheizung) in privaten Haushalten aus Systemsicht*

Einsatzoption	Eignung	Relevanz	Kommentar
Lastglättung	x	x	---
Integration überschüssiger gesetzter Einspeisung	nicht geeignet	nicht relevant	Die Flexibilisierung von Power2Heat in Haushalten wird aufgrund thermischer Verluste sowie begrenztem Speichervolumen nur als Tagesspeicher eingesetzt.
Ausgleich des erkannten Prognosefehlers	x	x	---
Redispatch	x	x	---
Vermeiden von Einspeisemanagement	x	x	---
Bereitstellung von Primärregelleistung (PRL)	nicht geeignet	nicht relevant	Eine Aktivierungszeit von weniger als 30 s ist für virtuelle Kraftwerke mit einer großen Anlagenzahl nicht gewährleistet.
Bereitstellung von Sekundärregelleistung (SRL)	x	x	---
Bereitstellung von Minutenreserve (MRL)	x	x	---
Bereitstellung gesicherter Leistung	nicht geeignet	nicht relevant	Eine verstärkte Verlagerung des Strombedarfs in die Nachtstunden ist bei aktueller Auslegung der Anlagen nicht möglich.

Für hybride Heizsysteme mit Power2Heat ergeben sich wie für Power2Heat in Fernwärmenetzen (vgl. Kapitel 3.4) die in **Tabelle 4-17** dargestellten Einsatzoptionen.

Tabelle 4-17: *Identifikation relevanter Einsatzoptionen für hybride Heizsysteme aus Systemsicht*

Einsatzoption	Eignung	Relevanz	Kommentar
Lastglättung	x	x	---
Integration überschüssiger gesetzter Einspeisung	x	x	Power2Heat im Sinne eines virtuellen Power2Gas (Einsparen von Erdgas durch Einsatz von Strom) ist für die langfristige Speicherung einsetzbar.
Ausgleich des erkannten Prognosefehlers	x	x	---
Redispatch	x	x	Durch Erhöhung der Bezugsleistung für das Vermeiden der Reduktion von Wirkleistungseinspeisung geeignet. Eine Absenkung der Bezugsleistung erfordert einen kontinuierlichen Teillastbetrieb und wird daher ausgeschlossen.
Vermeiden von Einspeisemanagement	x	x	---
Bereitstellung von Primärregelleistung (PRL)	nicht geeignet	nicht relevant	PRL muss gleichzeitig in positiver und negativer Richtung angeboten werden. PRL erfordert daher einen kontinuierlichen Teillastbetrieb und wird daher ausgeschlossen.
Bereitstellung von Sekundärregelleistung (SRL)	x	x	Nur negative SRL. Positive SRL erfordert einen kontinuierlichen Betrieb und wird daher ausgeschlossen.
Bereitstellung von Minutenreserve (MRL)	x	x	Nur negative MRL. Positive MRL erfordert einen kontinuierlichen Betrieb und wird daher ausgeschlossen.
Bereitstellung gesicherter Leistung	nicht geeignet	nicht relevant	Aus Sicht der Stromversorgung ist Power2Heat nur ein zusätzlicher Verbraucher und stellt keine zusätzliche elektrische Erzeugungskapazität bereit. Der Einsatz von Power2Heat für die Glättung der Residuallast fällt unter die Einsatzoption ‚Lastglättung‘.

4.4.2 Akteurssicht

Die Flexibilisierung von Wärmepumpen und Nachtspeicherheizung ist aus Akteurssicht für die Bereitstellung von Sekundärregelleistung, die Bereitstellung von Minutenreserve und die Teilnahme am kurzfristigen Stromhandel (Day-Ahead und Intraday) als relevante Speichertechnologie zu sehen (vgl. **Tabelle 4-18**). Voraussetzung dafür stellt ein Zusammenschluss einer Vielzahl an Anlagen dar. Die dafür entstehenden Kosten fließen entsprechend in die Berechnung der Rentabilitätsindizes mit ein.

Für die Bereitstellung von Primärregelleistung wurde die Flexibilisierung von Power2Heat in privaten Haushalten hingegen als nicht geeignet klassifiziert. Dies ist darauf zurückzuführen, dass für die Bereitstellung der Zusammenschluss vieler Anlagen zu einem Speicherpool nötig wäre und die Aktivierungszeit von unter 30 Sekunden von diesem Speicherpool nicht erreicht werden kann.

Tabelle 4-18: *Identifikation relevanter Einsatzoptionen für die Flexibilisierung von Power2Heat (Wärmepumpe oder Nachtspeicherheizung) in privaten Haushalten aus Akteurssicht*

Einsatzoption	Betrachtung	Eignung	Relevanz	Kommentar
Einhaltung von Lieferverpflichtungen	x	nicht geeignet	nicht relevant	Einsatzoption setzt Dauerbetrieb der Power2Heat Anlage voraus.
Optimierung der EEG-Vermarktung	x	nicht geeignet	nicht relevant	Einsatzoption bezieht sich auf reine Zwischenspeicherung von EEG-Strom.
Bereitstellung von Primärregelleistung (PRL)	x	nicht geeignet	nicht relevant	Eine Aktivierungszeit von weniger als 30 s ist für virtuelle Kraftwerke mit einer großen Anlagenzahl nicht gewährleistet.
Bereitstellung von Sekundärregelleistung (SRL)	x	x	x	---
Bereitstellung von Minutenreserve (MRL)	x	x	x	---
Teilnahme am Day-Ahead-Handel	x	x	x	---
Teilnahme am Intraday-Handel	x	x	x	---
Erhöhung des Eigenverbrauchs	x	nicht geeignet	nicht relevant	Korrelation zwischen Wärmebedarf in privaten Haushalten und Eigenerzeugung in privaten Haushalten nur sehr eingeschränkt vorhanden.
(Spitzen-) Lastmanagement	nicht betrachtet	nicht geeignet	nicht relevant	Einsatzoption richtet sich primär an Industriekunden.
Notstromversorgung	x	nicht geeignet	nicht relevant	Einsatzoption erfordert ununterbrochene Vorhaltung elektrischer Energie.

Die Einsatzoptionen für hybride Heizsysteme decken sich grundsätzlich mit den Einsatzoptionen für die Flexibilisierung von Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen (vgl. **Tabelle 4-19**). Bei der Bereitstellung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve kommt es jedoch zu der Einschränkung, dass Regelleistung nur in negative Richtung bereitgestellt werden kann. Eine Bereitstellung in positive Richtung würde voraussetzen, dass die Power2Heat Anlage kontinuierlich im Teillastbetrieb gefahren wird und wird daher ausgeschlossen.

Tabelle 4-19: *Identifikation relevanter Einsatzoptionen für hybride Heizsysteme aus Akteurssicht*

Einsatzoption	Betrachtung	Eignung	Relevanz	Kommentar
Einhaltung von Lieferverpflichtungen	x	nicht geeignet	nicht relevant	Einsatzoption setzt Dauerbetrieb der Power2Heat Anlage voraus.
Optimierung der EEG-Vermarktung	x	nicht geeignet	nicht relevant	Einsatzoption bezieht sich auf reine Zwischenspeicherung von EEG-Strom.
Bereitstellung von Primärregelleistung (PRL)	x	nicht geeignet	nicht relevant	PRL muss gleichzeitig in positiver und negativer Richtung angeboten werden. PRL erfordert daher einen kontinuierlichen Teillastbetrieb und wird daher ausgeschlossen.
Bereitstellung von Sekundärregelleistung (SRL)	x	x	x	Nur negative SRL. Positive SRL erfordert einen kontinuierlichen Teillastbetrieb und wird daher ausgeschlossen.
Bereitstellung von Minutenreserve (MRL)	x	x	x	Nur negative MRL. Positive MRL erfordert einen kontinuierlichen Teillastbetrieb und wird daher ausgeschlossen.
Teilnahme am Day-Ahead-Handel	x	x	x	---
Teilnahme am Intraday-Handel	x	x	x	---
Erhöhung des Eigenverbrauchs	x	nicht geeignet	nicht relevant	Korrelation zwischen Wärmebedarf in privaten Haushalten und Eigenerzeugung in privaten Haushalten nur sehr eingeschränkt vorhanden.
(Spitzen-) Lastmanagement	nicht betrachtet	nicht geeignet	nicht relevant	Einsatzoption richtet sich primär an Industriekunden.
Notstromversorgung	x	nicht geeignet	nicht relevant	Einsatzoption erfordert ununterbrochene Vorhaltung elektrischer Energie.

4.5 Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen

Im Folgenden wird zunächst die Wirtschaftlichkeit der Flexibilisierung von Power2Heat in privaten Haushalten aus System- und Akteurssicht dargestellt. Diese Betrachtung erfolgt gemäß der in Kapitel 1 beschriebenen Vorgehensweise. Weiterhin wird anhand einer Beispielrechnung aufgezeigt, unter welchen Voraussetzungen die Power2Heat-Technologien gegenüber einem Gasbrennwertkessel wirtschaftlich attraktiv werden.

4.5.1 Systemsicht

Rentabilitätsindizes

Tabelle 4-20 zeigt, dass für die Flexibilisierung von Power2Heat in privaten Haushalten nur für wenige der als relevant identifizierten Einsatzoptionen ein (eingeschränktes) Kostenreduktionspotenzial gegeben ist.

Tabelle 4-20: *Kostenreduktionspotenzial (Rentabilitätsindizes) der Flexibilisierung von Power2Heat in privaten Haushalten für die Einsatzoptionen aus Systemsicht*

Einsatzoption	Rentabilitätsindex (RI)*		
	Nachtspeicher- heizung	Wärmepumpe	Hybrides Heizsystem (mit Power2Heat)
Lastglättung und Ausgleich des erkannten Prognosefehlers	-0,28	-0,64	-0,44
Integration überschüssiger gesetzter Einspeisung**			0,08
Redispatch: Erhöhung der Wirkleistung	-0,71	-0,86	
Redispatch: Vermeiden der Reduktion der Wirkleistung	-0,35	-0,68	-0,45
Vermeiden von Einspeisemanagement	-0,91	-0,95	-0,92
Bereitstellung von negativer Sekundärregelleistung (nSRL)	-0,12	-0,56	0,70
Bereitstellung von positiver Sekundärregelleistung (pSRL)	-0,45	-0,73	
Bereitstellung von negativer Minutenreserve (nMRL)	-0,61	-0,80	-0,24
Bereitstellung von positiver Minutenreserve (pMRL)	-0,94	-0,97	

* Die thermischen Speicherverluste werden in diesem Rentabilitätsindex nicht berücksichtigt, da im Falle von Nachtspeicherheizungen die Abstrahlverluste teilweise genutzt werden können und die Verluste für die Wärmepumpen bei einem Einsatz als Tagesspeicher als gering zu bewerten sind.

** Derzeit noch kein Bedarf vorhanden, dem ausgewiesenen RI liegt der Bedarf im Jahr 2030 zugrunde. Diese Einsatzoption wird daher nicht in der Einordnung der Technologien in die Merit Order Matrix berücksichtigt.

Anwendungsportfolio

Für alle drei Power2Heat-Technologien wurde die Bereitstellung negativer SRL als Haupteinsatzoption identifiziert. Den höchsten Wert erzielt das hybride Heizsystem mit einem RI von 0,70. Der RI für die Flexibilisierung von Nachtspeicherheizungen beträgt -0,12. Bedingt durch die geringere zeitliche Verfügbarkeit ist der RI für die Wärmepumpe mit -0,56 der Geringste.

Das hybride Heizsystem kann neben der nSRL zudem bedingt für die Lastglättung, den Redispatch und zur Vermeidung von EinsMan-Maßnahmen eingesetzt werden. Dies führt nach Aufwertung zu einem RI von 0,80. Für die Flexibilisierung von

Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen ist neben der Bereitstellung von negativer SRL auch eine Bereitstellung positiver SRL möglich. Weiterhin kann bedingt zur Lastglättung, dem Redispatch und EinsMan beigetragen werden. Insgesamt ergibt sich daher eine Aufwertung des RI um 0,225 Punkte auf 0,10 bzw. -0,34.

4.5.2 Akteurssicht

Rentabilitätsindizes

In **Tabelle 4-21** sind die Rentabilitätsindizes aus Akteurssicht in Abhängigkeit der jeweiligen Einsatzoption aufgelistet. Da es sich bei allen drei Technologien um eine Flexibilisierung handelt, wurde im Rahmen der Berechnung überprüft, ob Gewinne durch eine Verschiebung des Ladezeitpunktes erreicht werden können. Es zeigt sich, dass dies bei der Bereitstellung negativer Sekundärregelleistung über alle drei Technologien hinweg möglich ist. Unterschiede in den Rentabilitätsindizes beruhen vor allem auf der verfügbaren Leistung, der maximalen Verfügbarkeit und auf den Kosten, die anfallen, wenn die Technologien nicht flexibilisiert betrieben werden. So wurde bei der Nachtspeicherheizung angenommen, dass für die Ladung auf einen entsprechenden Niedertarif zurückgegriffen werden kann, während dies bei Wärmepumpen und hybriden Heizsystemen nicht der Fall ist. Eine weitere Besonderheit, die sich auf den RI auswirkt besteht darin, dass Wärmepumpen oftmals bereits in maximaler Auslastung betrieben werden und die zeitliche Verfügbarkeit im Vergleich zu den anderen beiden Technologien somit eingeschränkt ist.

Tabelle 4-21: *Gewinnpotenzial (Rentabilitätsindizes) der Flexibilisierung von Power2Heat in privaten Haushalten aus Akteurssicht*

Einsatzoption	Rentabilitätsindex*		
	Nachtspeicherheizung	Wärmepumpe	Hybrides Heizsystem (mit Heizschwert)
Bereitstellung von negativer Sekundärregelleistung (nSRL)	0,20	-0,40	-0,57
Bereitstellung von positiver Sekundärregelleistung (pSRL)	-0,77	-0,88	
Bereitstellung von negativer Minutenreserve (nMRL)	-0,53	-0,76	-0,23
Bereitstellung von positiver Minutenreserve (pMRL)	-0,77	-0,88	
Teilnahme am kurzfristigen Stromhandel	-0,31	-0,66	-0,69

* Die thermischen Speicherverluste werden in diesem Rentabilitätsindex nicht berücksichtigt, da im Falle von Nachtspeicherheizungen die Abstrahlverluste teilweise genutzt werden können und die Verluste für die Wärmepumpen bei einem Einsatz als Tagesspeicher als gering zu bewerten sind.

Anwendungsportfolio

Bei allen drei Speichertechnologien ist es möglich, dass sie nicht nur eine Einsatzoption bedienen, sondern in einem Anwendungsportfolio betrieben werden. Neben der Bereitstellung negativer Sekundärregelleistung ist sowohl im Falle von Nachtspeicherheizungen als auch im Falle von Wärmepumpen eine Bereitstellung positiver Sekundärregelleistung möglich. Darüber hinaus kann sich die Betriebsweise beider Speichertechnologien noch bedingt an den aktuellen Preisentwicklungen des kurzfristigen Stromhandels orientieren. In Summe ergibt sich für beide Technologien ein Bonus von 0,15. Der RI für die Lastflexibilisierung in privaten Haushalten mit

Wärmepumpen liegt trotz Bonus bei -0,25 und damit im negativen Bereich. Der RI für die Lastflexibilisierung in privaten Haushalten mit Nachtspeicherheizungen erhöht sich hingegen auf 0,35.

Für Hybride Heizsysteme beschränkt sich das Anwendungsportfolio neben der Bereitstellung negativer Minutenreserve als Haupteinsatzoption auf die bedingte Teilnahme am kurzfristigen Stromhandel. Demnach wird der RI für die Lastflexibilisierung in privaten Haushalten mit hybriden Heizsystemen um 0,05 aufgewertet und beträgt -0,18.

4.5.3 Weiterführende Betrachtung

In einer Beispielrechnung soll gezeigt werden, unter welchen Bedingungen die Power2Heat-Technologien für den Verbraucher wirtschaftlich sind. Als Referenzsystem wird ein Gasbrennwertkessel mit einem auf den Heizwert bezogenen Wirkungsgrad von 100 % betrachtet. Der Gasbezugspreis von Haushaltskunden lag 2012 nach /BNETZA-04 12/ bei durchschnittlich 6,95 ct/kWh. Der Strompreis für die Power2Heat-Technologie (Nebentarif (NT)) wird mit 20 ct/kWh angenommen. Der durchschnittliche Haushaltsstrompreis lag 2012 für Kunden der Grundversorgung bei 26,61 ct/kWh /BNETZA-04 12/. Die Differenz der Strompreise kommt durch reduzierte Netzentgelte zustande.

Die Ergebnisse der Beispielrechnung sind **Tabelle 4-22** zu entnehmen. Es ist zu erkennen, dass Nachtspeicherheizungen und hybride Heizsysteme unter derzeitigen Rahmenbedingungen deutlich höhere Grenzkosten der Wärmebereitstellung (20 ct/kWh) verursachen als das Referenzsystem (6,95 ct/kWh). Das bedeutet, dass diese Power2Heat-Technologien erst ab einem Strompreis unterhalb des energiebezogenen Gaspreises attraktiv werden. Durch einen DayAhead- oder Intraday-Handel kann dies nicht erreicht werden, da wesentliche Strompreisbestandteile von dem Handel unbeeinflusst bleiben (Steuern und Abgaben). Lediglich Wärmepumpen können unter optimalen Bedingungen (hier: JAZ = 3,5) geringere Grenzkosten der Wärmebereitstellung als im Referenzsystem erreichen.

Tabelle 4-22: *Beispielrechnung zur Wirtschaftlichkeit von Power2Heat-Systemen*

Parameter	Referenzsystem	Vergleichssystem	
	Gasbrennwertkessel	Nachtspeicherheizung bzw. Hybrides Heizsystem	Wärmepumpe
Gas- bzw. Strompreis in ct/kWh	6,95	20	20
Wirkungsgrad / JAZ	1,0	1	3,5
Grenzkosten der Wärmebereitstellung in ct/kWh	6,95	20	5,7

5 Lastflexibilisierung in privaten Haushalten mit Haushaltsgeräten

Bearbeiter: Philipp Nobis, Florian Samweber

In Kapitel 4 wurde bereits die Lastflexibilisierung in privaten Haushalten mittels Power2Heat behandelt. In diesem Kapitel folgt die Ermittlung der Potenziale zur Lastflexibilisierung mit Haushaltsgeräten. Die Analyse von Speicherpotenzialen der Hausspeichersysteme folgt in Kapitel 6, die Potenziale welche sich durch gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen ergeben in Kapitel 11.

5.1 Stand der Technik und Entwicklungspotenzial

Im Bereich der Haushaltsgeräte gibt es derzeit noch keine gezielte Lastverschiebung zur Erfüllung energiewirtschaftlicher Zwecke. Auf Grund dessen hatten einige Forschungsprojekte in den vergangenen Jahren die detailliertere Untersuchung in der Praxis zum Ziel. Entwicklungspotenziale könnten im Rahmen der flächendeckenden Einführung von Smart Metern sowie im Zuge zunehmender Hausautomatisierung umgesetzt werden.

5.1.1 Pilotprojekte

In Deutschland wurden bereits erste Feldversuche zur Lastverschiebung in Haushalten durchgeführt bzw. sind derzeit in der Durchführung. Zwischen diesen Pilotprojekten sind Unterschiede für folgende Kenngrößen festzustellen:

- *Testpersonen je Feldversuch:* 46 bis über 1.000 Testpersonen
- *Zielsetzung:* Technikfunktionalität, Nutzerakzeptanz, Netzentlastung, Integration erneuerbarer Energien, variable Stromtarife
- *Automatisierungsgrad:* Automatische vs. manuelle Lastverschiebung durch den Nutzer
- *Strompreis-Visualisierungen:* Webinterface, StromAmpel, Smartphone

Eines der ersten Pilotprojekte war der Feldversuch Eckernförde, bei dem bereits von 1994 - 1996 variable Stromtarife zur Netzentlastung getestet wurden /FUE-01 97/.

Aktuell wurde das bisher größte Projekt: „E-Energy: IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft“ abgeschlossen /BAUM-04 13/. In den sechs Modellregionen eTelligence (EWE) /ENCT-01 12/, E-DeMa (RWE), MeRegio (EnBW), moma (MVV Energie), RegModHarz (E.ON) /IWES-01 09/ und SmartWatts (Aachen) wurden Analysen zu Lastverschiebungspotenzialen in privaten Haushalten durchgeführt. **Abbildung 5-1** (links) zeigt die verschiedenen Regionen und ihre Standorte in Deutschland. Jede Region hat sich entweder auf gewisse Teilbereiche spezialisiert oder, wie das MeRegio-Projekt von EnBW, das Zusammenspiel aller Schwerpunkte ermittelt (vgl. **Abbildung 5-1** rechts).

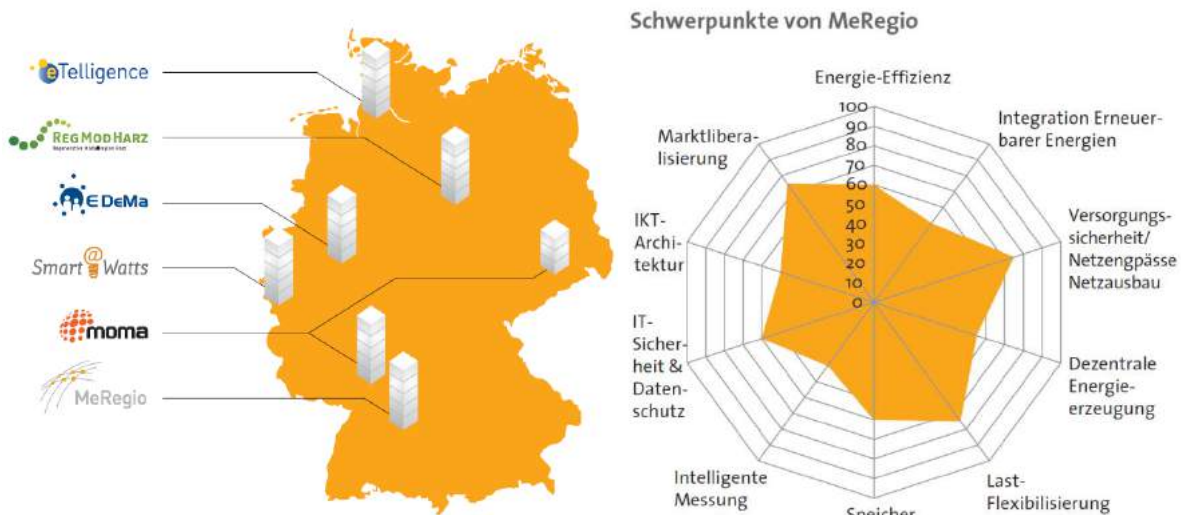


Abbildung 5-1: *E-Energy Modellregionen (links) und Schwerpunkte im MeRegio-Projekt (rechts) /BAUM-02 12/*

Darüber hinaus wurden in den vergangenen Jahren verschiedene kleinere Feldversuche durchgeführt, die die Untersuchung der Lastverschiebungspotenziale einzelner Haushaltsgeräte zum Ziel hatten.

5.1.2 Systembeschreibung: Funktionaler Stromspeicher mit Haushaltsgeräten

Haushaltsgeräte lassen sich in kontinuierlich verschiebbare Verbraucher (z.B. Kühlschränke) und diskret verschiebbare Verbraucher (z.B. Waschmaschinen) aufteilen /FFE-11 06/.

In der folgenden technoökonomischen Analyse der Lastverschiebungspotenziale von Haushaltsgeräten wird nur auf die elektrischen Großgeräte:

- Waschmaschine (diskret verschiebbar),
- Wäschetrockner (diskret verschiebbar),
- Spülmaschine (diskret verschiebbar) sowie
- Kühl und Gefriergeräte (kontinuierlich verschiebbar)

eingegangen. Diese sind laut E-Energy die Geräte mit dem höchsten Potenzial zur Lastverschiebung. Nicht verschiebbare Verbraucher wie elektrische Kochgeräte, Beleuchtung, Home-Entertainment-Systeme etc. werden dabei nicht betrachtet. Für die Potenziale im Bereich von Elektrofahrzeugen, Hausspeichersystemen und Heizungsgeräten wird an dieser Stelle auf die entsprechenden separaten Kapitel in diesem Bericht verwiesen.

5.1.2.1 Technische Realisierung

Die Lastverschiebung mit den hier betrachteten Haushaltsgeräten kann manuell und automatisch gesteuert erfolgen. Für beide Varianten müssen Einschaltanreize bzw. Einschaltsignale an die Kunden übermittelt werden.

Als Beispiel für die Realisierung von Lastverschiebungspotenzialen ist in **Abbildung 5-2** die Strompreis-Visualisierung mit Hilfe der StromAmpel im Forschungsprojekt MeRegio /ENBW-01 12/ dargestellt. In einer Auflösung von einer

Stunde zeigt dieses Gerät dem Nutzer den jeweiligen Strompreis für den laufenden sowie den darauffolgenden Tag an.



Abbildung 5-2: *Beispiel der StromAmpel aus MeRegio (EnBW) /ENBW-01 12/*

Manuelle Lastverschiebung

Bei der manuellen Lastverschiebungen von Haushaltsgeräten können derzeit in Feldversuchen bis zu 30 % des Verbrauchs verlagert werden /BAUM-04 13/. Das durchschnittliche Potenzial beträgt dabei je nach Modellregion zwischen 3 % und 10 %. Bezüglich des Wochenverlaufs zeigt sich, dass das höchste Potenzial am Freitagnachmittag, das geringste Potenzial an Sonn- und Feiertagen festgestellt wurde. Um möglichst viele Endverbraucher für das Thema intelligente Stromverbraucher zu gewinnen, ist es wichtig, diese ausreichend über diese Thematik zu informieren. Zusätzlich müssen Anreize – wie z.B. flexible Stromtarife – geschaffen werden, um die Verbraucher dauerhaft zu motivieren und einen Ermüdungseffekt zu vermeiden. Für eine hohe Akzeptanz darf das System den Kunden nicht überfordern und muss leicht verständlich sein. Dies wurde in den meisten bisherigen Modellregionen durch Apps für Smartphone/Tablet verwirklicht.

Automatische Lastverschiebung

Alternativ können Lastverschiebungen durch automatisierte Steuerung der Haushaltsgeräte zum Beispiel mit Hilfe eines Energiemanagementsystems (EMS) realisiert werden. In den Feldversuchen wurden dadurch Lastverlagerungen von bis zu 10 % erzielt. Das EMS ist vor allem bei sehr komplexen Stromtarifen notwendig, um den Verbraucher bei der richtigen Wahl der Einschaltzeitpunkte zu unterstützen. Zur Steigerung der Akzeptanz dieser Methode ist es notwendig, die Automatisierung in die Haushaltsgeräte zu integrieren. Bei den Nutzern konnten in Feldversuchen dadurch Einsparpotenziale von etwa 10 € pro Monat festgestellt werden /BAUM-04 13/.

Fazit zur Lastverschiebung aus Pilotprojekten

Beide Methoden zeigten, dass eine Lastverschiebung durch positive Preisanreize besser zu erreichen ist als durch negative Anreize. Zudem sind Nutzer eher an Wochentagen/Samstagen und im Sommer zu Lastverschiebungen bereit als an Sonntagen und in den Wintermonaten. Der bei Verbrauchern eintretende Ermüdungseffekt lässt sich durch Automatisierung deutlich verringern.

Auf Grund der auftretenden Ermüdungseffekte und der zunehmenden Hausautomatisierung welche automatische Lastverschiebungen ermöglicht, werden im Folgenden nur Lastverschiebungspotenziale, die durch Automatisierung erschlossen werden können, betrachtet.

5.1.2.2 Geeignete Haushalte für Lastverschiebungen mit Haushaltsgeräten

Automatische Lastverschiebungen mit Haushaltsgeräten sind nicht in allen Haushalten möglich. In diesem Bericht werden Haushalte welche für Lastverschiebungen mit Haushaltsgeräten in Frage kommen als „Smart Grid“-fähige Haushalte bezeichnet.

Smart Grid fähige Haushalte benötigen einen Smart Meter, welcher für die Realisierung und Abrechnung von variablen Stromtarifen benötigt wird. Dieser kann unter Umständen als EMS für die Ansteuerung der Haushaltsgeräte verwendet werden. Es ist dabei davon auszugehen, dass aufgrund der gesetzlichen Rahmenbedingungen in Zukunft alle Haushalte mit einem Smart Meter ausgestattet werden. Offen ist derzeit welchen Funktionsumfang installierte Smart Meter bis zum Jahr 2030 haben werden.

Zusätzlich zu dem Einbau eines Smart Meters müssen in Smart Grid fähigen Haushalten die relevanten Haushaltsgeräte auch für eine (externe) Ansteuerung vorbereitet sein. Im gehobenen Segment sind derzeit erste Haushaltsgeräte verfügbar, welche das Smart Grid (SG) Ready-Logo tragen und somit voraussichtlich für Smart Grid Anwendungen geeignet sind. /BSH-03 11/

Die Anzahl der „Smart Grid“ fähigen Haushalte ist entscheidend für die gesamte schaltbare elektrische Leistung privater Haushalte. Erste Abschätzungen ergeben, dass im Jahr 2030 ca. 60 % der Haushaltsgeräte Smart-Home-fähig und somit auch ca. 60 % der Haushalte „Smart-Grid“-fähig sein werden (vgl. **Abbildung 5-3**). Diese Haushalte werden in der Lage sein, auf variable Tarife automatisch zu reagieren und können damit als funktionale Speicher angesehen werden. Die im Folgenden berechneten Lastverschiebungspotenziale können prinzipiell mit der in **Abbildung 5-3** dargestellten Funktion skaliert werden, falls es zu einer abweichenden Entwicklung der erschlossenen Haushalte kommt.

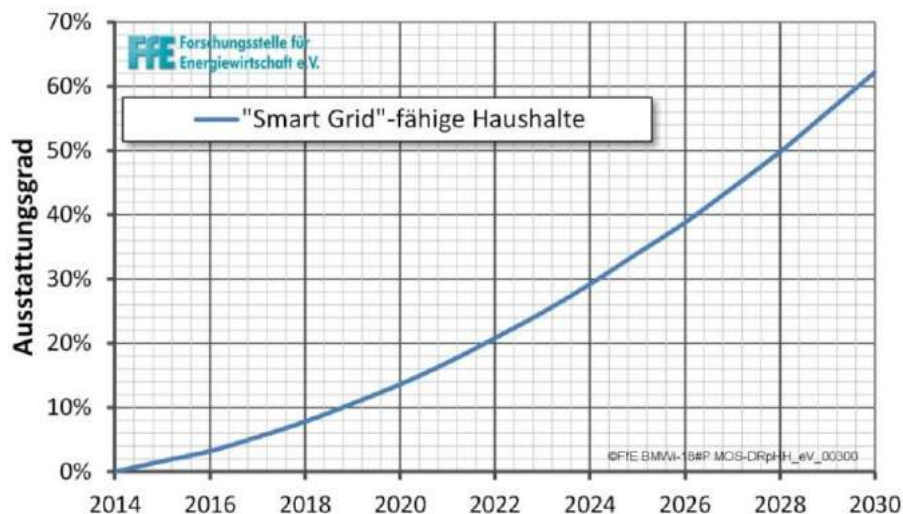


Abbildung 5-3: "Smart Grid"-fähige Haushalte

5.1.3 Entwicklungspotenzial

Inwieweit diese Speichertechnologie in Zukunft erschlossen wird, hängt von vielfältigen Faktoren ab. Die Gesamtheit der in Deutschland betriebenen Haushaltsgeräte wird durch technische, wirtschaftliche und nutzerbezogene Faktoren auf eine für Lastverschiebungen zur Verfügung stehende Anzahl an Haushalten reduziert.

Der Beitrag von Demand Response in Haushalten zur technologieübergreifenden Merit Order ergibt sich letztendlich aus einer Kombination des wirtschaftlichen, des technisch verschiebbaren sowie des von den Nutzern akzeptierbaren Potenzials (siehe **Abbildung 5-4**).

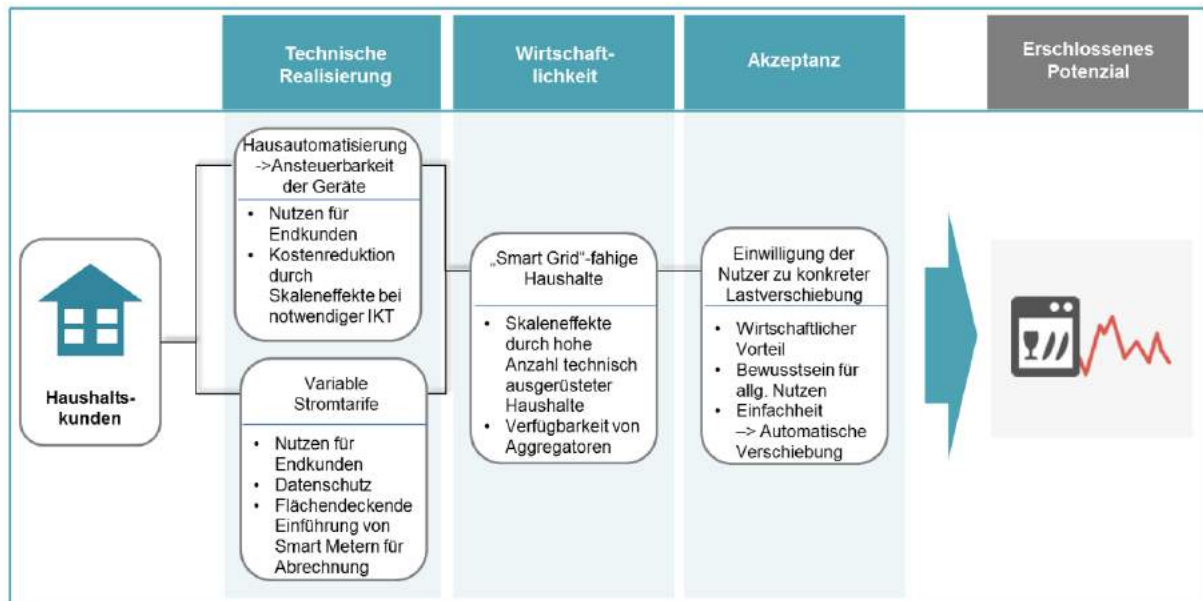


Abbildung 5-4: *Zusammensetzung der Einflussfaktoren auf künftig erschlossenes Potenzial der Lastflexibilisierungen in privaten Haushalten*

Entwicklungsfaktoren für technische Realisierung

Das technische Entwicklungspotenzial hängt im Wesentlichen von der zukünftigen Ausstattung der Haushalte ab (siehe Kapitel 5.1.2.2). Es wird davon ausgegangen, dass sich Smart Grid fähige Haushaltsgeräte, nur wenn Sie einen ausreichenden Zusatznutzen für Endverbraucher bringen (Komfort, Sicherheit, Effizienz) und durch Skaleneffekte im Bereich der IKT nahezu keine zusätzlichen Kosten gegenüber herkömmlichen Haushaltsgeräten verursachen, in Zukunft in einer großen Anzahl an Haushalten anzutreffen sein werden.

Um die Abrechnung der durchgeführten Lastverschiebungen zu gewährleisten, sind variable Stromtarife und passende Smart Meter notwendig. Die zukünftige Entwicklung wird hier voraussichtlich wesentlich von Datenschutzfragen in Bezug auf die Erfassung des Haushaltsprofils sowie von einem ausreichenden Anreiz durch Einsparmöglichkeiten für Nutzer abhängen.

Bei einigen Haushaltsgeräten muss darüber hinaus eine ausreichende Desynchronisierung im Anschluss an Lastverschiebungen gewährleistet werden, um Probleme im Bereich der Frequenzhaltung und Netzstabilität zu verhindern.
/FFE-40 12/

Entwicklungsfaktoren für wirtschaftliche Realisierung

Die wirtschaftliche Realisierung wird wesentlich von einer preiswerten Realisierung der Ansteuerung der Haushaltsgeräte durch einen effizienten Aggregator abhängen. Insbesondere die IKT-Technologie muss in Zukunft noch günstiger werden (siehe Kapitel 2.2).

Ein weiterer Einflussfaktor auf das zukünftige wirtschaftliche Potenzial ist der regulatorische Rahmen, insbesondere beispielsweise eine mögliche Befreiung der steuerbaren Haushaltsgeräte von Netzentgelten, der EEG Umlage etc.

Entwicklungsfaktoren für akzeptierbares Lastverschiebungspotenzial

In Online-Umfragen wurde an der FfE das akzeptierbare Potenzial von Lastverschiebungen untersucht. Eine Auswertung zeigt eine Tendenz, ab welchen Strompreisen Nutzer dazu bereit sind, z.B. den Einsatz ihrer Spülmaschine zu verschieben.

Um möglichst viele Nutzer dafür zu gewinnen, Lastverschiebung mit ihrer Waschmaschine durchzuführen, ist eine hohe Ersparnis auf Seiten der Nutzer notwendig. Knapp 30 % sind bei einer Ersparnis von fünf Cent, ca. 60 % bei einer Ersparnis von zehn Cent pro Waschgang, bereit den Vorgang zu verschieben. Etwa fünf Prozent der Befragten erwarten sogar eine Ersparnis von mehr als einem Euro pro Waschgang (vgl. **Abbildung 5-5**).

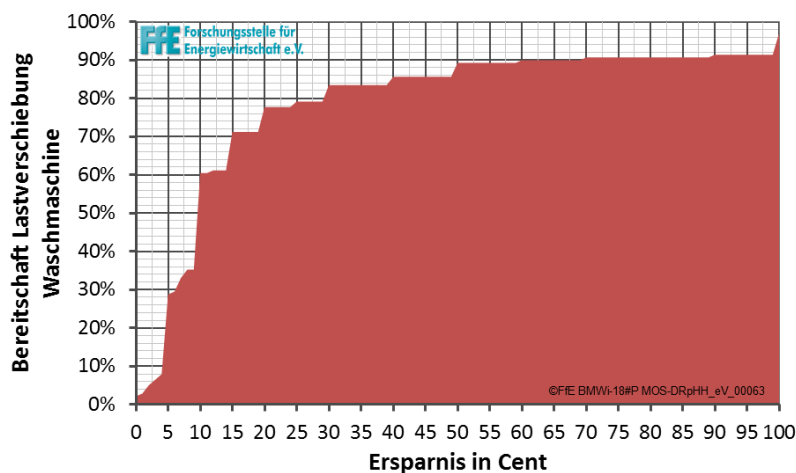


Abbildung 5-5: *Bereitschaft Lastverschiebung Waschmaschine (n = 139)*

Weitere Ergebnisse der Online Umfragen sind auf der Webseite der FfE unter <https://www.ffe.de/publikationen/veroeffentlichungen/456> abrufbar.

Lastverschiebungen werden von Nutzern in Zukunft voraussichtlich nur umgesetzt, wenn diese ohne großen Aufwand möglich sind (automatische Lastverschiebung) und wenn ein Nutzen erkennbar ist ("Waschen mit der Sonne").

Im Rahmen von E-Energy wurde darüber hinaus festgestellt, dass Nutzer vor allem durch einzelne Events, wie beispielsweise Stromparties, zu Lastverschiebungen motiviert werden können. Die Nutzer haben dabei in einigen Feldversuchen Ersparnisse von 10 € monatlich erzielt /BAUM-04 13/. Dies spricht für eine geringe Anzahl an Einsätzen dieser Speichertechnologie.

Fazit Entwicklungspotenzial

Wenn durch eine steigende Hausautomatisierung und Sensibilisierung der Nutzer in Zukunft ohne nennenswerte Einschränkungen Lastverschiebungen mit privaten Haushaltsgeräten möglich sind, könnten diese bei ausreichenden Preisspreads der Stromtarife zum Einsatz als funktionale Stromspeicher kommen.

5.2 Regulatorische Rahmenbedingungen

Smart Meter in Haushalten

Wie bereits zuvor gezeigt, sind für eine gezielte Lastverschiebung Smart Grid-fähige Haushalte mit intelligenten Stromzählern (Smart Meter) als Grundvoraussetzung notwendig. Nach der EU-Umweltrichtlinie M/441 sollen dafür mindestens 80 % aller Haushalte bis 2022 mit einem intelligenten Stromzähler ausgestattet werden.

Um dieses Ziel zu erreichen, sind Messstellenbetreiber nach § 21 des EnWG (Energiewirtschaftsgesetz) /ENWG-01 13/ und der EU-Energieeffizienzrichtlinie (2012/27/EU) /EU-01 12/ dazu verpflichtet, in folgenden Fällen intelligente Zähler einzubauen:

- Gebäude, die neu an das Energieversorgungsnetz angeschlossen oder einer größeren Renovierung unterzogen werden
- Bei Letztverbrauchern mit einem Jahresverbrauch größer 6.000 kWh
- In allen übrigen Gebäuden, soweit dies technisch möglich und wirtschaftlich vertretbar ist
- Bei den intelligenten Zählern handelt es sich um Stromzähler mit Erfassung des tatsächlichen Energieverbrauchs und der tatsächlichen Nutzungszeit. Eine Beschreibung der unterschiedlichen Konzepte intelligenter Zähler ist Bestandteil von Kapitel 2.2.2.

Variable Stromtarife

Nach § 40 EnWG müssen Lieferanten, soweit technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar, dem Letztverbraucher einen Tarif anbieten, der einen Anreiz zur Energieeinsparung oder Steuerung des Energieverbrauchs setzt. Wegen der derzeit noch vorherrschenden Verpflichtung, Kunden nach dem Standardlastprofil abzurechnen, sind solche variablen Tarife noch nicht weit verbreitet /BAUM-04 13/. Eine mögliche Lösung dafür ist die Aufnahme der Möglichkeit von Zählerstandgangmessungen⁸ in die entsprechenden Gesetze, wie aus einem Gutachten der Bundesnetzagentur /BNETZA-05 10/ hervorgeht.

Datenschutz

Da durch einen Missbrauch der von den Smart Meter übermittelten Daten ein schwerwiegender Eingriff in die Privatsphäre der Nutzer möglich ist, ist es notwendig, dem Verbraucher in ausreichendem Umfang Datensicherheit zu gewähren. Dafür sollen laut § 21i EnWG ein Schutzprofil sowie technische Richtlinien im Rahmen einer Rechtsverordnung eingeführt werden. Dies soll helfen, den sicheren und datenschutzkonformen Betrieb zu analysieren und Mindestanforderungen für Sicherheitsmaßnahmen festzulegen. Um dies zu erreichen, wurde bei der Europäischen Kommission ein Entwurf der Messsystemverordnung (MsysV) im September 2013 erfolgreich verabschiedet. Das Gesetz soll in diesem Jahr auf den Weg gebracht werden /DENA-01 14/.

⁸ Bei der Zählerstandgangmessung handelt es sich um die Messung einer Reihe viertelstündig ermittelter Zählerstände.

Normung

Zusätzlich zu den aufgezeigten Gesetzen und Verordnungen gibt es Normen, die darauf abzielen, einen deutschland- bzw. europaweiten Standard für Smart-Meter zu erzielen. Diese werden von der IEC (Internationale Elektrotechnische Kommission), CENELEC (Europäische Komitee für elektrotechnische Normung)/ CEN (Europäisches Komitee für Normung) / ETSI (Europäisches Institut für Telekommunikationsnormen) oder auch DKE/DIN (Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik) herausgegeben und ständig an die sich verändernden Voraussetzungen bzw. Gesetze angepasst. Aktuell hat die europäische Kommission das EU-Normungsmandat M/441 an CENELEC/CEN/ETSI vergeben, um im engen Austausch mit Stakeholdern einen europäischen Standard für intelligente Zähler zu entwickeln. Dieser soll verbindliche Empfehlungen für folgende Funktionen enthalten /DENA-01 14/:

- Ablesung
- Bidirektionale Kommunikation
- Tarifregister
- Zählerfernsperrung
- Kommunikation mit Smart Appliances
- Inhome-Feedbackdisplays

5.3 Technoökonomische Kennwerte

Im Folgenden werden die technoökonomischen Kennwerte der Lastverschiebung von Haushaltsgeräten beschrieben.

5.3.1 Methodik zur Ermittlung der Kennwerte

Um das zeitlich und regional differenzierte Lastverschiebungspotenzial ermitteln zu können, wird als Basis der Stromverbrauch aller gemeindezugehörigen Haushalte ermittelt.

Zeitlich regionalisierter Stromverbrauch von privaten Haushalten

Der Stromverbrauch der Haushalte pro Gemeinde wird klar dominiert durch die Anzahl der Einwohner. Neben der Anzahl der Einwohner spielen auch Faktoren wie die Altersstruktur, die Anzahl der Bewohner je Wohneinheit, die berufliche Stellung etc. eine nennenswerte Rolle bezüglich der Höhe des Stromverbrauchs und damit auch der möglichen Lastverschiebung mit Haushaltsgeräten. Im Rahmen des Projekts wurden die wichtigsten Einflussgrößen erhoben und sowohl zeitlich als auch regional zugeordnet.

Inwiefern bekannte Kenngrößen der Haushalte Auswirkungen auf den Stromverbrauch der einzelnen Wohneinheiten haben, wurde mit Hilfe von Statistik Austria /STATAT-01 11/ ermittelt. Als wichtigste Einflussgrößen auf den Stromverbrauch der Wohneinheiten wurden die Faktoren: „Personen pro Haushalt“, „Gebäudealter“, „Wohnfläche“, „Altersstruktur“, „Berufliche Stellung“ und „Anzahl der Wohnungen je Gebäude“ ermittelt. Anhand der veröffentlichten Werte kann die prozentuale Abweichung zu dem Pro-Kopf-Durchschnittsverbrauch in Österreich berechnet werden. Die Verwendung der zugehörigen Zensusdaten für Deutschland – sowie des bekannten Pro-Kopf-Stromverbrauchs je Bundesland – ermöglicht eine Übertragung der Werte auf

deutsche Haushalte. Es wird dabei angenommen, dass die sozioökonomischen Einflussfaktoren, welche von Statistik Austria gesammelt wurden, in Deutschland zu den gleichen Auswirkungen auf den Stromverbrauch führen wie in Österreich (vgl. **Abbildung 5-6**).

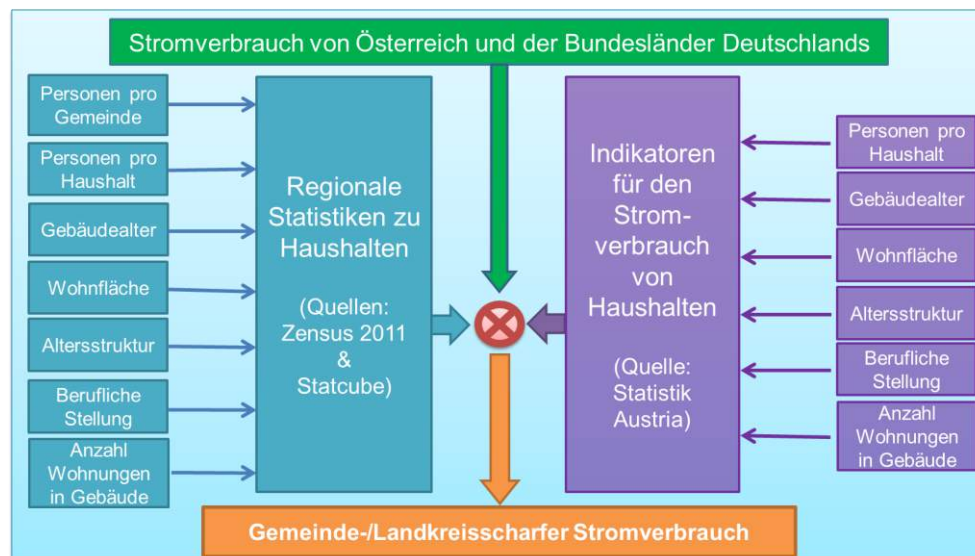


Abbildung 5-6: Zusammensetzung „Regionaler Stromverbrauch“

Je nach Haushaltsgröße verändern sich beispielsweise die Stromverbrauchsprofile der einzelnen Haushalte. Singlehaushalte besitzen ein anderes Profil als Familienhaushalte. Die Haushalte unterscheiden sich nicht nur in der Ausstattung der einzelnen Haushaltsgeräte, sondern zum Teil auch erheblich in deren Nutzung. Damit variiert der Anteil einzelner Anwendungen am Gesamtstromverbrauch eines Haushaltes. Durchschnittlich benötigen Geräte, welche zeitlich verschoben werden können (Spülmaschinen, Waschmaschinen, Trockner, Kühl- und Gefriergeräte), ca. 30 % des Haushaltsstromverbrauches (vgl. **Abbildung 5-7**). Etwa die Hälfte davon fällt für Kühl- und Gefriergeräte an. Die andere Hälfte wird von Spülmaschinen, Waschmaschinen und Trocknern verbraucht /HEA-01 13/. Für Gesamtdeutschland entspricht dies einer Energiemenge von ca. 40 - 45 TWh, die für den Betrieb von lastverschiebbaren Haushaltsgeräten aufgewendet wird /EANRW-01 11/.

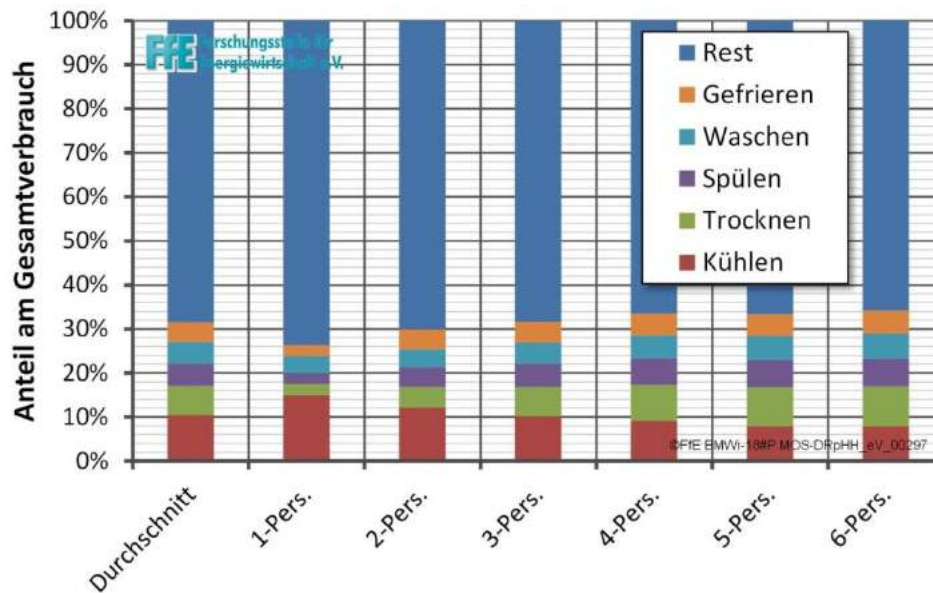


Abbildung 5-7: Aufteilung des Jahresbedarfs deutscher Haushalte nach Anwendungen und Anzahl der Bewohner je Wohneinheit

Durch die Anwendung der oben genannten Indikatoren ist eine Regionalisierung auf Gemeindeebene möglich. Dabei müssen die Stromverbräuche der für Lastverschiebung relevanten Geräte für einzelne Gemeinden separat berechnet werden.

Das Ergebnis ist der zeitliche Verlauf des Stromverbrauchs (pro Einwohner und absolut) für alle Waschmaschinen, Spülmaschinen, Wäschetrockner, Kühl- und Gefriergeräte sowie alle sonstigen Haushaltsverbraucher für alle 12.554 analysierten Gemeinden. /BLSD-04 13/

Ausgehend von dem regionalen Stromverbrauch für Spülmaschinen, Trockner, Waschmaschinen sowie Kühl- und Gefriergeräte können – mit Hilfe der Ausstattungsgrade sowie der Einschaltzeitpunkte der Haushaltsgeräte – Gerätelastgänge für die einzelnen Haushaltsgeräte für die verschiedenen Wochentage (Werktage, Samstage, Sonntage) erstellt werden. In einem weiteren Schritt werden diese Typtage noch mit einem saisonalen Einflussfaktor skaliert. Für die Gesamthaushaltslastgänge wird das dynamisierte BDEW-H0-Profil /KOMM-01 11/ verwendet, welches sowohl die saisonalen als auch die tagesabhängigen Abweichungen berücksichtigt. Somit stehen abschließend Jahreslastgänge zur Verfügung.

Zeitlich und regional differenziertes Lastverschiebungspotenzial

Das zeitlich und regional differenzierte Lastverschiebungspotenzial wird durch die zeitliche Verschiebbarkeit der einzelnen Haushaltsgeräte ermittelt. Die zeitliche Verschiebbarkeit gibt abhängig von der Tageszeit an, um wie viele Stunden Haushaltsgeräte durchschnittlich zeitlich verschoben werden können. Spülmaschinen können beispielsweise in der Nacht wesentlich länger verschoben werden als tagsüber. Grund dafür ist die Randbedingung, dass der Nutzungsvorgang mittags abgeschlossen sein muss, um für das Mittagessen ausreichend Geschirr zur Verfügung zu haben. In der Nacht ist die zeitliche Verschiebbarkeit daher weitaus größer. Die Randbedingung, dass das Geschirr zum Frühstück gespült sein muss, kann auch nach mehrstündiger Verschiebung erreicht werden.

Dieses Vorgehen zur Ermittlung des zeitlich und regional differenzierten Lastverschiebungspotenzials wird in dem Schema in **Abbildung 5-8** zusammengefasst.

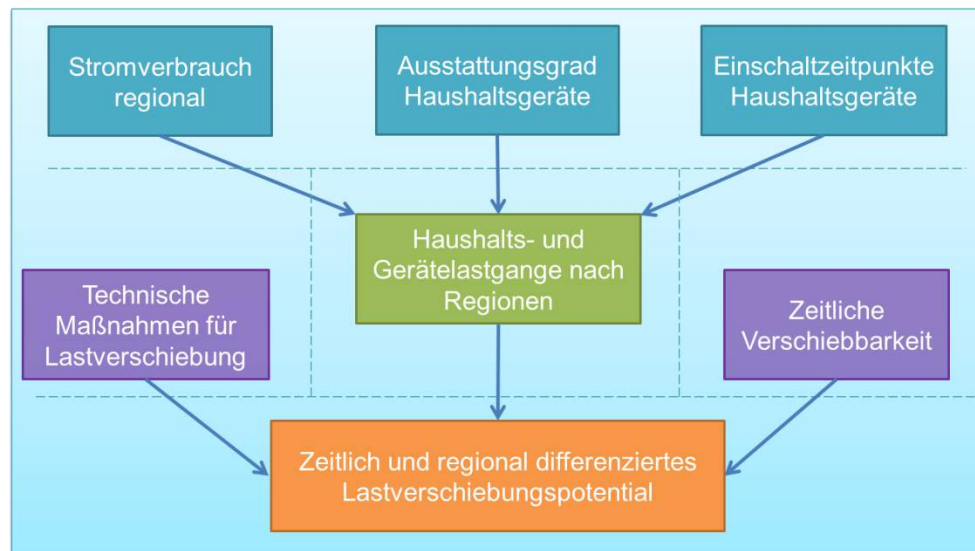


Abbildung 5-8: *Zusammensetzung "Zeitlich und regional differenziertes Lastverschiebungspotenzial"*

5.3.2 Technische Kennwerte

Wie bereits zuvor beschrieben, bietet es sich an, bei der Ermittlung der technischen Kennwerte für die Lastverschiebung von Haushaltsgeräten zwischen den kontinuierlich verschiebbaren Kühl- und Gefriergeräten sowie den verbleibenden verschiebbaren Großgeräten (Spülmaschine, Waschmaschine und Wäschetrockner) zu unterscheiden.

Die Betrachtungen im Rahmen dieses Projekts wurden dabei immer für eine große Anzahl an Haushalten (größer 300) durchgeführt, um Sondereffekte durch persönliches Nutzerverhalten ausgleichen zu können. Dies ist möglich, da angenommen wird, dass Aggregatoren in Zukunft weit über 300 Haushalte aggregieren werden.

Kühl und Gefriergeräte

Bei Kühlgeräten ist laut Herstellerangaben ein Ausschalten des Kompressors für ca. eine Stunde – bei Gefriergeräten sogar bis ca. drei Stunden – ohne negative Auswirkungen möglich. Hierzu wurde von der FfE eine Studie in Zusammenarbeit mit EWE durchgeführt (siehe Artikel „Funktionaler Stromspeicher mit Haushaltskühlgeräten“, /FFE-40 12/).

In der folgenden **Abbildung 5-9** ist beispielhaft eine Lasterhöhung dargestellt, welcher nach einer Dauer von zwei Stunden unmittelbar eine Lastabsenkung folgt. Dabei wurde eine hohe Anzahl an Geräten gemittelt. Erkennbar ist eine deutliche Abweichung von der gestrichelt dargestellten mittleren Leistung der Geräte. Der rot gekennzeichnete Gerätetyp hat beispielsweise eine Ladeleistung von etwa 60 W (100 W - 40 W) und eine Entladeleistung von 20 W. Es ist zu beachten, dass es zu Schwingungsvorgängen kommen kann, wenn alle Geräte gleichzeitig angesteuert werden.

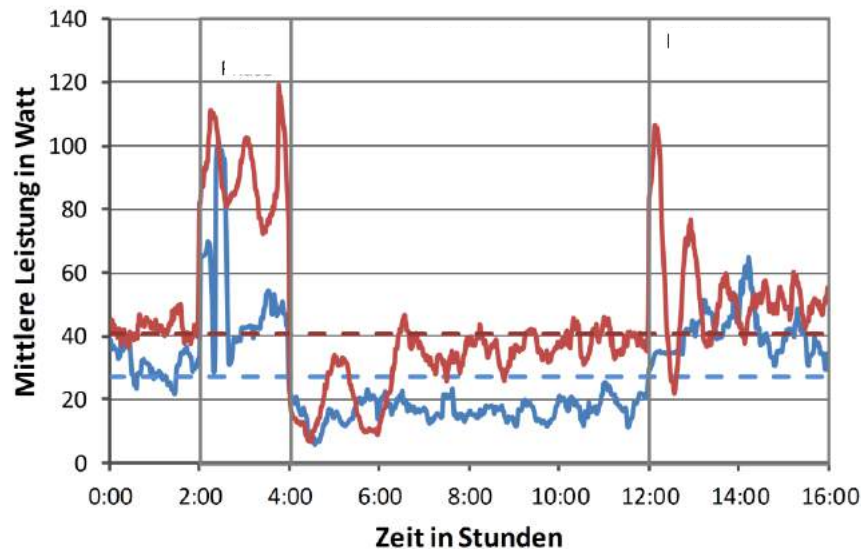


Abbildung 5-9: Mittlerer Lastgang zweier Kühl- und Gefriergeräte

Simulationen im Rahmen des Projekts haben eine Beladeleistung von Kühl- und Gefriergeräten von durchschnittlich 132 W pro Haushalt in Deutschland und 143 W pro Haushalt in Österreich ergeben. Die Unterschiede sind auf unterschiedliche Ausstattungsgrade zurück zu führen. Die Entladeleistung wurde mit 44 W pro Haushalt bestimmt.

Der Wirkungsgrad der Lastverschiebung mit Kühl- und Gefriergeräten beträgt 100 %. Zu beachten sind jedoch hohe zeitliche Speicherverluste von etwa 50 % (Gerät- und zeitabhängig). Diese sind darauf zurück zu führen, dass die Kompressoren der auf Energieeffizienz optimierten neuen Kühl- und Gefriergeräte während der Lastverschiebung nicht in ihrem optimalen Betriebspunkt laufen und sich die Verluste bei der Kälteerzeugung dadurch erhöhen. Darüber hinaus steigen die thermischen Verluste an, wenn die Temperaturdifferenz der Geräte bei einer Beladung dieses funktionalen Energiespeichers größer wird.

Die mögliche Speicherkapazität je Haushalt wurde für das gesamte, betrachtete Gebiet auf 66 Wh bestimmt. Hierbei wurden eine Beladezeit von 30 Minuten und eine Entladezeit von 1,5 Stunden angenommen. Dadurch können die Nutzungsgrade in einem vertretbaren Bereich gehalten werden.

Die Aktivierungszeit dieses Speichers kann mit < 30 Sekunden angegeben werden. Bei der Aktivierung müssen lediglich die Kompressoren der einzelnen Kühl- und Gefriergeräte an- bzw. abgeschaltet werden. Es wird ein Leistungsgradient von 10 %/s angenommen.

Großgeräte

Anders als bei Kühl- und Gefriergeräten stehen nicht immer alle Spülmaschinen, Waschmaschinen und Wäschetrockner für Lastverschiebungen zur Verfügung. Bisherige Feldversuche, beispielsweise im Rahmen von E-Energy, haben gezeigt, dass Nutzer oft nicht bereit sind, für eine kleine Ersparnis ihre Nutzungsvorgänge zeitlich zu verschieben.

Zur Lastverschiebung des Trockners waren beispielsweise im E-DeMa Feldversuch 35 ct/Trocknungsprozess nicht ausreichend, um die Nutzer zu einer Verschiebung des Trocknungsvorgangs zu bewegen. Dies liegt primär an der langen Bereitstellungsphase: Der monetäre Anreiz war den Teilnehmern zu gering, um die Wäsche mehrere Stunden lang nass im Trockner liegen zu lassen. Automatische Steuerungen von Verbrauchern erhöhen vor allem das nachts und während den Arbeitszeiten erschließbare Potenzial deutlich. /BAUM-04 13/

Ein Ergebnis des Feldversuchs „eTelligence“ ist, dass sich bei einer Preisanhebung die übliche abendliche Lastspitze absenkt. Aus verschiedenen Tests wurde hier gefolgert, dass eine Preissenkung mehr Einfluss auf den Lastgang ausübt als eine Preisanhebung. Den Teilnehmern fiel es einfacher, ihre Last zu erhöhen als zu senken /ENCT-01 12/. Über die gesamten E-Energy Pilotprojekte wurde festgestellt, dass Haushalte auf eine Verbrauchserhöhung (bis 30 %) besser reagieren können als auf eine Verbrauchsreduzierung (bis 20 %). Darüber hinaus scheint der Zeitdruck der Nutzer einen großen Einfluss zu haben: Freitagnachmittag war der Zeitraum mit der höchsten realisierbaren Lastverschiebung.

Basierend auf diesen Erkenntnissen wurde im Rahmen des Projekts angenommen, dass jeweils 50 % der zum jeweiligen Zeitpunkt beladenen Großgeräte zur Verfügung stehen (bei den oben beschriebenen Kühl- und Gefriergeräten stehen 100 % zur Verfügung, im Mittel ergibt sich damit auch in den im Rahmen dieses Projekts durchgeführten Simulationen ein mit E-Energy vergleichbarer Wert).

Wie bereits in Kapitel 5.3.1 beschrieben, wurde für die durchgeführten Simulationen auf zahlreiche statistische Auswertungen der Verbreitung von Haushaltsgeräten und deren Bestand zurückgegriffen. **Tabelle 5-1** verdeutlicht noch einmal die hohe Anzahl an einzelnen Elektro-Großgeräten in Deutschland.

Tabelle 5-1: *Verbreitung von Haushaltsgeräten, welche in Deutschland in Zukunft für Lastverschiebungen verwendet werden könnten*

	Ausstattungsgrad	Geräte in Deutschland [Mio.]
Kühlgerät	119%	48,1
Gefriergerät	87%	35,1
Geschirrspülmaschine	75%	30,3
Waschmaschine	95%	38,4
Wäschetrockner	43%	17,4

Der Nutzungsgrad für Lastverschiebungen mit Großgeräten beträgt 100 %. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Geräte zu jeden Nutzungszeitpunkt dieselbe Energiemenge benötigen. Auf Grund der Annahme, dass gestartete Nutzungsvorgänge nicht unterbrochen werden, gibt es keine zeitlichen Speicherverluste.

Zu Beginn der Nutzungsvorgänge der Großgeräte findet eine etwa fünfminütige „Startphase“ statt, in der beispielsweise vorhandenes Wasser abgepumpt und neues Wasser eingelassen wird. Dabei sind keine hohen Leistungen realisierbar. Es wird daher ein Leistungsgradient von 20 %/min angenommen. Die Simulationen haben eine theoretisch erschließbare maximale Beladeleistung von 726 W für Haushalte in

Deutschland (495 W in Österreich) ergeben. Die Entladeleistung ist mit 286 W in Deutschland (187 W in Österreich) deutlich geringer.

Die Speicherkapazität hängt stark von dem unflexiblen Gerätelastgang und damit von der Tageszeit ab. Damit ist sie in den Nachtstunden nahezu null, tagsüber beträgt sie bis zu 1.450 Wh in Deutschland und 990 Wh in Österreich. Dies entspricht in etwa der Verschiebung eines Nutzungsvorgangs je Haushalt und Tag.

Auf Grund der Nutzungsdauer von Großgeräten von etwa zwei Stunden beträgt die Beladedauer dieses funktionalen Energiespeichers ebenfalls zwei Stunden. Tagsüber sollten gemäß den oben diskutierten Akzeptanzfaktoren die Nutzungsdauer der Geräte auf fünf Stunden begrenzt werden. Dies entspricht gleichzeitig der Entladedauer. Zu Nachtzeiten ist unter Umständen eine Entladedauer von bis zu zwölf Stunden möglich.

In Bezug auf Lastverschiebungen, welche beispielsweise die Erhöhung des Photovoltaik Eigenverbrauchs zum Ziel haben, müssen einzelne Haushalte betrachtet werden. Aufgrund der direkten Rückwirkungen auf den Nutzer sind hier höhere Lastverschiebungsraten erzielbar (höhere Akzeptanz). Hier gilt: Die verschiebbare Leistung je Haushaltsverbraucher variiert zwischen 90 W (Kühl- bzw. Gefriergeräte) und 2.000 W (Spülmaschine, Waschmaschine, Trockner). Die jährlich verschiebbare Energiemenge (Verbrauch aller verschiebbaren Geräte) liegt zwischen 600 kWh (durchschnittlicher Ein-Personen-Haushalt) und 2.300 kWh (durchschnittlicher Sechs-Personen-Haushalt). /EANRW-01 11/

5.3.3 Räumliche Verteilung

Für zahlreiche Betrachtungen in Bezug auf funktionale Energiespeicher ist die regionale Verteilung der Speicherkapazität interessant. Auf Grund von Skaleneffekten wird die Erschließung dieses Speichers, sofern sie erfolgen wird, in allen Regionen Deutschlands und Österreichs erfolgen.

Die Ermittlung der regionalen Verteilung erfolgte anhand der in Kapitel 5.3.1 beschriebenen Methodik.

Absolut betrachtet gibt es in Deutschland bevölkerungsbedingt höhere Potenziale (vgl. **Abbildung 5-10**) als in Österreich. Der überwiegende Anteil der Gemeinden in Österreich – aber auch in Deutschland – ist so klein bzw. auf Grund der Bevölkerungsstruktur nicht für Lastverschiebungen geeignet, dass das zuschaltbare Potenzial hier unter zehn MWh liegt. Dagegen haben größere Städte wie Berlin ein Potenzial von bis zu 700 MWh.

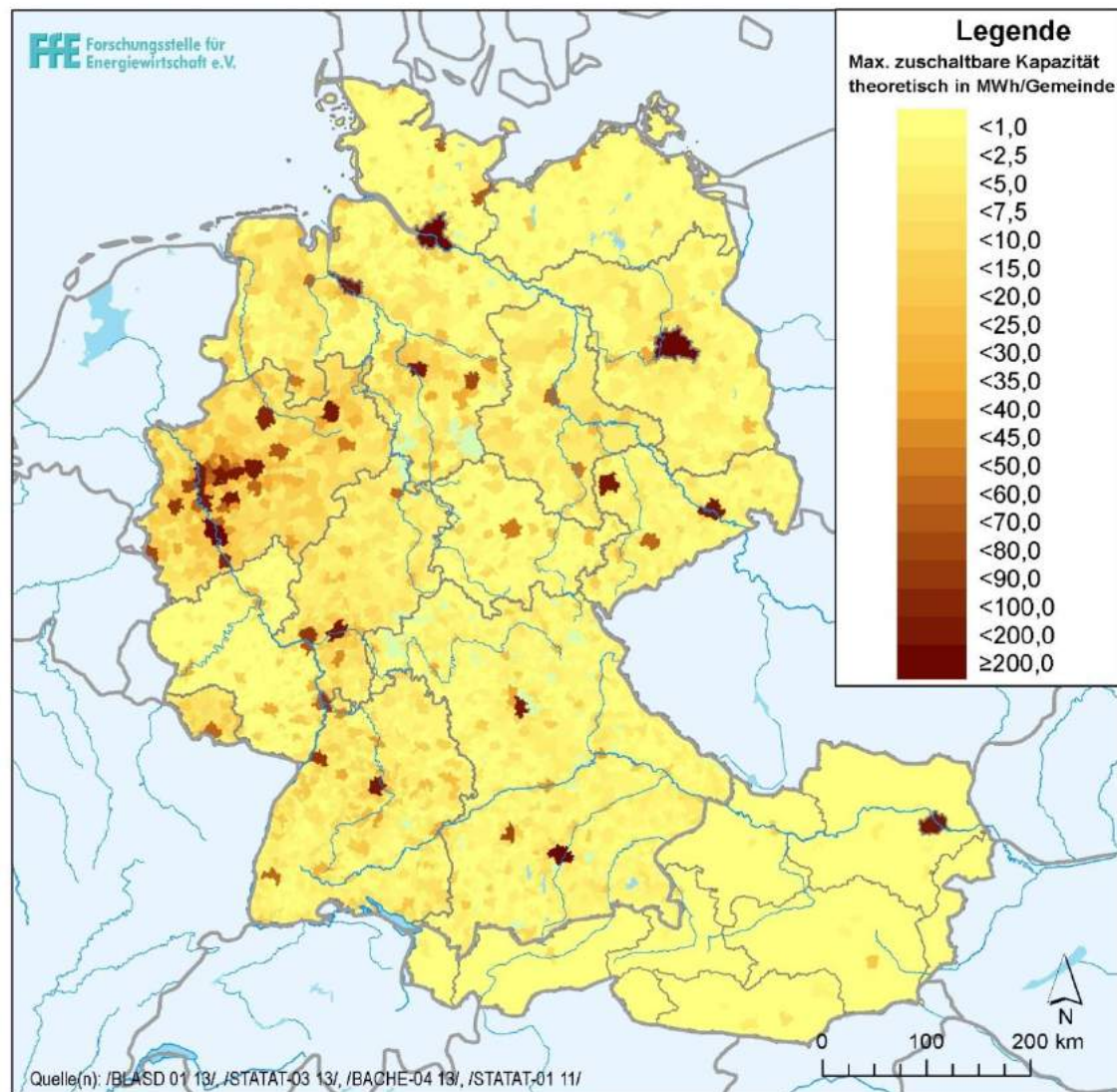


Abbildung 5-10: *Maximal zuschaltbares Lastverschiebungspotenzial nach Regionen*

Das maximal abschaltbare Potenzial ist zeitlich bedingt immer kleiner als das zuschaltbare Potenzial. Dies beruht vor allem darauf, dass – wie oben beschrieben – zu einem gewissen Zeitpunkt deutlich mehr Geräte zugeschaltet als laufende Geräte abgeschaltet werden können. Daher beträgt das durchschnittliche maximal abschaltbare Potenzial ca. 130 W pro Person in Deutschland und 85 W pro Person in Österreich.

Absolut betrachtet heben sich auch hier die größeren Städte und Regionen deutlich von dem ländlichen Raum ab. In manchen Städten werden abschaltbare Leistungen von mehr als 100 MW erreicht (Berlin ca. 330 MW, Hamburg ca. 210 MW und Wien ca. 160 MW). In vielen ländlichen Gemeinden dagegen sind Werte im Bereich von weniger als zehn Megawatt normal (vgl. **Abbildung 5-11**).

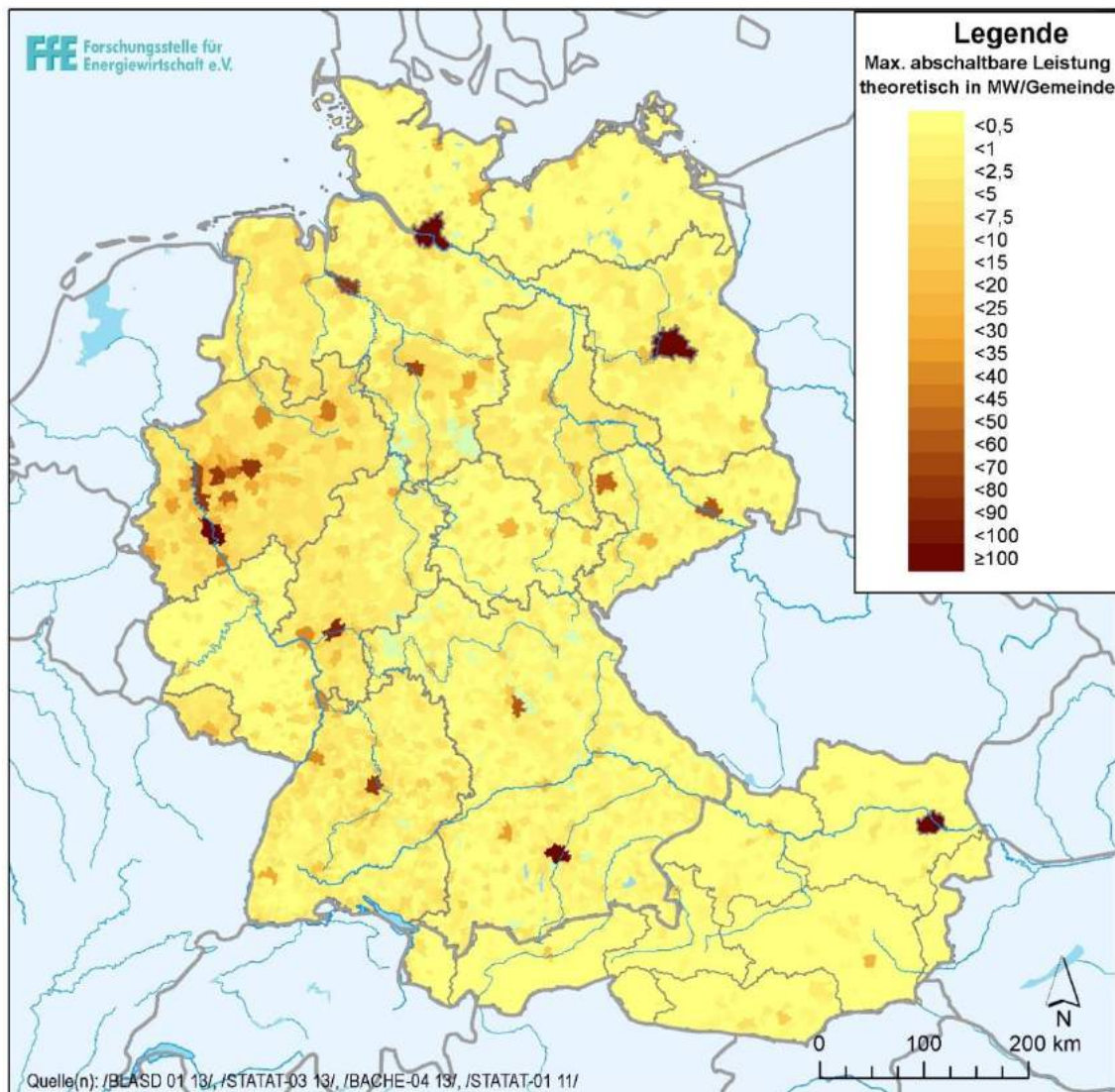


Abbildung 5-11: Maximal abschaltbares Lastverschiebungspotenzial nach Regionen

5.3.4 Zeitliche Verfügbarkeit

Die zeitliche Verfügbarkeit der Lastverschiebungspotenziale ist stark von den Nutzergewohnheiten sowie dem Tagesablauf der betrachteten Haushalte abhängig. Während Kühl- und Gefriergeräte annähernd konstant über den gesamten Tag hinweg zur Lastverschiebung eingesetzt werden können /FFE-40 12/, ist die übliche Nutzung von Spülmaschinen, Waschmaschinen und Wäschetrocknern stark tageszeitabhängig. Der Verlauf des Potenzials orientiert sich vor allem am aktuellen unflexiblen Haushaltslastgang (siehe **Abbildung 5-12**). Samstags wird durch verschiebbare Geräte die höchste Last verursacht; an diesem Wochentag ist folglich das Potenzial, Lasten zu verschieben, am größten.

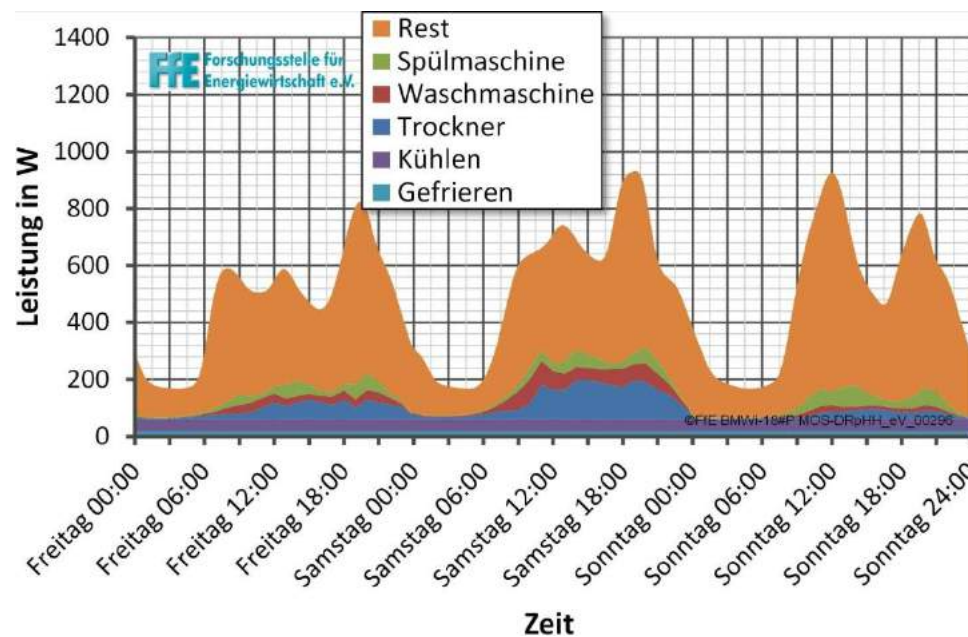


Abbildung 5-12: *Abhängigkeit der Haushaltslast von Wochentag*

Inwieweit die Verschiebung der Einschaltzeitpunkte von den Haushaltsbewohnern grundsätzlich akzeptiert werden könnte, wurde durch eine begleitende Umfrage sowie eine Befragung von Experten ermittelt. Diese führten zu der Erkenntnis, dass Spül- und Waschmaschinen generell drei Stunden zeitlich verschoben werden können (gesamte Dauer des Vorgangs fünf Stunden), Wäschetrockner jedoch nur ca. eine Stunde. Über die zeitliche Verfügbarkeit der Lastverschiebungspotenziale geben die Bedarfs- und Kapazitätslastgänge Aufschluss.

5.3.5 Bedarfs- und Kapazitätslastgänge

Um die Einsatzplanung des funktionalen Stromspeichers „Haushaltsgeräte“ durchführen zu können, werden sowohl der Bedarfs- als auch der Kapazitätslastgang benötigt. Im Folgenden wird erst anhand der Spülmaschine das Vorgehen zur Bestimmung des Kapazitätslastgangs erläutert und anschließend der gesamte Kapazitätslastgang für alle Großgeräte dargestellt.

Bedarfs und Kapazitätslastgang am Beispiel der Spülmaschine

Für die Ermittlung des Bedarfs- und Kapazitätslastgangs liegen der unflexible Lastgang sowie einzuhaltende Grenzen zu Grunde. Im Falle der Spülmaschine werden folgende Grenzen definiert:

- Alle Geräte, die zwischen 18:00 Uhr des Vortages und 04:00 Uhr eingeschaltet würden, müssen um spätestens 04:00 Uhr gestartet werden.
- Alle Geräte, die zwischen 04:00 Uhr und 10:00 Uhr eingeschaltet würden, müssen um spätestens 10:00 Uhr gestartet werden.
- Alle Geräte, die zwischen 10:00 Uhr und 16:00 Uhr eingeschaltet würden, müssen um spätestens 16:00 Uhr gestartet werden.
- Ein Spülvorgang dauert 2 Stunden.
- Für den Spülvorgang wird eine gemittelte Leistungsaufnahme zugrunde gelegt.

Auf diese Weise kann garantiert werden, dass die Geräte das Geschirr zu üblichen Gebrauchszeiten (06:00 Uhr morgens, 12:00 Uhr mittags, 18:00 Uhr abends) fertig gespült haben. Im Extremfall könnten bei diesen Anforderungen alle Geräte innerhalb von drei separaten Zwei-Stundenbereichen betrieben werden. Dies bildet jedoch den Extremfall ab und wird in der Realität, falls überhaupt, nur sehr selten angewandt.

Unter Berücksichtigung, dieser Grenzen und der Definition des Bedarfs- und Kapazitätslastgangs ergeben sich die Lastgänge in **Abbildung 5-13**. Die Lastgänge sind normiert auf die benötigte tägliche Energiemenge dargestellt. Dementsprechend ist die Durchschnittsleistung über einen Tag gesehen $1/24 \approx 0,04$.

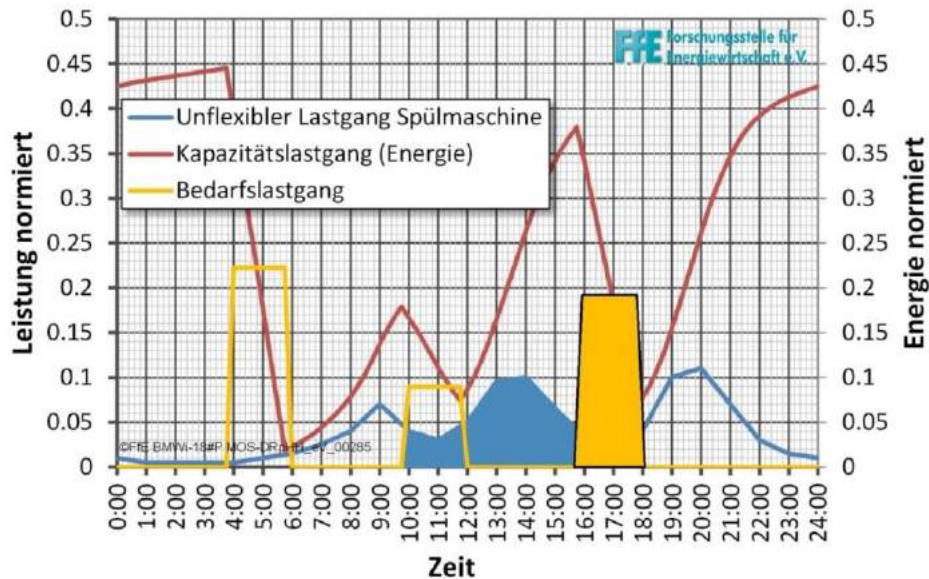


Abbildung 5-13: Bedarfs- und Kapazitätslastgang Spülmaschine

Der Kapazitätslastgang bezieht sich auf die verschiebbaren Energiemengen. Er stellt den Betrag der Energiemenge zu einem bestimmten Zeitpunkt dar, welcher innerhalb der nächsten zwei Stunden (und mit Vorankündigung) verschoben werden kann. Da das Integral über den Bedarfslastgang immer über zwei Stunden gebildet wird, ist der Kapazitätslastgang, also die Energiemenge, zum gleichen Zeitpunkt genau doppelt so hoch.

Bedarfs und Kapazitätslastgang von Spülmaschinen, Waschmaschinen und Wäschetrocknern

Analog zu Spülmaschinen wurden die entsprechenden Lastgänge für Wasch- und Spülmaschinen erstellt.

Werden alle Waschmaschinen, Trockner und Spülmaschinen zusammengefasst, entstehen die Lastgänge, welche in **Abbildung 5-14** dargestellt sind. Der Bedarfslastgang stellt nun den Lastgang dar, der entsteht, wenn alle Großgeräte maximal verschoben werden. Da die Vorgänge der Großgeräte ca. zwei Stunden dauern, kann die komplette Kapazität nicht innerhalb von wenigen Minuten abgebaut werden, sondern nur über einen Zeitraum von mindestens ein bis zwei Stunden.

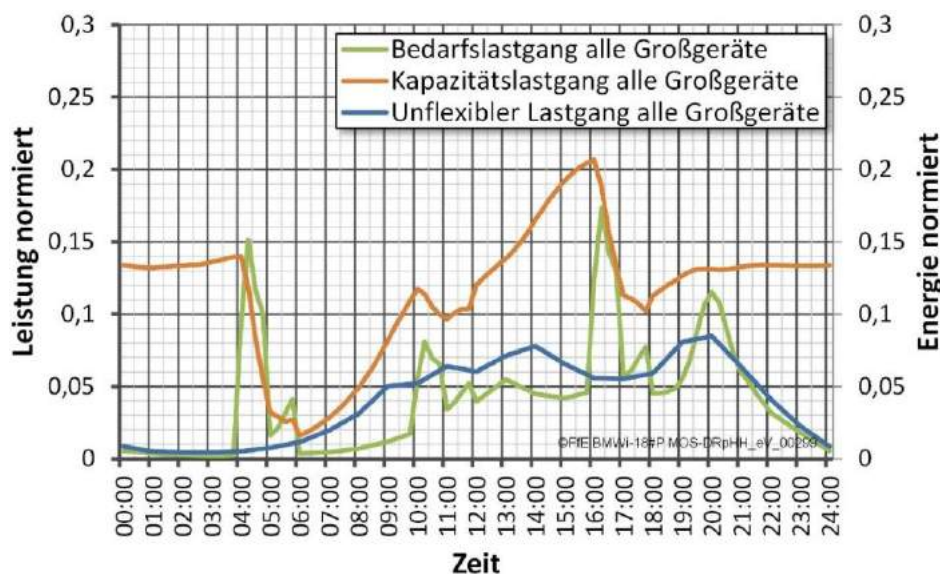


Abbildung 5-14: Bedarfs-, Kapazitäts- und unflexibler Lastgang aller Großgeräte

Für Kühl- und Gefriergeräte handelt es sich bei den Bedarfs-, Kapazitäts- und unflexiblen Lastgängen um konstante Geraden.

5.3.6 Technisches Potenzial

Das technische Potenzial ist analog zu der zeitlichen Verfügbarkeit stark uhrzeit-, tages- und saisonabhängig. Die maximal zuschaltbare Kapazität wird um ca. 20:00 Uhr erreicht und ist im Winter und an den Wochenenden tendenziell höher als an Werktagen und in den Sommermonaten.

In den E-Energy Schaufenstern konnte gezeigt werden, dass 10 % der Verbrauchsleistung von Haushalten zeitlich nach vorne oder hinten verschoben werden können. Als Skalierungswert für Deutschland wird angegeben, dass 5 % des Haushaltsstromverbrauchs für eine Stunde verschoben werden können (/BAUM-04 13/ S.45).

Eine Abschätzung für das theoretische Lastverschiebepotenzial im Jahr 2030 in Deutschland liefert die VDE-Studie „Demand Side Integration – Lastverschiebungspotenziale in Deutschland“ /VDE-01 12/ mit ca. 20 GW im Sommer und 18 GW im Winter.

Mit den oben beschriebenen Simulationen wurde im Rahmen des Projekts eine vergleichbare Leistung ermittelt. Deutschland besitzt demnach ein durchschnittlich zuschaltbares Lastverschiebungspotenzial von ca. 330 Wh pro Person. Österreich dagegen hat eine etwas niedrigere durchschnittliche zuschaltbare Kapazität von ca. 225 Wh pro Person. Dies ist auf den etwas niedrigeren Energieverbrauch bei Haushaltsgeräten in Österreich zurückzuführen und betrifft folglich alle verschiebbaren Lasten wie Spülmaschinen, Waschmaschinen, Trockner sowie Kühl- und Gefriergeräte. Durch den niedrigen Verbrauch dieser Geräte ergibt sich auch ein niedrigeres Verlagerungspotenzial. Die Entladung dieser funktionalen Stromspeicher benötigt eine Zeitdauer von ein bis zwei Stunden. Bei elektrischen Großgeräten findet die thermische Aufheizphase größtenteils in den ersten 30 Minuten statt; aufgrund dessen sind die abrufbaren Leistungen in diesem Zeitraum am höchsten.

5.3.7 Betriebskosten und Investitionen

Die Investitions- und Betriebskosten setzen sich bei einem Smart Meter aus den Kosten für seine drei Aufgabenbereiche (Datenerfassung, Datenübertragung und Datenverarbeitung) zusammen und sind in der folgenden **Tabelle 5-2** aufgelistet. Die ausgewiesenen Kosten beziehen sich auf den heutigen Stand der Technik. Eine Abschätzung der Kostenentwicklung für das Jahr 2030 ist in Kapitel 2.2 gegeben.

Tabelle 5-2: *Kosten je Smart Meter*

	Investitionen	Betriebskosten pro Jahr
Datenerfassung	155-275 €	10-25 €
Datenübertragung	8-132 €	6-148 €
Datenverarbeitung	2-4 €	4-8 €
Gesamtkosten	138-402 €	18-188 €

Weiterhin wird angenommen, dass keine Mehrkosten für die Anschaffung von Smart Grid fähigen Haushaltsgeräten entstehen. Dies ist nur dann gewährleistet, wenn die Nutzer im Zuge einer Hausautomatisierung den Mehrwert dieser Geräte unabhängig von der Lastverschiebung nutzen.

Mit Hilfe dieser Werte lassen sich die Gesamtinvestitionen und -betriebskosten für die Ausstattung aller Haushalte in Deutschland (40,4 Millionen) mit einem Smart Meter berechnen:

Investitionen: 5,6 - 16,2 Milliarden €

Betriebskosten pro Jahr: 0,7 - 7,6 Milliarden €

Aufgrund der fortschreitenden Weiterentwicklung und Standardisierung der Technologie kann davon ausgegangen werden, dass die Kosten, die mit der Installation verbunden sind, künftig weiter fallen werden.

Bei den Betriebskosten ist bei der Lastverschiebung von Haushaltsgeräten darauf hinzuweisen, dass das Potenzial von der Höhe der an den Kunden weitergegebenen Preisvorteile abhängt. In **Abbildung 5-15** ist für das E-Energy Schaufenster „moma“ die elektrische Lastverschiebung im Februar durch einen zeitvariablen Tarif dargestellt. Deutlich zu erkennen ist, dass bei der abendlichen Preissteigerung die verschobene Leistung am höchsten ist. Dies kann einerseits an der höheren verfügbaren Zeit der Teilnehmer sowie andererseits an der Aussicht auf ein geringeres Preisniveau liegen.

/BAUM-04 13/

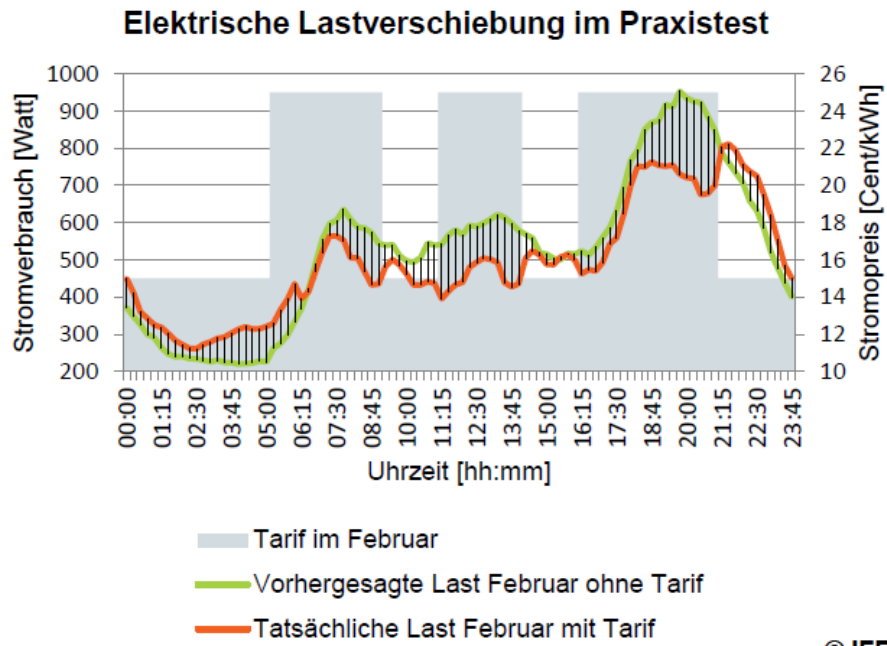


Abbildung 5-15: Elektrische Lastverschiebung in Feldversuch „moma“ /BAUM-04 13/

5.3.8 Zusammenfassung

Eine Zusammenfassung der technoökonomischen Kennwerte für die Lastflexibilisierung in privaten Haushalten mit Haushaltsgeräten ist in **Tabelle 5-3** gegeben.

Tabelle 5-3: *Technoökonomische Kennwerte für die Lastflexibilisierung in privaten Haushalten mit Haushaltsgeräten*

Kategorie	Kennwert	Wert							
		Weißer Geräte	Kühl- Gefriergeräte						
(1) Technische Kennwerte	Nutzungsgrad	1	1						
	Zeitliche Speicherverluste	Keine	50 %						
	Lebensdauer	Entfällt	Entfällt						
	Aktivierungszeit des Speichers	Eine Vorlaufzeit von ca. einer Stunde wird benötigt, um die maximale Lastverschiebung zu realisieren („Anstauung“ der Haushaltsgeräte)	< 30 s						
	Leistungsgradient	20 %/ min (5 min wegen Wasserzulauf innerhalb der Geräte)	10 %/s						
	Be- und Entladeleistung	Zuschaltbar: D: 726 W AT: 495 W Abschaltbar: D: 286 W AT: 187 W (Maximale verschiebbare Leistung je Haushalt)	Zuschaltbar: D: 132 W AT: 143 W Abschaltbar: D: 44 W AT: 44 W (Maximale verschiebbare Leistung je Haushalt)						
	Speicherkapazität	D: 1.450 Wh AT: 990 Wh (tagsüber, Nachts nahe Null)	D: 66 Wh AT: 66 Wh						
	Be- und Entladedauer*	2 h 5 h	0,5 h 1,5 h						
	Speicherdauer	0 - 12 h	0 - 1,5 h						
(2) Potenzial	Zeitliche Verfügbarkeit	8.760 h/a Die Höhe des Potenzials schwankt saisonal sowie im Wochen- und Tagesverlauf. Das Maximum an Potenzial steht an Samstagen, 20:00 Uhr, zur Verfügung. Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung wird ein täglicher Abruf angenommen.							
	Räumliche Verfügbarkeit	Direkt proportional zur Bevölkerung.							
	Deutschland Verfügbares Potenzial (Jahr / GW / GWh)	2015 0 0	2020 0,7 1,4	2025 1,6 3,2	2030 2,7 5,4	2015 0 0	2020 0,3 0,3	2025 0,7 0,7	2030 1,2 1,2
	Österreich Verfügbares Potenzial (Jahr / GW / GWh)	2015 0 0	2020 0,05 0,1	2025 0,12 0,24	2030 0,19 0,38	2015 0 0	2020 0,03 0,03	2025 0,07 0,07	2030 0,12 0,12
(3) Kosten	Investitionen	Die Erschließung der Lastflexibilisierungspotenziale in privaten Haushalten erfordert die Investition in IKT. Je Anschluss werden hier Kosten für das Jahr 2030 in Höhe von 220 € angesetzt.							
	Betriebskosten	Die fixen und variablen Betriebskosten für die IKT belaufen sich im Jahr 2030 auf 42 € je Anschluss und Jahr.							

* Entladeleistung und Entladedauer beziehen sich bei der Lastflexibilisierung von Haushaltsgeräten auf die abschaltbare Leistung bzw. die Dauer der möglichen Abschaltung

Entsprechend der vorangegangenen Herleitung der Kennwerte wird dabei unterschieden in technoökonomische Kennwerte für Kühl- und Gefriergeräte sowie technoökonomische Kennwerte für weiße Geräte. Während bei den Kosten und dem Potenzial für die Flexibilisierung der beiden Arten von Haushaltsgeräten keine entscheidenden Unterschiede auszumachen sind, kommt es bei den technischen Kennwerten zu deutlichen Abweichungen. Diese Abweichungen führen dazu, dass es bei der Festlegung geeigneter und relevanter Speichertechnologien ebenfalls zu Abweichungen zwischen den beiden Arten von Haushaltsgeräten kommen kann.

5.4 Mögliche Einsatzoptionen

Nachfolgend wird zunächst bestimmt, für welche Einsatzoptionen die Speichertechnologie Lastflexibilisierung in privaten Haushalten mit Haushaltsgeräten relevant ist. Darauf aufbauend erfolgt in Kapitel 5.5 eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung. Wie zuvor bereits erwähnt, wird dabei zwischen der Lastflexibilisierung mittels Kühl- und Gefriergeräten sowie der Lastflexibilisierung von weißen Geräten unterschieden.

5.4.1 Systemsicht

Die Einsatzoptionen aus Systemsicht werden in **Tabelle 5-4** dargestellt. Der Einsatz von flexibilisierten Haushaltsgeräten für den Redispatch wird aufgrund fehlender Relevanz für die Deckung des Gesamtbedarfs ausgeschlossen. Weiterhin ist die Integration überschüssiger gesetzter Einspeisung mit langer Beladedauer verbunden, welche durch die Flexibilisierung von Haushaltsgeräten nicht erfüllt werden kann. Die Bereitstellung von Regelleistung ist aufgrund der Anforderungen an die Aktivierungszeit eingeschränkt und unterscheidet sich für weiße Geräte und Kühl- und Gefriergeräte. Das Potenzial für die Regelleistungsbereitstellung ist jedoch als gering einzustufen, so dass die Flexibilisierung von Haushaltsgeräten für diese Einsatzoption als nicht relevant bewertet wird.

Tabelle 5-4: Identifikation relevanter Einsatzoptionen für die Lastflexibilisierung in privaten Haushalten mit Haushaltsgeräten aus Systemsicht

Einsatzoption	Geräte	Eignung	Relevanz	Kommentar
Lastglättung	Weißer Geräte	x	x	---
	Kühl- Gefriergeräte			
Integration überschüssiger gesetzter Einspeisung	Weißer Geräte	nicht geeignet	nicht relevant	Die erforderliche Beladedauer im zweistelligen Stundenbereich wird nicht erfüllt.
	Kühl- Gefriergeräte			
Ausgleich des erkannten Prognosefehlers	Weißer Geräte	x	x	---
	Kühl- Gefriergeräte			
Redispatch	Weißer Geräte	x	nicht relevant	Das Potenzial an der Stelle des Engpasses beträgt weniger als 10 % des Redispatch-Bedarfs.
	Kühl- Gefriergeräte			
Vermeiden von Einspeisemanagement	Weißer Geräte	x	x	---
	Kühl- Gefriergeräte			
Bereitstellung von Primärregelleistung (PRL)	Weißer Geräte	nicht geeignet	nicht relevant	Aktivierungszeit von maximal 30 s kann von weißen Geräten nicht erfüllt werden; einzelne Kühl- und Gefriergeräte können die Anforderung erfüllen, ein Anlagenpool jedoch nicht.
	Kühl- Gefriergeräte			
Bereitstellung von Sekundärregelleistung (SRL)	Weißer Geräte	nicht geeignet	nicht relevant	Aktivierungszeit kann von weißen Geräten nicht erfüllt werden.
	Kühl- Gefriergeräte	x		---
Bereitstellung von Minutenreserve (MRL)	Weißer Geräte	nicht geeignet	nicht relevant	Aktivierungszeit kann von weißen Geräten nicht erfüllt werden.
	Kühl- Gefriergeräte	x		---
Bereitstellung gesicherter Leistung	Weißer Geräte	nicht geeignet	nicht relevant	Die Leistungsbereitstellung kann nicht gesichert über mehrere Stunden erfolgen.
	Kühl- Gefriergeräte			

5.4.2 Akteurssicht

Eine Übersicht zu den relevanten Einsatzoptionen für die Lastflexibilisierung in privaten Haushalten mittels Haushaltsgeräten ist in **Tabelle 5-5** gegeben. Dabei zeigt sich, dass es für die Lastflexibilisierung mittels Kühl- und Gefriergeräten mehr relevante Einsatzoptionen gibt, als für die Lastflexibilisierung mit weißen Geräten. Der Grund hierfür ist die Aktivierungszeit. Die Lastflexibilisierung weißer Geräte erfordert, wie in Tabelle 5-3 dargestellt, eine Vorlaufzeit von etwa einer Stunde, während einzelne Kühl- und Gefriergeräte binnen 30 Sekunden verfügbar sind. Die Aktivierungszeit eines gesamten Pools an Kühl- und Gefriergeräten liegt hingegen höher. Aus diesem Grund ist

die Bereitstellung von Primärregelleistung keine relevante Einsatzoption für die Lastflexibilisierung in privaten Haushalten mit Kühl- und Gefriergeräten.

Tabelle 5-5: *Identifikation relevanter Einsatzoptionen für die Lastflexibilisierung in privaten Haushalten mit Haushaltsgeräten aus Akteursicht*

Einsatzoption	Geräte	Betrachtung	Eignung	Relevanz	Kommentar
Einhaltung von Lieferverpflichtungen	Weißer Geräte	nicht betrachtet	---	---	Einsatzoption richtet sich an Stromerzeuger bzw. Händler zum Ausgleich nicht planbarer Kraftwerksausfälle; Batteriespeicher in privaten Haushalten stellen keine für den Händler/Stromerzeuger uneingeschränkt verfügbare Technologie dar.
	Kühl- Gefriergeräte				
Optimierung der EEG-Vermarktung	Weißer Geräte	nicht betrachtet	---	---	Zwischengespeicherter EEG-Strom muss wieder in das Netz eingespeist werden, da eine Vermarktung erfolgt.
	Kühl- Gefriergeräte				
Bereitstellung von Primärregelleistung (PRL)	Weißer Geräte	x	nicht geeignet	nicht relevant	Aktivierungszeit von maximal 30 s kann von weißen Geräten nicht erfüllt werden; einzelne Kühl- und Gefriergeräte können die Anforderung erfüllen, ein Anlagenpool jedoch nicht.
	Kühl- Gefriergeräte				
Bereitstellung von Sekundärregelleistung (SRL)	Weißer Geräte	x	nicht geeignet	nicht relevant	Aktivierungszeit kann von weißen Geräten nicht erfüllt werden.
	Kühl- Gefriergeräte	x	x	x	Der Zusammenschluss mehrerer Anlagen zu einem Pool wird vorausgesetzt.
Bereitstellung von Minutenreserve (MRL)	Weißer Geräte	x	nicht geeignet	nicht relevant	Aktivierungszeit kann von weißen Geräten nicht erfüllt werden.
	Kühl- Gefriergeräte	x	x	x	Der Zusammenschluss mehrerer Anlagen zu einem Pool wird vorausgesetzt.
Teilnahme am Day-Ahead-Handel	Weißer Geräte	x	x	x	Der Zusammenschluss mehrerer Anlagen zu einem Pool wird vorausgesetzt.
	Kühl- Gefriergeräte				
Teilnahme am Intraday-Handel	Weißer Geräte	x	nicht geeignet	nicht relevant	Aktivierungszeit kann von weißen Geräten nicht erfüllt werden.
	Kühl- Gefriergeräte	x	x	x	Der Zusammenschluss mehrerer Anlagen zu einem Pool wird vorausgesetzt.
Erhöhung des Eigenverbrauchs	Weißer Geräte	x	x	x	---
	Kühl- Gefriergeräte				
(Spitzen-) Lastmanagement	Weißer Geräte	nicht betrachtet	---	---	Einsatzoption richtet sich primär an Industriekunden, Lastflexibilisierung in privaten Haushalten ist nicht Gegenstand der Betrachtung.
	Kühl- Gefriergeräte				
Notstromversorgung	Weißer Geräte	x	nicht geeignet	nicht relevant	Technologie muss unmittelbar und zu jedem Zeitpunkt zur Verfügung stehen.
	Kühl- Gefriergeräte				

5.5 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Für die in Kapitel 5.4 identifizierten Einsatzoptionen wird zunächst das Kostenreduktionspotenzial aus Systemsicht ermittelt. Anschließend erfolgt die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung aus Akteurssicht. Es wird dabei gemäß der in Kapitel 1 beschriebenen Methodik vorgegangen.

5.5.1 Systemsicht

Rentabilitätsindizes

Das Kostenreduktionspotenzial aus Systemsicht ist der **Tabelle 5-6** zu entnehmen. Es wird deutlich, dass für keine der Einsatzoptionen eine Kostenreduktion zu erzielen ist. Dies ist auf die IKT-Kosten sowie die geringe spezifische Leistung je Anschluss zurückzuführen. Weiterhin hat auch die begrenzte zeitliche Verfügbarkeit einen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit.

Tabelle 5-6: *Kostenreduktionspotenzial (Rentabilitätsindizes) für die Lastflexibilisierung in privaten Haushalten mit Haushaltsgeräten für die Einsatzoptionen aus Systemsicht*

Einsatzoption	Rentabilitätsindex*	
	Weißer Geräte	Kühl- und Gefriergeräte
Lastglättung und Ausgleich des erkannten Prognosefehlers	-0,79	-0,99
Vermeiden von Einspeisemanagement	-0,97	-0,97

* Noch nicht berücksichtigt sind hier die zeitlichen Speicherverluste, die bei Kühl- und Gefriergeräten auftreten.

Anwendungsportfolio

Als Haupteinsatzoption wird die Lastglättung identifiziert, da das Vermeiden von Maßnahmen des Einspeisemanagements aufgrund des Netzausbaus nur als Übergangslösung zu verstehen ist und das Potenzial an der Stelle des Engpasses begrenzt ist. Es ergibt sich nach Aufwertung für den bedingten Einsatz für das EinsMan daher ein RI von -0,77 für weiße Geräte und -0,97 für Kühl- und Gefriergeräte.

5.5.2 Akteurssicht

Rentabilitätsindizes

Eine Übersicht zu den Rentabilitätsindizes in Abhängigkeit der Einsatzoption ist in **Tabelle 5-7** gegeben. Als flexibilisierbare Leistung je Haushalt wurden dabei die in **Tabelle 5-3** ausgewiesenen Durchschnittswerte für Deutschland herangezogen. Es ist zu erkennen, dass für die Lastflexibilisierung mittels Kühl- und Gefriergeräten bei keiner der Technologien ein Gewinnpotenzial gegeben ist. Dies basiert v. a. auf den geringen Leistungen, die je Haushalt zur Flexibilisierung zur Verfügung stehen. Die flexibilisierbaren Leistungen für weiße Geräte je Haushalt liegen in etwa um den Faktor fünf höher, aus diesem Grund fallen die Rentabilitätsindizes im Vergleich zu den Indizes für Kühl- und Gefriergeräte höher aus. Ein eingeschränkt positiver Rentabilitätsindex wird lediglich bei der Einsatzoption Erhöhung des Eigenverbrauchs erreicht.

Tabelle 5-7: *Gewinnpotenzial (Rentabilitätsindizes) für die Lastflexibilisierung in privaten Haushalten mit Haushaltsgeräten für die Einsatzoptionen aus Akteurssicht*

Einsatzoption	Rentabilitätsindex*	
	Weißer Geräte	Kühl- und Gefriergeräte
Bereitstellung von negativer Sekundärregelleistung (nSRL)		-0,99
Bereitstellung von positiver Sekundärregelleistung (pSRL)		-1,00
Bereitstellung von negativer Minutenreserve (nMRL)		-1,00
Bereitstellung von positiver Minutenreserve (pMRL)		-1,00
Teilnahme am kurzfristigen Handel**	-0,80	-0,99
Erhöhung des Eigenverbrauchs	-0,08	-0,91

* Noch nicht berücksichtigt sind hier zeitliche Speicherverluste, die insbesondere bei Kühl- und Gefriergeräten auftreten

** Einsatz weißer Geräte beschränkt sich auf Day-Ahead Handel

Anwendungsportfolio

Für die Lastflexibilisierung in privaten Haushalten mit weißen Geräten liegt der RI der Haupteinsatzoption Erhöhung des Eigenverbrauchs bei -0,08. Neben der Orientierung des Einsatzes weißer Geräte an der Erzeugung der eigenen dezentralen Anlage ist es möglich, dass der Einsatz der Geräte sich bedingt an den Preissignalen des kurzfristigen Stromhandels orientiert. Somit erfolgt eine Aufwertung des RI um 0,05, wodurch der finale RI für die Lastflexibilisierung in privaten Haushalten mit weißen Geräten bei 0,02 und somit im positiven Bereich liegt.

Vergleichbar mit der Lastflexibilisierung weißer Geräte ist es auch im Rahmen der Lastflexibilisierung von Kühl- und Gefriergeräten möglich neben der Haupteinsatzoption Erhöhung des Eigenverbrauchs noch weitere Einsatzoptionen zu bedienen. Die Bereitstellung negativer Sekundärregelleistung und die bedingte Bereitstellung positiver Sekundärregelleistung stellen zusammen mit der Erhöhung des Eigenverbrauchs ein Anwendungsportfolio dar, das zu einer Aufwertung des RI um 0,15 führt. Trotz dieser Aufwertung liegt der finale RI für die Lastflexibilisierung in privaten Haushalten mit Kühl- und Gefriergeräten mit -0,76 im negativen Bereich.

6 Lastflexibilisierung in privaten Haushalten mit Batteriespeichern

Bearbeiter: Florian Samweber, Philipp Nobis

In den vorangegangenen Kapiteln wurde bereits die Lastflexibilisierung in privaten Haushalten mittels Power2Heat und Haushaltsgeräten behandelt. Als dritte Variante besteht die Möglichkeit, Energie in Haushalten mit stationären Batteriespeichern zu speichern. Diese Variante wird im Folgenden kurz skizziert.

6.1 Stand der Technik und Entwicklungspotenzial

Batteriespeicher zur Notstromversorgung privater Haushalte im Sinne einer unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV) sind seit einigen Jahrzehnten am Markt verfügbar. In Deutschland kommen diese Systeme aufgrund der hohen Versorgungssicherheit, die das Netz der allgemeinen Versorgung bietet, nur sehr bedingt zum Einsatz.

Batteriespeicher in privaten Haushalten, die über eine eigene dezentrale Erzeugungsanlage verfügen, sind – abgesehen von Inselsystemen – erst seit wenigen Jahren am Markt verfügbar. Dabei ist zu beobachten, dass das am Markt verfügbare Portfolio an Systemen unterschiedlicher Hersteller seit 2012 stetig ansteigt. Die Systeme haben dabei das Ziel, den Anteil der selbst verbrauchten eigen erzeugten elektrischen Energie (Eigenverbrauch) sowie den Anteil der eigenen Erzeugung an dem eigenen Verbrauch zu erhöhen (Eigendeckung). Ein Eigenverbrauch von 100 % bedeutet, dass keine selbst erzeugte elektrische Energie in das allgemeine Stromnetz eingespeist wird. Eine Eigendeckung von 100 % bedeutet, dass kein elektrischer Strom aus dem allgemeinen Stromnetz bezogen wird. Beide Faktoren können durch Lastflexibilisierung mit Haushaltsgeräten (siehe Kapitel 5) sowie durch den Einsatz von stationären Batteriespeichern erhöht werden.

6.1.1 Systembeschreibung

Als Hausspeichersysteme werden im Folgenden stationäre Batteriespeicher bezeichnet, welche über einen Wechselrichter elektrisch an einen Haushalt gekoppelt werden. Die Ladung der Speicher erfolgt aus eigenen Erzeugungseinheiten (typischerweise Photovoltaikanlagen) bzw. aus dem Stromnetz der allgemeinen Versorgung (vor allem für Notstromversorgung). Die Speicher werden zurzeit ausschließlich entladen, um den eigenen Bedarf an elektrischer Energie der Haushalte zu decken. Je nach Verwendungszweck, der durch eine entsprechende Auslegung und Ansteuerung gekennzeichnet wird, handelt es sich folglich um Speicher zur Eigenverbrauchserhöhung oder Notstromversorgung. Die durchschnittliche Größe von angebotenen Hausspeichersystemen zur Integration dezentraler Erzeugungseinheiten beträgt im Mittel 7 kWh.

Bei der Auswahl der Hausspeichersysteme ist zu beachten, dass es AC- und DC-gekoppelte Systeme gibt (siehe **Abbildung 6-1**). Wenige neue Speichersysteme

können bereits AC und DC gekoppelt werden. DC-gekoppelte Systeme eignen sich nicht für die Nachrüstung von bestehenden Photovoltaik-Anlagen, da der bereits im DC-System verbaute Wechselrichter meist nur für eine bestimmte PV-Anlagendimensionierung vorgesehen sind. Im Gegensatz zu AC-Systemen haben DC-Systeme jedoch einen höheren Systemnutzungsgrad, da ein Wechselrichter entfällt. Für Speichersysteme, welche gleichzeitig mit einer Photovoltaikanlage gebaut werden, wird es sich daher in Zukunft lohnen, auf DC-Systeme zu setzen, wohingegen die meisten Betreiber von bestehenden PV-Anlagen auf AC-Systeme zurückgreifen müssen /FFE-09 14/.

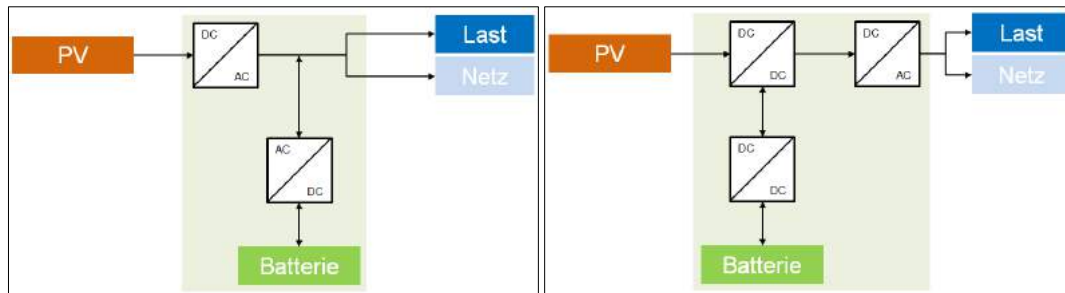


Abbildung 6-1: Schematische Darstellung von AC (links) und DC (rechts) gekoppelten Hausspeichersystemen

Als weiteres Unterscheidungskriterium ist die Kopplung der Systeme mit den Hausanschlüssen zu sehen. Hier gibt es 1-phasig bzw. 3-phasig gekoppelte Systeme. Nur wenige Systeme können bei einem Ausfall des Stromnetzes der allgemeinen Versorgung ein Inselnetz in dem entsprechenden Haushalt aufbauen.

6.1.2 Pilotprojekte

In unterschiedlichen Pilotprojekten wird die Verwendung von stationären Batteriespeichern in Haushalten untersucht. Im Rahmen des bereits diskutierten Projekts E-Energy wurde insbesondere in der Modellregion Harz („RegModHarz“) die Erhöhung des Eigenverbrauchs in Haushalten mit Photovoltaikanlagen betrachtet. /BAUM-04 13/

In dem Projekt „Sun2Car@GAP“ wird simulativ betrachtet, inwieweit der PV-Strom-Eigenverbrauch in Haushalten mit Photovoltaikanlage und Elektrofahrzeug durch einen stationären Energiespeicher erhöht werden kann. Ein besonderes Augenmerk wird dabei neben der Wirtschaftlichkeit auch auf die Möglichkeiten zur Netzentlastung sowie auf die Verwendung von Second-Life / Second-Use-Batterien gelegt.

Erste Ergebnisse zeigen, dass der Eigenverbrauch von Haushalten mit und ohne Elektrofahrzeug durch stationäre Batteriespeicher im Durchschnitt um etwa 20 % gesteigert werden kann. Der Anteil der selbst verbrauchten elektrischen Energie kann durch ein Elektrofahrzeug um weitere 5 % (ohne stationären Batteriespeicher) bzw. 10 % (mit 10 kWh stationärem Batteriespeicher) erhöht werden. Die Bandbreite der erzielbaren Ergebnisse zeigt eine hohe Abhängigkeit des Eigenverbrauchs von den Nutzergewohnheiten. /FFE-07 14/,/FFE-08 14/

6.1.3 Entwicklungspotenzial

Stationäre Batteriespeicher könnten technisch gesehen in jedem Haushalt in Deutschland zum Einsatz kommen. Neben der technischen Realisierbarkeit sind für Haushalte jedoch insbesondere auch wirtschaftliche Aspekte relevant. Die Bewertung der Wirtschaftlichkeit der Systeme in Abhängigkeit der Einsatzoption folgt erst in Kapitel 5.5.

In dem FfE-Projekt „Sun2Car“ wurden folgende wesentliche Gründe für eine Anschaffung von Batteriespeichern in privaten Haushalten identifiziert:

- Erhöhung der Eigendeckung durch eine eigene Erzeugungsanlage (v.a. Photovoltaik)
 - Reduktion des persönlichen CO₂-Ausstoßes („Ökologische Motivation“)
 - Erhöhung der Wirtschaftlichkeit durch Nutzung der Preisdifferenz zwischen Einspeisevergütung und Haushaltsstrompreis („Wirtschaftliche Motivation“)
- Unabhängigkeit von dem Stromversorger und Bereitstellung einer Notstromversorgung bzw. Betrieb eines Inselnetzes (z.B. Berghütten, Systeme zur Verkehrsüberwachung etc.)

In Simulationen, basierend auf /FFE-07 14/ und /FFE-08 14/, hat die FfE die in **Abbildung 6-2** dargestellten Eigenverbrauchspotenziale für private Haushalte für unterschiedlich große stationäre Batteriespeicher ermittelt. Besonders bei kleinen Photovoltaikanlagen kann der Eigenverbrauch demnach durch einen stationären Batteriespeicher hohe Werte erreichen. Ein hoher Eigenverbrauch korreliert tendenziell mit einem größeren wirtschaftlichen Vorteil für den Haushalt. Derzeit sind Hausspeichersysteme jedoch auch bei der guten Ausnutzung in Kombination mit kleinen Photovoltaikanlagen nicht wirtschaftlich. Dies wurde ebenfalls in /FFE-18 12/ bestätigt. Es wird jedoch angenommen, dass auf Grund dieser besseren Ausnutzung die Gruppe der Photovoltaikanlagenbesitzer ein gesteigertes Interesse an Hausspeichersystemen hat und damit einen entscheidenden Einfluss auf das Entwicklungspotenzial von stationären Batteriespeichern hat.

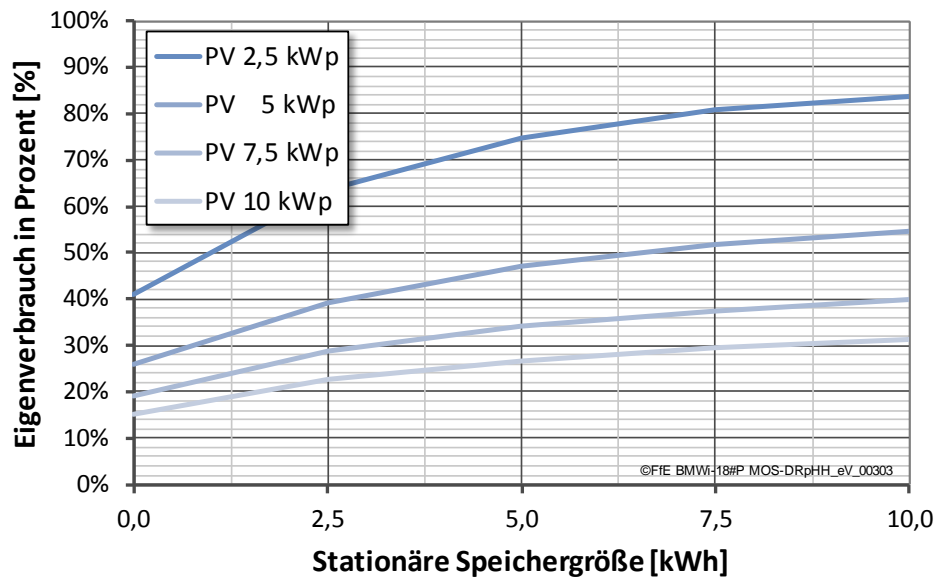


Abbildung 6-2: *Eigenverbrauch von PV-Strom im Mittel über 114 Haushalte*

Eine Umfrage des Bundesverbandes Solarwirtschaft e. V. zeigt, dass jeder zweite Neuinvestor einer PV-Anlage und jeder dritte Anlagenbetreiber Interesse an PV-Hausspeichersystemen haben. Für die Kaufinteressenten ist neben der idealistisch geprägten Motivation einer unabhängigen, regenerativen Eigenerzeugung vor allem der ökonomische Aspekt von Bedeutung. /BSW-02 13/

6.2 Regulatorische Rahmenbedingungen

Bezüglich der regulatorischen Rahmenbedingungen gibt es keine nennenswerten Abweichungen zu den im Kapitel „Lastverschiebungen mit Haushaltsgeräten“ beschriebenen Annahmen.

6.3 Technoökonomische Kennwerte

Im Folgenden werden die technoökonomischen Kennwerte von Batteriespeichern in privaten Haushalten dargestellt. Die technischen Kennwerte wurden im Rahmen einer Metastudie erhoben. Die anschließende räumliche Verteilung basiert auf Auswertungen auf Grundlage des FfE-Regionenmodells.

6.3.1 Technische Kennwerte

Der Systemnutzungsgrad von kommerziell verfügbaren, stationären Systemen zur Erhöhung des Eigenverbrauchs beträgt derzeit im Mittel 87 %. Damit ergibt sich ein Systemwirkungsgrad für die Be- bzw. Entladung von 93 %. Hier wird angenommen, dass die zeitlichen Speicherverluste bei einem Einsatz der stationären Batteriespeicher als Kurzzeitspeicher vernachlässigbar sind. Die angegebene Speicherkapazität beträgt im Durchschnitt 10 kWh (Bandbreite: 1 bis 57 kWh). Mit einer durchschnittlichen Entladetiefe (DoD) von 70 % beträgt die nutzbare Speicherkapazität 7 kWh (Bandbreite: 1 bis 50 kWh). Die Lebensdauer der Speichersysteme beträgt im Durchschnitt 4.500 Vollzyklen. Dies entspricht einer Gebrauchsdauer von 25 Jahren (Annahme von 180 Vollzyklen pro Jahr).

Die kalendarische Lebensdauer ergibt im Mittel 17 Jahre. Kalendarische Alterung beschreibt die Alterung, die auftritt, wenn die Batterie überhaupt nicht belastet wird. Jedoch stehen die Batteriespeicher auch im Anschluss – dann mit um 20 % reduzierter Kapazität – zur Verfügung.

Eine Analyse basierend auf 65 aktuellen Hausspeichersystemen /CAR-01 14/ zeigt, dass Batteriespeicher derzeit im Mittel bei höchster möglicher Entladeleistung in 1,4 Stunden entladen werden können. Damit ergibt sich derzeit je nach Speichersystem eine maximale sogenannte C-Rate von 0,2 bis 4,5. Der Durchschnitt beträgt 1,4. Durch Verbesserung der Batteriesysteme kann angenommen werden, dass in Zukunft bei der überwiegenden Anzahl an Speichern eine Entladung innerhalb einer Stunde möglich sein wird. Damit entspricht die Speicherkapazität in kWh der Speicherleistung in kW. Gegen eine schnellere Entladung sprechen gesteigerte Systemkosten durch Überdimensionierung von Wechselrichtern, gesteigerte Anforderungen an die Kühlung der Systeme und gesteigerte Kosten für die Leiterstrukturen in den Batteriespeichern.

6.3.2 Räumliche Verteilung

Es wird angenommen, dass sich die räumliche Verteilung der stationären Batteriespeicher in Haushalten nach den beiden Parametern „Jahresstromverbrauch der Gemeinden“ und „Anzahl neu installierter Photovoltaikanlagen“ (vergleiche **Abbildung 6-3**) richten wird. Für den Parameter „Anzahl neuer Photovoltaikanlagen“ spricht, dass generell davon auszugehen ist, dass auch in Zukunft Eigenverbrauch einen wirtschaftlichen Vorteil gegenüber der Netzeinspeisung haben wird (siehe vorheriges

Kapitel). Die Wirtschaftlichkeit ist dadurch in Haushalten mit Photovoltaikanlagen, die nur geringfügig vergütet werden, höher. Aus diesem Grund wird angenommen, dass die räumliche Verteilung von Hausspeichersystemen mit der räumlichen Verteilung von neu errichteten PV-Anlagen korreliert.

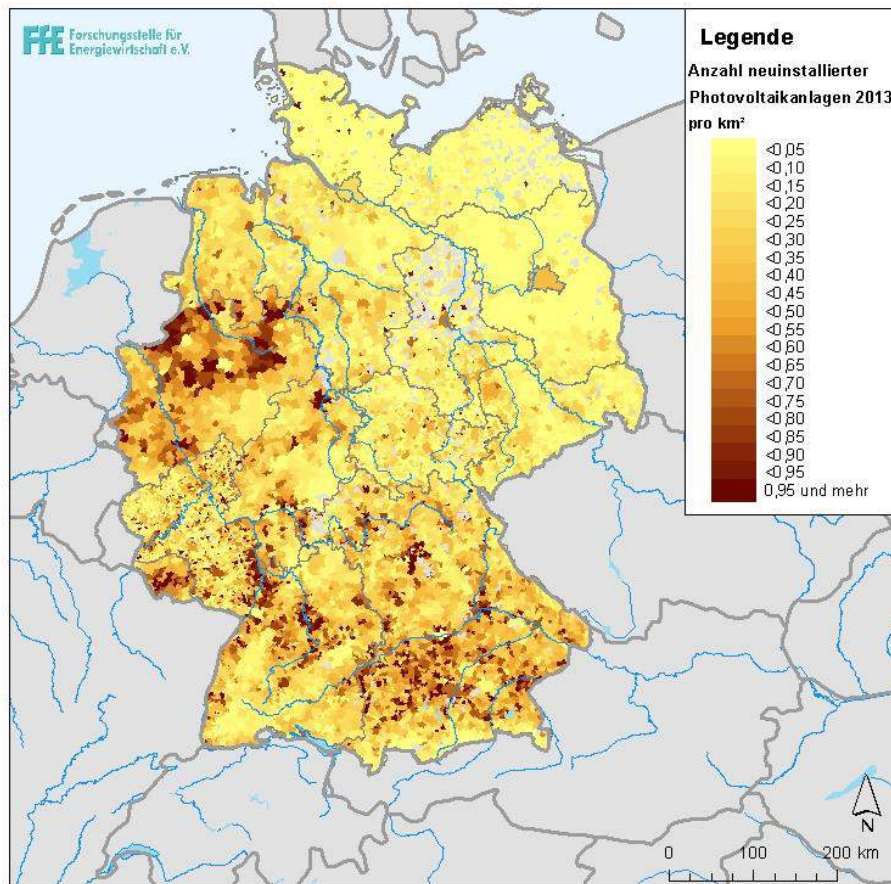


Abbildung 6-3: Räumliche Verteilung der neuinstallierten Photovoltaikanlagen pro Quadratkilometer in Deutschland in 2013

6.3.3 Zeitliche Verfügbarkeit

Prinzipiell stehen stationäre Batteriespeicher in Haushalten kontinuierlich zur Verfügung. Es muss jedoch beachtet werden, dass je nach Einsatzstrategie der Hausspeichersysteme jeweils nur die Hälfte des Speichervolumens für Be- bzw. Entladungen zur Verfügung steht.

Wenn Hausspeichersysteme in Zukunft an den Energiemärkten zum Einsatz kommen sollen, dann ist davon auszugehen, dass dies nur mittels eines Aggregators, welcher viele Hausspeichersysteme ansteuern kann, möglich sein wird. Nicht-Verfügbarkeiten auf Grund von Wartungen treten nach Herstellerangaben nicht auf. Ein Faktor, der im Hinblick auf die Verfügbarkeit der Systeme zusätzlich von Relevanz ist, ist die Anforderung des Nutzers an sein Speichersystem. Im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung in Kapitel 6.5 wurde dieser Faktor nicht berücksichtigt. Vielmehr wurde überprüft, ob für die einzelnen Einsatzoptionen ein Kostenreduktionspotenzial aus Systemsicht bzw. ein Gewinnpotenzial aus Akteurssicht vorliegt. Dieser Überprüfung liegt die Annahme zu Grunde, dass das System für die wirtschaftlichste Einsatzoption eingesetzt wird.

6.3.4 Technisches Potenzial

Das technische Potenzial von Batteriespeichern in Haushalten ist theoretisch nahezu unbegrenzt.

Maximalabschätzung 2030

Bleibt der Haushaltskundenstrompreis bis zum Jahr 2030 konstant, so können 0,8 bis 2,3 Mio. Haushalte in Deutschland, die über eine PV-Anlage verfügen, eine Differenz von 15 ct/kWh zwischen dem Strombezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung und ihrer Eigenerzeugung erwirtschaften. Wird angenommen, dass diese Haushalte zur weiteren Erhöhung des Eigenverbrauchs in einen Batteriespeicher investieren, ergibt sich die Maximalabschätzung der Speicherkapazität und Leistung, die von Hausspeichersystemen im Jahr 2030 zur Verfügung gestellt werden können. Bei einer durchschnittlichen Speicherkapazität je System von 7 kWh bzw. einer Leistung von 5 kW ergibt sich eine gesamte Kapazität von 4,9 - 16,1 GWh bzw. eine gesamte Leistung von 3,5 - 11,5 GW.

6.3.5 Betriebskosten und Investitionen

Derzeit werden Hausspeichersysteme, von zahlreichen Pilottests abgesehen, von privaten Haushalten gekauft und betrieben. In Zukunft könnten auch Betreibermodelle realisiert werden, bei denen ein lokaler Energieversorger oder ein neuer Marktakteur den Speicher erwirbt und betreibt.

Betriebskosten

Bei den Betriebskosten wird zwischen Betriebskosten für die IKT sowie Kosten für die Beladung der Speicher unterschieden. Kosten für die Wartung der Systeme können vernachlässigt werden. Für eine Aggregation der Batteriespeicher zu einem virtuellen Speicher und die Einbindung in das Energiesystem fallen IKT-Kosten an. Diese wurden bereits im Kapitel 2.2 „Informations- und Kommunikationstechnologie für dezentrale Speicheranlagen“ diskutiert und belaufen sich im Jahr 2030 auf 42 Euro je Anschluss.

Die Kosten für die Beladung der Systeme hängen von den jeweiligen Netzbezugskosten bzw. – wie zuvor diskutiert – von den Kosten der eigenen Erzeugung ab. Da die Kosten für die Beladung je nach Einsatzoption divergieren können, erfolgt an dieser Stelle keine Festlegung. Vielmehr fließen die Kosten für den Strombezug zur Beladung des Speichers individuell in die Wirtschaftlichkeitsberechnungen für die einzelnen Einsatzoptionen mit ein.

Investitionen

Soll eine Abschätzung zu den anfallenden Investitionen für Hausspeichersysteme für das Jahr 2030 getroffen werden, gilt es insbesondere zwei Faktoren in Bezug auf die verfügbaren Angaben zu derzeitigen Investitionen zu beachten:

- Die Investitionen beziehen sich auf eine Vielzahl nicht standardisierter Batteriespeichersysteme mit jeweils unterschiedlichen Leistungs- und Kapazitätsparametern
- Die Investitionen beziehen sich auf das gesamte System; eine Kostenaufteilung der einzelnen Bestandteile, die bis 2030 eine unterschiedliche Kostendegression aufweisen können, ist nur sehr eingeschränkt verfügbar.

Aus diesem Grund gehen der Abschätzung der Investitionen für das Jahr 2030 zwei Voruntersuchungen voraus. Zum einen eine Untersuchung der Korrelation zwischen den Investitionen und der Speichergröße zur Herleitung spezifischer Kosten. Zum anderen eine Untersuchung der Aufteilung der Investitionen für das gesamte System auf die einzelnen Bestandteile. Unter Einbezug der Kostentwicklung für die einzelnen Komponenten stationärer Großbatteriespeicher (vgl. Kapitel 12.2) und der Kostentwicklung für Informations- und Kommunikationstechnologie (vgl. Kapitel 2.2) erfolgt anschließend eine Abschätzung der Investitionen für Hausspeichersysteme im Jahr 2030.

Haushaltskunden müssen für Eigenverbrauchssysteme derzeit Investitionen in Höhe von etwa 10.000 Euro bis zu 45.000 Euro ansetzen. Die große Spannweite ist vor allem durch die verschiedenen Kapazitäten der einzelnen Systeme bedingt. In **Abbildung 6-4** sind die durch eine Literaturrecherche identifizierten Angaben zu den Investitionen für 65 Hausspeichersysteme verschiedener Hersteller⁹ in Abhängigkeit der Speicherkapazität der jeweiligen Systeme aufgetragen. Trotz der hohen Streuung der Investitionskosten für das gesamte System bildet sich ein linearer Zusammenhang zwischen Investitionen und Speicherkapazität im Ansatz heraus. Die durchschnittlichen spezifischen Kosten lassen sich basierend auf der dargestellten Auswertung mit etwa 2.100 €/kWh für das Gesamtsystem angeben. /PHOTON-08 11/, /PHOTON-08 12/, /ISEA-01 11/, /PHOTON-06 13/, /CAR-01 14/

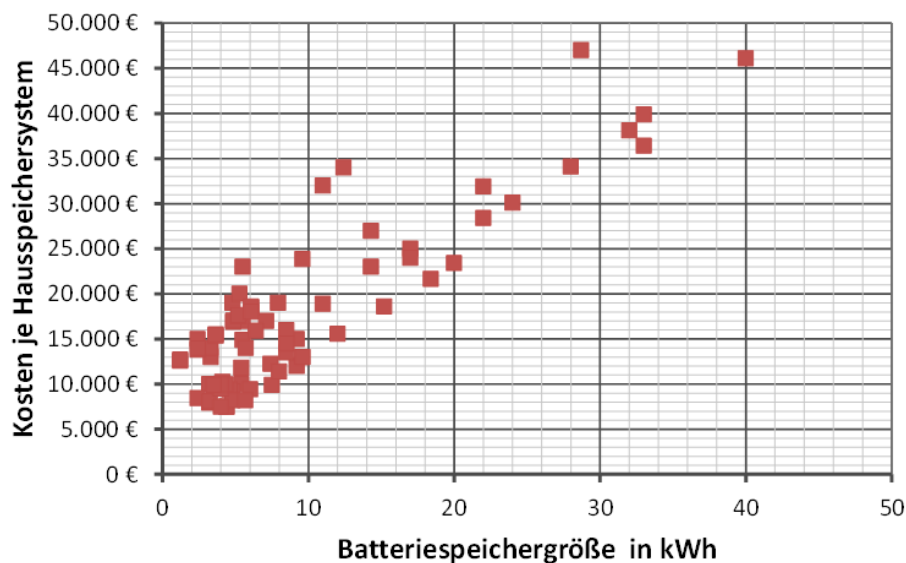


Abbildung 6-4: *Kosten je Hausspeichersystem in Abhängigkeit der Speichergröße*

Analog zu **Abbildung 6-4** sind in **Abbildung 6-5** die Kosten der Hausspeichersysteme in Abhängigkeit der Speicherleistung aufgetragen. Die Darstellung der Kosten in Abhängigkeit der Speicherleistung weist keine Tendenz eines linearen Zusammenhangs auf. Die durchschnittlichen spezifischen Kosten bezogen auf die Leistung belaufen sich auf 2.940 €/kW.

⁹ Betrachtete Hersteller: Akasol, E3/DC, EVA, Fenecon, Green Storage, IBC, KACO, Knubix, LG Chemical Ltd., Neovoltaic AG, Panasonic Corp., Prosol Invest GmbH, Saft Batteries, Schüco, Solarwatt, Sonnenspeicher, Tritec, VARTA und Voltwerk

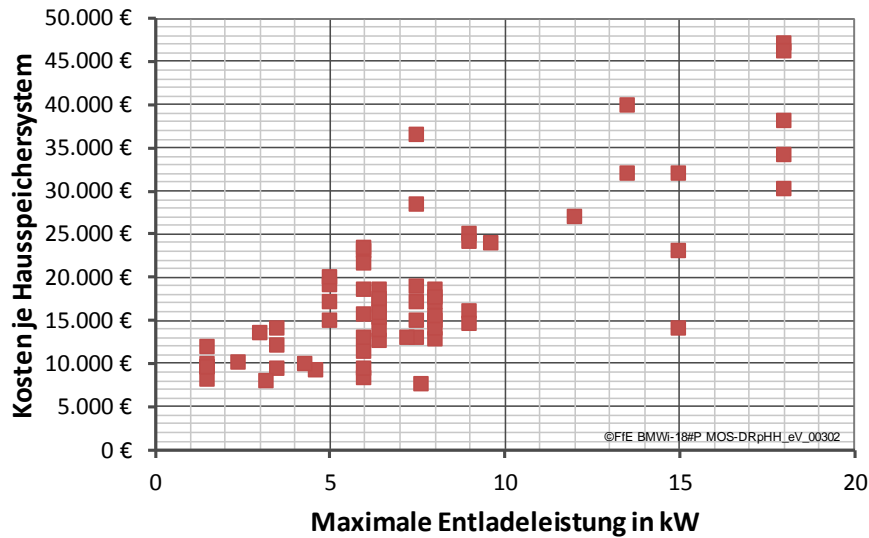


Abbildung 6-5: *Kosten je Hausspeichersystem in Abhängigkeit der maximalen Entladeleistung, FfE-Datenstand März 2014*

Die obligatorischen Bestandteile eines Hausspeichersystems umfassen den Speicher, die Anlagenperipherie und die Leistungselektronik. Der Speicher umfasst dabei die Batteriezellen, das Gehäuse und das Batteriemanagementsystem. Die verschiedenen Systeme können sich hinsichtlich der Zelltechnologie unterscheiden. Die folgende Auswertung basiert auf den Annahmen, dass es sich um Lithium-Ionen-Batterien handelt. Darüber hinaus stellt die Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) einen optionalen Bestandteil dar, der nötig wird, sobald der Speicher in die Energieversorgungsinfrastruktur eingebunden werden soll. Eine Übersicht zu den Bestandteilen eines Hausspeichers ist in **Abbildung 6-6** gegeben, eine detaillierte Beschreibung der obligatorischen Bestandteile erfolgt in Kapitel 12.2, Hintergründe zur IKT können Kapitel 2.2 entnommen werden.

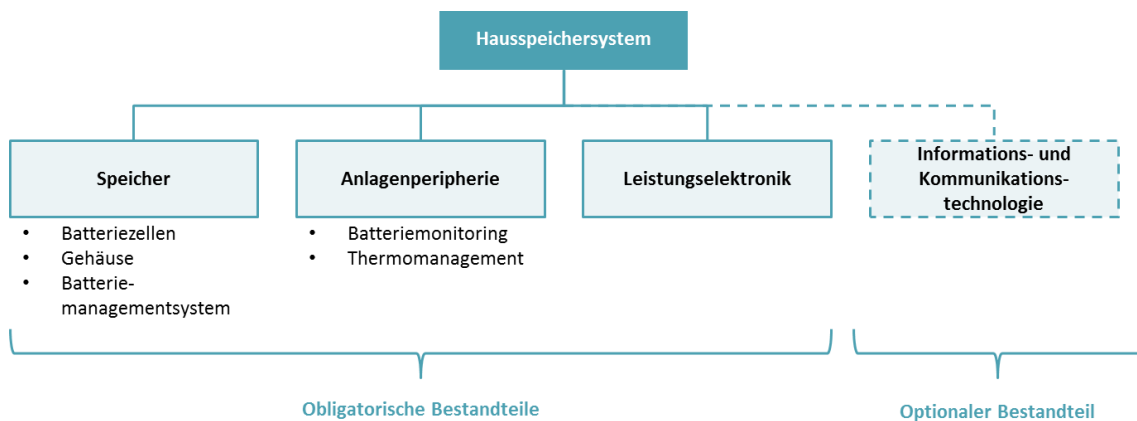


Abbildung 6-6: *Bestandteile eines Hausspeichersystems*

Um eine Referenz für die prozentuale Verteilung der Kosten des Gesamtsystems auf die einzelnen obligatorischen Bestandteile zu erhalten, wird auf eine Untersuchung zurückgegriffen, die an der FfE im Rahmen einer Abschlussarbeit durchgeführt wurde. Zur Ermittlung der Kostenaufteilung eines Hausbatteriespeichersystems, wurde ein an der FfE vorhandenes Hausspeichersystem (Sonnenbatterie) in seine einzelnen Komponenten zerlegt, anschließend die Kosten der einzelnen Komponenten separat

ermittelt und ins Verhältnis zur Gesamtinvestition für das Hausspeichersystem gesetzt. Das Ergebnis dieser Analyse ist in **Abbildung 6-7** dargestellt.

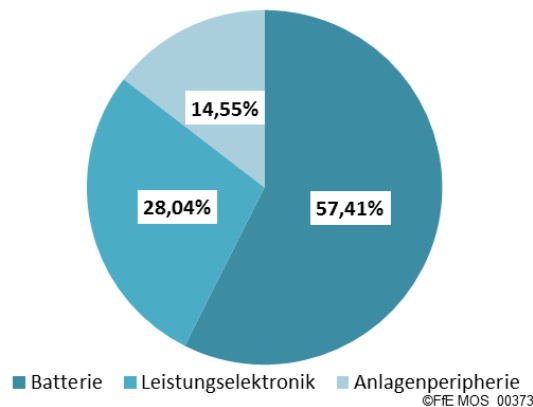


Abbildung 6-7: Aufteilung der Gesamtkosten eines Hausspeichersystems auf die wesentlichen Bestandteile

Nicht inbegriffen sind in dieser Darstellung die Kosten, welche für die IKT anfallen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass es sich bei der IKT um einen optionalen Baustein handelt. Die IKT-Kosten stellen einen optionalen Bestandteil dar und können basierend auf den Untersuchungen aus Kapitel 2.2.2 zusätzlich je Anschluss veranschlagt werden. Es wird angenommen, dass sich die Investitionen derzeit auf 355 Euro je Anschluss belaufen und sich bis zum Jahr 2030 auf 220 Euro je Anschluss reduzieren werden. Sie sind dabei nicht abhängig von der Kapazität des Hausspeichers.

Wird die Kostenaufteilung aus Abbildung 6-7 auf die oben ausgewiesenen spezifischen Investitionen in Höhe von 2.100 €/kWh bzw. 2.940 €/kW angewandt, ergeben sich die in **Tabelle 6-1** dargestellten Werte. In Verbindung mit den derzeitigen Annahmen für die Kostendegression stationärer elektrochemischer Großbatteriespeicher, die in Kapitel 12.2 thematisiert wird, ergibt sich die Kostenaufteilung für das Jahr 2030. Die spezifischen Kosten für die Leistungselektronik werden dabei in Abhängigkeit der Leistung ausgewiesen, die spezifischen Kosten für die Batterie und die Anlagenperipherie in Abhängigkeit der Kapazität.

Tabelle 6-1: Spezifische Investitionen für Hausspeichersysteme nach Bestandteil, 2012 und 2030

Bestandteil*	Kosten 2012		Kostendegression Prozent (p.a.)	Kosten 2030	
	€/kWh	€/kW		€/kWh	€/kW
Speicher	1.205,5		-2,1 %	819,7	
Anlagenperipherie	305,6		-0,2 %	294,8	
Leistungselektronik		824,5	-0,2 %		795,3
Systemkosten**	14.700 €		---	11.778 €	

* Auswertung basiert auf der Kostendegression der Lithium-Ionen Zelltechnologie

** Bei einem System mit 7 kWh und 5 kW

Allgemein kann festgehalten werden, dass es vor allem beim Speicher zu einer Kostendegression kommen wird, während die Kosten für die Anlagenperipherie bzw. die

Leistungselektronik nahezu konstant bleiben. Dies ist darauf zurückzuführen, dass sowohl die technischen Elemente der Anlagenperipherie als auch die Leistungselektronik – wie z. B. Wechselrichter – bereits für andere Anwendungen – wie z. B. PV-Anlagen – großflächig zum Einsatz kommen. Dadurch ist die Grundlage für eine weitere Kostendegression durch einen Fortschritt in der Forschung und Entwicklung nur begrenzt gegeben.

6.3.6 Zusammenfassung

Die technoökonomischen Kennwerte für die Lastflexibilisierung in privaten Haushalten mit Batteriespeichersystemen sind in **Tabelle 6-2** zusammengefasst. Bei den anfallenden Investitionen wurde eine Unterscheidung in IKT-Kosten und Systemkosten vorgenommen. Die Systemkosten werden nochmals getrennt nach spezifischen Kosten für die Kapazität und Leistung ausgewiesen. Im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wird für Einsatzoptionen, welche primär die Leistung des Speichers benötigen, auf letztere zurückgegriffen. Für alle anderen Einsatzoptionen werden die spezifischen Kosten je Kapazität verwendet.

Tabelle 6-2: *Technoökonomische Kennwerte für die Lastflexibilisierung mit Batteriespeichern in privaten Haushalten*

Kategorie	Kennwert	Wert			
		Hausspeichersysteme			
(1) Technische Kennwerte	Nutzungsgrad	Der Wirkungsgrad liegt bei 93 %, der Nutzungsgrad des Systems bei 87 %.			
	Zeitliche Speicherverluste	Als Kurzzeitspeicher vernachlässigbar			
	Lebensdauer*	17 a			
	Aktivierungszeit des Speichers	< 30 s			
	Leistungsgradient	100 %/s			
	Be- und Entladeleistung	5 kW / Anlage			
	Speicherkapazität	7 kWh / Anlage (nutzbar)			
	Be- / Entladedauer	1,4 h			
	Speicherdauer	Tagesspeicher, i.d.R. max. 24 h			
(2) Potenzial	Zeitliche Verfügbarkeit	Steht prinzipiell ganzjährig zur Verfügung, bei einer reinen Beladung durch Photovoltaik-Strom ist die Entladung auf die Zeit nach der Beladung durch PV-Strom begrenzt.			
	Räumliche Verfügbarkeit	Bundesweit proportional zur PV-Anlagen-Dichte			
	Verfügbares Potenzial (GW / GWh)	Maximalabschätzung für 2030: 3,5-11,5 GW 4,7-16,1 GWh			
(3) Kosten	Investitionen**	2015	2020	2025	2030
		System: 14.137 €	System: 13.271 €	System: 12.488 €	System: 11.778 €
	Betriebskosten	IKT: 355 € je Anschluss und Jahr	IKT: 310 € je Anschluss und Jahr	IKT: 265 € je Anschluss und Jahr	IKT: 220 € je Anschluss und Jahr

* Kalendarische Lebensdauer; Speicher ist im Anschluss weiterhin mit verringerter Kapazität nutzbar

** Investitionen beziehen sich auf ein System mit einer Kapazität von 7 kWh und einer Leistung von 5 kW

6.4 Mögliche Einsatzoptionen

Auf der Basis eines Vergleichs der technoökonomischen Kennwerte mit den Anforderungen der Einsatzoptionen (vgl. Ergebnisbericht) werden in Kapitel 6.4.1 und 6.4.2 die Einsatzoptionen aus System- bzw. Akteurssicht abgeleitet.

6.4.1 Systemsicht

Wie **Tabelle 6-3** zeigt, sind Hausspeichersysteme aufgrund ihrer Flexibilität für eine Vielzahl von Einsatzoptionen relevant. Nur für die Bereitstellung von Primärregelleistung bestehen derzeit noch Unsicherheiten bezüglich der erreichbaren Aktivierungszeit eines virtuellen Kraftwerks, das aus einer Vielzahl kleiner Batteriesysteme besteht.

Tabelle 6-3: *Identifikation relevanter Einsatzoptionen für Batteriespeicher in privaten Haushalten aus Systemsicht*

Einsatzoption	Eignung	Relevanz	Kommentar
Lastglättung	x	x	---
Integration überschüssiger gesetzter Einspeisung	x	x	---
Ausgleich des erkannten Prognosefehlers	x	x	---
Redispatch	x	x	---
Vermeiden von Einspeisemanagement	x	x	---
Bereitstellung von Primärregelleistung (PRL)	nicht geeignet	nicht relevant	Aktivierungszeit von unter 30 Sekunden kann mit virtuellen Kraftwerken – bestehend aus einer Vielzahl von Batteriespeichern – in privaten Haushalten nicht garantiert werden.
Bereitstellung von Sekundärregelleistung (SRL)	x	x	Voraussetzung: Batteriespeicher in privaten Haushalten werden zu einem Speicher-Pool zusammengeschlossen und vom Speicherpool-Aggregator verwaltet.
Bereitstellung von Minutenreserve (MRL)	x	x	Voraussetzung: Batteriespeicher in privaten Haushalten werden zu einem Speicher-Pool zusammengeschlossen und vom Speicherpool-Aggregator verwaltet.
Bereitstellung gesicherter Leistung	x	x	---

6.4.2 Akteurssicht

Für welche Einsatzoptionen Batteriespeicher in privaten Haushalten relevant sind, ist in **Tabelle 6-4** dargestellt. Unter der Voraussetzung, dass Batteriespeicher in privaten Haushalten für bestimmte Einsatzoptionen zu einem Speicherpool zusammengeschlossen werden können, beschränkt sich der Ausschluss auf die folgenden drei Einsatzoptionen: Einhaltung von Lieferverpflichtungen, Bereitstellung von Regelleistung sowie (Spitzen-)Lastmanagement. Dabei gilt es zu erwähnen, dass Batteriespeicher in privaten Haushalten aus technischer Sicht grundsätzlich für die Einsatzoptionen Einhaltung von Lieferverpflichtungen und (Spitzen-)Lastmanagement geeignet wären. Sie werden jedoch im Rahmen der Analyse nicht weiter betrachtet, da sie nicht zu den verfügbaren Speichern für die jeweils betrachteten Akteure zählen.

Tabelle 6-4: *Identifikation relevanter Einsatzoptionen für Batteriespeicher in privaten Haushalten aus Akteurssicht*

Einsatzoption	Betrachtung	Eignung	Relevanz	Kommentar
Einhaltung von Lieferverpflichtungen	x	nicht geeignet	nicht relevant	Anforderungen an die Aktivierungszeit können von einem Pool an Hausspeichern nicht erreicht werden.
Optimierung der EEG-Vermarktung	x	x	x	---
Bereitstellung von Primärregelung (PRL)	x	nicht geeignet	nicht relevant	Aktivierungszeit von unter 30 Sekunden kann mit virtuellen Kraftwerken – bestehend aus einer Vielzahl an Batteriespeichern – derzeit in privaten Haushalten nicht gewährleistet werden.
Bereitstellung von Sekundärregelung (SRL)	x	x	x	Voraussetzung: Batteriespeicher in privaten Haushalten werden zu einem Speicher-Pool zusammengeschlossen und vom Speicherpool-Aggregator verwaltet.
Bereitstellung von Minutenreserve (MRL)	x	x	x	Voraussetzung: Batteriespeicher in privaten Haushalten werden zu einem Speicher-Pool zusammengeschlossen und vom Speicherpool-Aggregator verwaltet.
Teilnahme am Day-Ahead-Handel	x	x	x	Voraussetzung: Batteriespeicher in privaten Haushalten werden zu einem Speicher-Pool zusammengeschlossen und vom Speicherpool-Aggregator verwaltet.
Teilnahme am Intraday-Handel	x	x	x	Voraussetzung: Batteriespeicher in privaten Haushalten werden zu einem Speicher-Pool zusammengeschlossen und vom Speicherpool-Aggregator verwaltet.
Erhöhung des Eigenverbrauchs	x	x	x	---
(Spitzen-) Lastmanagement	nicht betrachtet	---	---	Einsatzoption richtet sich primär an Industriekunden, Batteriespeicher in privaten Haushalten sind nicht Gegenstand der Betrachtung.
Notstromversorgung	x	x	x	---

6.5 Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen

Wird eine vereinfachte Abschätzung der Wirtschaftlichkeit gemäß Kapitel 1 vorgenommen, ergeben sich die Rentabilitätsindizes aus System- und Akteurssicht (siehe Kapitel 6.5.1 und 6.5.2). Diese spiegeln das zu erzielende Kostenreduktionspotenzial (Systemsicht) bzw. das Gewinnpotenzial (Akteurssicht) wider.

6.5.1 Systemsicht

Rentabilitätsindizes

Für alle zuvor identifizierten Einsatzoptionen aus Systemsicht ist aufgrund der hohen spezifischen Investitionen von Batteriesystemen kein Kostenreduktionspotenzial zu erzielen (vgl. **Tabelle 6-5**). Da die zu installierende Speicherkapazität den größten Kostenbestandteil ausmacht, sind Hausspeicher insbesondere für die Speicherung großer Energiemengen, wie z. B. im Falle der Integration überschüssiger gesetzter Einspeisung, nicht geeignet.

Tabelle 6-5: *Kostenreduktionspotenzial (Rentabilitätsindizes) von Batteriespeichern in privaten Haushalten für die Einsatzoptionen aus Systemsicht*

Einsatzoption	Rentabilitätsindex*
Lastglättung und Ausgleich des erkannten Prognosefehlers	-0,88
Integration überschüssiger gesetzter Einspeisung**	-0,95
Redispatch: Erhöhung der Wirkleistung	-0,88
Redispatch: Vermeiden der Reduktion der Wirkleistung	-0,84
Vermeiden von Einspeisemanagement	-0,99
Bereitstellung gesicherter Leistung	-0,99
Bereitstellung von negativer Sekundärregelleistung (nSRL)	-0,93
Bereitstellung von positiver Sekundärregelleistung (pSRL)	-0,96
Bereitstellung von negativer Minutenreserve (nMRL)	-0,97
Bereitstellung von positiver Minutenreserve (pMRL)	-0,99

* Die zeitlichen Speicherverluste werden in dieser Betrachtung nicht berücksichtigt.

** Derzeit noch kein Bedarf vorhanden, dem ausgewiesenen RI liegt der Bedarf im Jahr 2030 zugrunde. Diese Einsatzoption wird daher nicht in der Einordnung der Technologien in die Merit Order Matrix berücksichtigt.

Anwendungsportfolio

Als Haupteinsatzoption wird die Lastglättung mit einem RI von -0,88 identifiziert, da der Einsatz zum Redispatch nur eine Übergangslösung darstellt. Neben der Lastglättung kann der Batteriespeicher gleichzeitig zum Vermeiden von EinsMan-Maßnahmen und zur Bereitstellung gesicherter Leistung eingesetzt werden. Ein gleichzeitiger Einsatz für den Redispatch sowie die Bereitstellung von Sekundärregelleistung ist nur bedingt möglich. Nach Aufwertung ergibt sich daher ein RI von -0,58.

6.5.2 Akteurssicht

Rentabilitätsindizes

Wie **Tabelle 6-6** entnommen werden kann, weist keine der Einsatzoptionen für Batteriespeicher in privaten Haushalten unter den getroffenen Annahmen ein Gewinnpotenzial auf. Die Einsatzoption Erhöhung des Eigenverbrauchs – welche als primärer Anwendungsfall für Batteriespeicher in privaten Haushalten zu sehen ist – weist zusammen mit der Teilnahme am kurzfristigen Stromhandel den höchsten – wenn auch negativen – Rentabilitätsindex auf. Der RI für die Teilnahme am kurzfristigen Stromhandel liegt dabei unter dem RI für die Erhöhung des Eigenverbrauchs. Für die Einsatzoption Eigenverbrauchserhöhung wurden Stromgestehungskosten in Höhe von zwölf Cent pro kWh angesetzt. Wird indes angenommen, dass die dezentrale Erzeugungsanlage bereits abgeschrieben ist, würden sich die Strombezugskosten näherungsweise auf die zu entrichtenden Steuern reduzieren, was zu einer Erhöhung des RI führen würde.

Tabelle 6-6: *Gewinnpotenzial (Rentabilitätsindizes) von Batteriespeichern in privaten Haushalten für die Einsatzoptionen aus Akteurssicht*

Einsatzoption	Rentabilitätsindex
Optimierung der EEG-Vermarktung	-0,95
Bereitstellung von negativer Sekundärregelleistung (nSRL)	-0,93
Bereitstellung von positiver Sekundärregelleistung (pSRL)	-0,92
Bereitstellung von negativer Minutenreserve (nMRL)	-0,96
Bereitstellung von positiver Minutenreserve (pMRL)	-0,98
Teilnahme am kurzfristigen Stromhandel	-0,87
Erhöhung des Eigenverbrauchs	-0,43
Notstromversorgung	-0,93

* Die zeitlichen Speicherverluste werden in dieser Betrachtung nicht berücksichtigt.

Anwendungsportfolio

Wie erwähnt besteht die Haupteinsatzoption für Batteriespeicher in privaten Haushalten in der Erhöhung des Eigenverbrauchs. Die Einsatzoption weist einen negativen RI von -0,43 auf. Darüber hinaus kann sich die Fahrweise des Batteriespeichers noch bedingt an den Preissignalen des Stromhandels orientieren. Dadurch erfährt der RI eine Aufwertung von -0,05 auf -0,38.

Die Teilnahme am kurzfristigen Stromhandel beschränkt sich v.a. auf die Zeiten, in denen die EEG-Anlage nur eingeschränkt Elektrizität erzeugt. Eine Orientierung der Fahrweise an den Börsenpreisen setzt voraus, dass der Speichereigentümer zukünftig von den auftretenden Preisschwankungen an der Börse profitieren kann.

7 Lastflexibilisierung in Industrie und GHD¹⁰

Bearbeiter: Anna Gruber, Franziska Biedermann

Als funktionaler Stromspeicher kann neben den anderen genannten Technologien auch Lastflexibilisierung in der Industrie genutzt werden. Hier wird zwischen Lastverschiebung und Produktionsausfall unterschieden. Bei der Lastverschiebung muss berücksichtigt werden, dass bei einem Teil der Anlagen ein Nachholeffekt entsteht, nachdem die Last einer Anlage erhöht oder reduziert bzw. eine Maschine zu- oder abgeschaltet wurde. Bei manchen Maschinen wird die Last allerdings lediglich reduziert. Diese Absenkung der aktuellen Leistungsaufnahme kann unter Umständen mit Komforteinbußen, z.B. durch Reduzierung der Luftwechselrate oder ähnlichem, verbunden sein. In diesem Fall besteht kein Nachholeffekt (vgl. **Abbildung 7-1**). Wird mittels flexibilisierbarer Lasten über einen längeren Zeitraum positive Leistung abgerufen, kann eine anschließende Lasterhöhung unter Umständen nicht mehr nachgeholt werden. Sind Produktionsanlagen direkt oder indirekt betroffen, führt dies zu einem Produktionsausfall. Die Option einer ausschließlichen Lasterhöhung wird nicht betrachtet, da mögliche Anwendungsfälle in der Industrie (z.B. Einschalten von nicht benötigter Beleuchtung) keinen entsprechenden Mehrwert generieren, der den zusätzlichen Stromverbrauch rechtfertigen würde.

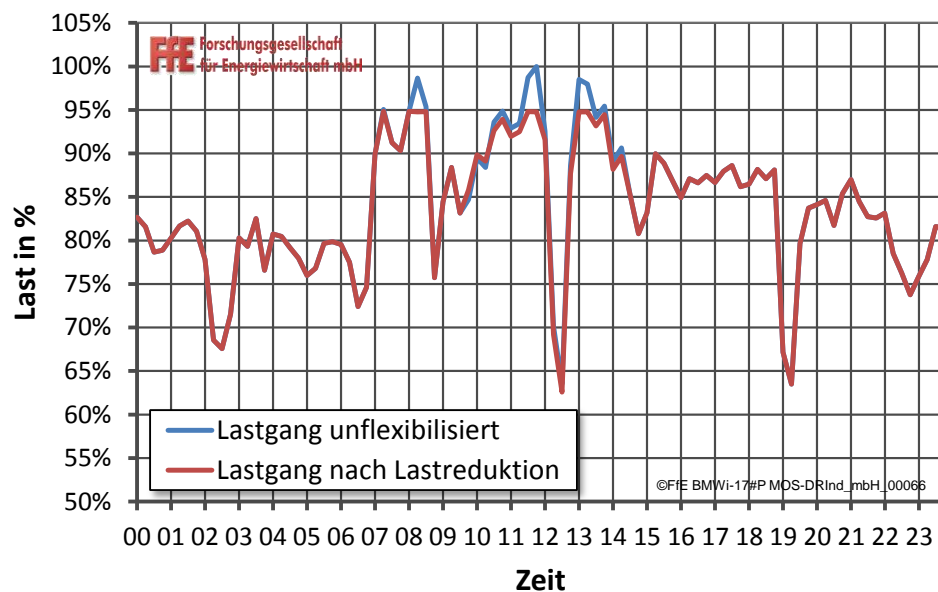


Abbildung 7-1: Lastreduktion zu Spitzenlastzeiten (ohne Nachholbedarf), eigene Darstellung nach Daten aus /FFE-83 12/

10 GHD – Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

7.1 Stand der Technik und Entwicklungspotenziale

In den folgenden Abschnitten erfolgt die technische Beschreibung des Gesamtsystems mit einer Erläuterung der Systemkomponenten und einer Literaturübersicht. Zudem werden bisherige und derzeit aktive Pilotprojekte dargestellt.

7.1.1 Technische Beschreibung des Gesamtsystems

Zu Beginn werden die nach dem Stand der Technik für Lastmanagement geeigneten Technologien vorgestellt und die flexibilisierbaren Systemkomponenten beschrieben. Der Studienvergleich gibt einen Überblick zum aktuellen Forschungsstand bezüglich des Potenzials stromintensiver Prozesse und vereinzelt auch zu Querschnittstechnologien.

Für Lastmanagement geeignete Prozesse und Technologien

In der Industrie können neben Produktionsprozessen auch Querschnittstechnologien zur Lastflexibilisierung eingesetzt werden. Während bei Prozesstechnologien auf die Produktion Einfluss genommen wird (eine Änderung der jährlichen Produktionsmengen findet im Fall der Lastverschiebung nicht statt, im Fall der Lastreduktion mit Produktionseinschränkung jedoch schon), hat das Lastmanagement bei Querschnittstechnologien¹¹ meist keine direkten Auswirkungen auf die Produktionsanlagen. Hier sind lediglich Nebenanlagen betroffen, die nicht unmittelbar mit dem Produktionsfluss gekoppelt sind.

Bisher werden überwiegend stromintensive Prozesse für Lastmanagement genutzt, da die flexibilisierbare Leistung dieser Anlagen mit mehreren Hundert kW bis zu mehreren Hundert MW relativ hoch ist. In einer Reihe an Studien werden bereits Untersuchungen zu deren Lastflexibilisierungspotenzial getätigt. Folgende stromintensive Einzelprozesse werden in /DENA-07 10/, /ETH-01 07/, /FFE-09 13/, /TUD-03 12/, /UNIKA-01 05/, und in /VDE-01 12/ als für eine flexible Betriebsweise geeignet ausgewiesen:

- Aluminium-Elektrolyse
- Elektrostahlherstellung (Lichtbogenofen)
- Schmelzen von Gusswerkstoffen
- Kupfer- / Zinkelektrolyse
- Holzstoffherstellung
- Altpapier- / Zellstoffherstellung
- Papierherstellung
- Klinker- und Zementherstellung
- Glasschmelzen
- Chlor-Elektrolyse
- Luftzerlegung

Im Bereich der Querschnittstechnologien besteht allerdings noch erheblicher Forschungsbedarf, da diese bisher nur unzureichend analysiert wurden. Die Potenziale einzelner Querschnittstechnologien werden in den oben genannten Studien zwar

¹¹ Als Querschnittstechnologien bezeichnet man jene Technologien, deren Anwendung sich nicht auf einen bestimmten Wirtschaftszweig beschränkt, sondern die über alle Branchen hinweg zum Einsatz kommen. So gehören z.B. Pumpen, Kompressoren, Verdichter und Ventilatoren zu den Querschnittstechnologien, da ihre Anwendungsbereiche branchen- und technologieübergreifend sind.

vereinzelt abgeschätzt, allerdings werden lediglich einzelne Branchen oder Anwendungsarten betrachtet.

Im dieser Studie werden daher im Teilprojekt „Lastflexibilisierung in Industrie und GHD“ Querschnittstechnologien im Detail analysiert. Für die Potenzialermittlung werden technische Kennwerte, räumliche und zeitliche Verfügbarkeiten sowie anfallende Kosten erhoben. Die im Folgenden gelisteten (Querschnitts-)Technologien werden einer genauen Betrachtung unterzogen:

- Lüftung
- Kälte (Klima- und Prozesskälte)
- Beleuchtung
- Druckluft
- Pumpen
- Wärme (Raum- und Prozesswärme)
- Informationstechnologie / EDV (Server)
- Fördertechnik
- Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)
- Netzersatzanlagen

Systemkomponenten für Lastmanagement

Im nächsten Schritt wird aufgezeigt, welche Anlagen der oben genannten (Querschnitts-)Technologien flexibel betrieben werden können. **Tabelle 7-1** und **Tabelle 7-2** beinhalten die geeigneten Technologien sowie deren Systemkomponenten, die variabel betrieben werden können.

Elektrolysezellen können in verschiedenen stromintensiven Einzelprozessen flexibilisiert werden, auch Lichtbogenöfen oder Induktionstiegelöfen (elektrothermische Verfahren) eignen sich hierfür. Darüber hinaus sind auch mechanische Verfahren, wie z. B. Mahlvorgänge bei der Zement- und Klinkerproduktion oder Holzschleifer bei der Papierproduktion für ein Lastmanagement geeignet.

Tabelle 7-1: *Flexibilisierbare Systemkomponenten stromintensiver Einzelprozesse nach /DENA-07 10/, /ETH-01 07/, /FFE-09 13/, /TUD-03 12/, /UNIKA-01 05/, und in /VDE-01 12/*

Branche (Klassifizierung nach WZ 2008*)	Verfahren / Produktionsschritt	flexibilisierbare Anlagen bzw. Komponenten des Systems
Metallerzeugung und -bearbeitung	Aluminium-Elektrolyse	Aluminium-Elektrolysezellen
Metallerzeugung und -bearbeitung	Elektrostahlherstellung	Lichtbogenofen
Metallerzeugung und -bearbeitung	Schmelzen von Gußwerkstoffen	Induktionstiegelofen
Metallerzeugung und -bearbeitung	Kupfer- / Zinkelektrolyse	Elektrolyse (elektrolytische Veredelung von Kupfer und Zink)
Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus	Holzstoffherstellung	Holzschleifer, Refiner (TMP-Verfahren**)
Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus	Altpapier- / Zellstoffauflösung	Pulper
Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus	Papierherstellung	Papiermaschine
Herstellung von Glas und Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden	Klinker- und Zementherstellung	Roh- und Zementmühlen
Herstellung von Glas und Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden	Glasschmelzen	elektrische Zusatzbeheizung des Wannofens (Glasschmelzen)
Herstellung von chemischen Erzeugnissen	Chlor-Elektrolyse	Chlor-Elektrolysezellen
Herstellung von chemischen Erzeugnissen	Luftzerlegung	Kompressoren für Verdichtung der Luft

* Klassifikation der Wirtschaftszweige nach destatis, Ausgabe 2008

**thermomechanische Holzstoffherstellung

Bei Querschnittstechnologien kann beispielsweise die Leistungsaufnahme von Lüftungsanlagen (Zu- und Abluftventilatoren bzw. deren Antriebe) variiert werden, möglich ist dies bei stufen- oder drehzahlgeregelten Antrieben. Sofern keine besonderen Anforderungen – wie z. B. Mindestluftwechselraten – an die Anlage gestellt werden, können auch unregelmäßig betriebene Maschinen temporär außer Betrieb genommen werden. Eine (kurzzeitige) Reduzierung des Volumenstroms hat eine geringere Leistungsaufnahme zur Folge, was einem positiven Potenzial entspricht.

Tabelle 7-2: *Flexibilisierbare Systemkomponenten von (Querschnitts-)Technologien*

(Querschnitts-)Technologie	flexibilisierbare Anlagen bzw. Komponenten des Systems
Lüftung	Ventilatoren (Zu- und Abluft)
Klimakälte	elektrische Verdichter von Kompressionskältemaschinen und Splitgeräten, Ventilatoren von Kühltürmen, Umwälzpumpen
Prozesskälte	elektrische Verdichter von Kompressionskältemaschinen und Splitgeräten, Ventilatoren von Kühltürmen, Umwälzpumpen
Pumpen	Grundwasserpumpen, Umwälzpumpen (Behälter), Trinkwasserpumpen
Raumwärme und elektrische Warmwasser-Bereitung	Wärmepumpen, Heizstäbe zur elektrischen Warmwasser-Bereitung, Heizungsumwälzpumpen, Ventilatoren von dezentralen Luftherzern
Prozesswärme	Widerstandserwärmung: elektrische Prozesswärmeerzeugung mittels Elektro-/ Elektrodenkessel
Druckluft	Kompressoren
Beleuchtung	elektronische Vorschaltgeräte von Leuchtmitteln
Fördertechnik	Regalbediengeräte in Hochregallagern, Fließbänder
Informationstechnologie / EDV	Server
Kraft-Wärme-Kopplung	KWK-Anlage
Netzersatzanlagen	Notstromaggregat

Im Folgenden werden die Untersuchungsgegenstände Kälte, Wärme, Druckluft und Beleuchtung genauer eingegrenzt, da diese Bereiche einen besonders hohen Anteil am industriellen Energieverbrauch (Wärme und Kälte), hohe Kosten (Druckluft) oder das Konzept der Lastreduktion mit grundsätzlichen Ansätzen der Effizienzsteigerung konkurrieren (Beleuchtung).

Die Bereiche Kälte und Wärme beinhalten Klima- und Prozesskälte bzw. Raum- und Prozesswärme. Zur Kälteerzeugung werden in der Industrie neben der Grundwasserkühlung überwiegend Kompressionskältemaschinen eingesetzt, selten wird diese mittels Absorptionskältemaschinen bereitgestellt (vgl. **Tabelle 7-3**). Die elektrisch angetriebenen Verdichter der Kompressionskältemaschinen können für das Lastmanagement genutzt werden. Auch Ventilatoren von Kühltürmen oder Umwälzpumpen eignen sich für eine flexible Betriebsweise, weisen jedoch deutlich geringere schaltbare Lasten als Kompressionskältemaschinen auf.

Tabelle 7-3: *Leistung und Energie zur Kälteerzeugung in der Industrie /BMW-01 02/*

	Kompressions- kältemaschinen (KKM)	Absorptions- kältemaschinen (AKM)
installierte Kälteleistung	12.148 MW	233 MW
prozentualer Anteil an installierter Kälteleistung	98,1 %	1,9 %
erzeugte Kältemenge	16,97 TWh/a	0,33 TWh/a
mittlere Arbeitszahl	3,33	0,8
Heizwärmebedarf / Strombedarf für Kälteerzeugung	5,09 TWh/a	0,41 TWh/a

Für die Bereitstellung von Wärme können solare Energie, Geothermie, Brennstoffe wie auch elektrische Energie zum Einsatz kommen. Im industriellen Bereich sind die beiden letztgenannten dominierend, wobei auch ein kurzzeitiger Wechsel zwischen Brennstoffen und Strom als Reaktion auf Preissignale denkbar ist. Als Beispiel kann hier die Beladung eines Pufferspeichers genannt werden, der Inhalt könnte sowohl durch den Heizkessel als auch mittels eines elektrischen Heizschwerts erwärmt werden. Nutzt man die Trägheit eines thermischen Systems aus, kann auch die Leistungsaufnahme des Wärmeerzeugers (z. B. Wärmepumpe) kurzzeitig reduziert bzw. die Anlage abgeschaltet werden, ohne dass dies wesentlichen Einfluss auf die Raumtemperatur hätte.

Flexibilisierbare, branchenübergreifende Technologien zur Prozesswärmeerzeugung sind beispielsweise Elektro- oder Elektrodenkessel zur Heißwasser- oder Dampferzeugung. Das maximal erreichbare Temperaturniveau von Elektrodenkesseln liegt bei ca. 230 °C, bei nachgeschaltetem Elektrodurchlauferhitzer ist prinzipiell die gesamte Bandbreite der Prozesswärmeerzeugung abdeckbar /AGORA-01 14/. Branchenspezifische Prozesswärmeanwendungen, die für Lastmanagement geeignet sind, wurden bereits bei den stromintensiven Prozessen erwähnt. Die Stromverbrauchsanteile der jeweiligen Branchen zur Prozesswärmeerzeugung sind in **Abbildung 7-2** dargestellt. Den größten Anteil mit insgesamt 79 % nehmen dabei die Grundstoffchemie sowie die Metallherzeugung und -bearbeitung ein. Zu diesen Branchen zählen u. a. die stromintensiven Prozesse, wie Chlorelektrolyse, Aluminiumelektrolyse oder Elektrostahlerzeugung. Insgesamt beträgt der Anteil der Prozesswärmeerzeugung am Stromverbrauch in der Industrie knapp 20 % /ISI-03 13/.

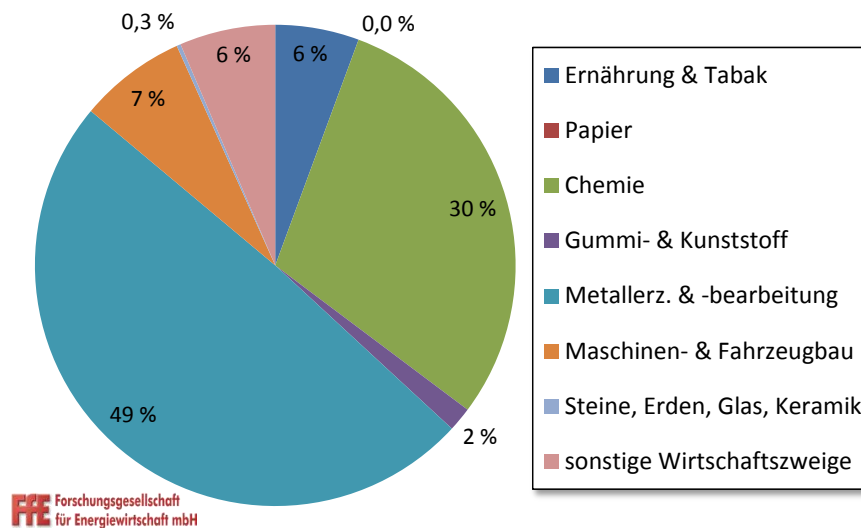


Abbildung 7-2: *Stromverbrauch für die Prozesswärmeerzeugung nach Branchen /ISI-03 13/*

Druckluft ist eine der teuersten Energieformen, über 90 % der für die Erzeugung aufgewendeten Energie werden in Form von Wärme wieder an die Umgebung abgegeben. In der mittelständischen Industrie werden überwiegend Schraubenverdichter eingesetzt, vereinzelt wird Druckluft mittels Kolbenkompressoren erzeugt, in Spezialfällen sind es z. B. auch Turbokompressoren. Eine Laständerung kann durch Variation der Drehzahl oder durch Wechsel der Leistungsstufe realisiert werden, wobei größtenteils Last-/ Leerlaufkompressoren in der Industrie vorhanden sind, welche lediglich zu- oder abgeschaltet werden können.

Wesentliche Komponenten eines Beleuchtungssystems sind Leuchtmittel, Leuchte und Vorschaltgerät. Sofern eine tageslichtabhängige Steuerung vorhanden ist, wird die künstliche Beleuchtungsstärke in Abhängigkeit des Tageslichtanteils geregelt. Bei einfachen Systemen werden Leuchtmittel lediglich an- und abgeschaltet, es besteht aber auch die Möglichkeit, den Lichtstrom mit Hilfe von dimmbaren elektronischen Vorschaltgeräten kontinuierlich anzupassen. Teilweise werden Beleuchtungssysteme, welche aus unterschiedlichen Gründen bewusst überdimensioniert wurden, bereits für betriebliches Lastmanagement eingesetzt.

Studienvergleich

Die Potenziale einiger stromintensiver Prozesse werden bereits in der Dissertation von Klobasa /ETH-01 07/, der dena Netzstudie II /DENA-07 10/, der Habilitation von Stadler /UNIKA-01 05/, der VDE-Studie /VDE-01 12/ und der Untersuchung von FfE und Fraunhofer ISI /DIW-02 13/ ausgewiesen, jedoch werden verschiedene Basisjahre zugrunde gelegt. Im Studienvergleich erfolgt eine Differenzierung nach stromintensiven Prozessen und Querschnittstechnologien. Bezüglich Querschnittstechnologien werden nur ausgewählte Bereiche und Technologien betrachtet.

In den Studien werden unterschiedliche Vorgehensweisen für die Potenzialermittlung angewandt. Diese werden erläutert, um im Anschluss etwaige Abweichungen bei der Angabe der Potenziale belegen zu können. Im Detail werden die Vorgehensweisen zur

Berechnung des jeweiligen Potenzials untersucht und es erfolgt eine Bewertung nach den folgenden Kriterien:

- Unterscheidung nach positiver und negativer Leistung
- Berücksichtigung der Bereitstellungsdauer
- Verwendeter Potenzialbegriff (theoretisches, technisches, wirtschaftliches oder praktisches Potenzial)
- Betrachtungsjahr

Dissertation Klobasa

Marian Klobasa ermittelt über den Gesamtstrombedarf je Anwendungsgruppe und eine typische Nutzungsdauer der Anlagen deren mittleren Leistungsbedarf und multipliziert diesen anschließend mit einem Lastmanagementfaktor, um das maximale Verschiebepotenzial zu berechnen. Die zugrundeliegenden Daten bezüglich spezifischem Energiebedarf und produzierter Tonnage stammen aus verschiedenen Jahren, jedoch wird das Potenzial auf Basis der Werte von 2005 ausgewiesen.

Das Potenzial, das angegeben wird, stellt das praktische Potenzial dar. Durch den Lastmanagementfaktor wird bereits berücksichtigt, dass aus technischer Sicht nicht alle Anlagen flexibel betrieben werden können. Mittels einer Abschätzung der Kosten wird das wirtschaftliche Potenzial erhoben. In das praktische Potenzial fließen weitere Faktoren, wie Hemmnisse (z. B. Marktunvollkommenheit, Unsicherheiten von Akteuren etc.), ein.

Das ausgewiesene Potenzial wird als Lastverlagerungspotenzial bezeichnet. Aufgrund der Betriebszeiten der einzelnen betrachteten Prozesse kann daraus geschlossen werden, dass eine Reduzierung der Last bzw. Abschaltung von Anlagen mit anschließendem Nachholen gemeint ist. Als Beispiel gilt die Aluminium-Elektrolyse, welche fast das ganze Jahr unter Vollast betrieben wird. Dieser Produktionsschritt kann lediglich reduziert werden, daher besteht nur positives Lastverschiebepotenzial.

Bezüglich der zeitlichen Grenze geht Klobasa von maximalen Lastverschiebedauern zwischen zwei und vier Stunden je Abruf aus. Die Aktivierungen pro Jahr liegen zwischen 40 und 365, d.h. bei einem 3-Schicht Betrieb sieben Tage pro Woche entspräche das einer Aktivierung von maximal einmal pro Tag. Die Anzahl der Aktivierungen pro Jahr setzt voraus, dass keine Produktionsmengeneinschränkung (der Fokus ist Lastverschiebung) erfolgt und die Umsetzung der Potenziale kostengünstig realisiert wird.

Dena Netzstudie II

In der dena Netzstudie II werden mittels Unternehmensbefragungen, Daten zu produzierten Mengen, Stromintensität je Produktionsprozess und Vollbenutzungsstunden die installierten Kapazitäten und deren Auslastungsfaktor für die stromintensivsten industriellen Einzelprozesse erhoben. Auch hier wird ein Faktor angesetzt, um zu ermitteln, welcher Anteil der installierten Kapazitäten durch Lastmanagement flexibilisierbar ist. In der dena Netzstudie II wird ein Flexibilitätsfaktor verwendet, welcher annähernd dem Lastmanagementfaktor von Klobasa entspricht. Das Lastflexibilisierungspotenzial wird anschließend mit den

Vollbenutzungsstunden multipliziert, dadurch ergibt sich die verschiebbare Energiemenge durch Lastflexibilisierung.

Durch Einbezug des Anwendungs- bzw. Flexibilitätsfaktors wird in der dena Netzstudie II das technische Potenzial berechnet. Anschließend werden auch hier Kosten für die Integration von DSM ausgewiesen, wodurch das wirtschaftliche Potenzial bestimmt wird.

Für den Studienvergleich werden die Daten aus dem Anhang der dena Netzstudie II verwendet, dieser enthält zusätzlich ausgewählte Querschnittstechnologien und es wird eine deutliche Kostendegression vorausgesetzt. Die zugrundeliegenden Kennwerte hinsichtlich spezifischem Energieverbrauch und Produktionsmengen stammen aus den Jahren 2005 bis 2010. In den Tabellen mit den einzelnen Prozesstechnologien wird das technische Potenzial angegeben, die Berücksichtigung von wirtschaftlichen Faktoren wird erst in der Gesamtauswertung vorgenommen.

Die Ermittlung des Potenzials in Form einer Energiemenge in TWh/a beruht auf dem Anteil der flexibilisierbaren Leistung multipliziert mit den jährlichen Vollbenutzungsstunden. Ausgewiesen wird somit das technische Potenzial.

Habilitation Stadler

In der Habilitation von Ingo Stadler werden u.a. auf Basis von Simulationen und Modellen die möglichen Flexibilisierungspotenziale ermittelt. Aus den untersuchten Anwendungsbereichen werden die für die Industrie relevanten Bereiche Lüftung, Klimakälte und Druckluft in den Vergleich einbezogen. Die ausgewiesenen Lastflexibilisierungspotenziale werden anschließend als Funktion der Zeit dargestellt.

Im Abschnitt Lüftung dient eine Simulation mit definierten Grenzwerten hinsichtlich Schadstoffkonzentrationen als Grundlage für die Potenzialbestimmung für Deutschland. Zudem wird differenziert einerseits nach Anlagen, welche täglich 24 Stunden betrieben werden und andererseits nach Anlagen, die nur im 2-Schicht-Modell gefahren werden. Das Potenzial wird nur für drehzahlgeregelte Lüftungsanlagen in der Industrie und im Bereich GHD ausgewiesen, da diese nach Stadler das höchste Potenzial aufweisen. Für Lüftungsanlagen mit einer Laufzeit von 24 Stunden pro Tag ergeben sich unter diesen Bedingungen ein positives Potenzial von max. 4 GW sowie ein negatives Potenzial von max. 10 GW.

Das Potenzial im Bereich Klimakälte beinhaltet lediglich Kühl- und Gefriergeräte im Lebensmitteleinzelhandel. Auch hier wird ein Modell erstellt, in welchem das Aufwärmverhalten des Kühlguts über der Zeit abgebildet wird. Das positive Potenzial beträgt max. 1,1 GW, das negative max. 2,8 GW.

Bei der Druckluft geht Stadler davon aus, dass sich eine deutliche Erhöhung des Netzdrucks sowie zusätzliche Speichermöglichkeiten nicht wirtschaftlich darstellen lassen. Das Potenzial beinhaltet somit nur die geringfügige Reduzierung (Verringerung der Last um 14 %) oder Erhöhung (5,7 % zusätzlicher Leistungsbedarf) des erzeugten Druckniveaus von Kompressoren.

Da die ausgewiesenen Potenziale bei Stadler teilweise nur für spezielle Anwendungen gelten, ist ein Vergleich der ausgewiesenen Potenziale mit den Ergebnissen der anderen

Studien nicht möglich. Daher gehen diese Werte in den weiteren Studienvergleich nicht mit ein.

VDE Studie

In der VDE Studie wird ein ähnlicher Ansatz wie in der dena Netzstudie II gewählt. Über die installierte Leistung und die Auslastung der Anlagen wird die Bandlast ermittelt, welche bei gesamtem Lastabwurf das positive Potenzial darstellt. Zudem wird eine Lastverringerng bzw. ein Teillastbetrieb untersucht. Die verwendeten Daten stammen größtenteils aus dem Jahr 2010.

In der Studie wird bereits berücksichtigt, dass einzelne Produktionsschritte nur über einen definierten Zeitraum zur Lastflexibilisierung genutzt werden können, somit wird das technische Potenzial ausgewiesen. Allerdings wird dieses Potenzial in der Studie als theoretisches Potenzial bezeichnet. Mittels einer Expertenbefragung wird belegt, dass das ausgewiesene theoretische / technische Potenzial weitestgehend dem praktischen Potenzial entspricht.

Eine Betrachtung der Kosten erfolgt ebenfalls, allerdings geht nicht im Detail aus der Studie hervor, ob die Kosten in den einzelnen Potenzialausweisungen berücksichtigt werden oder erst in die Gesamtbetrachtung eingehen.

Studie der TU Darmstadt

Die Ergebnisse der VDE Studie entsprechen den Resultaten der TU Darmstadt, da sich die VDE Studie auf die Untersuchung der TU Darmstadt bezieht.

Untersuchung der FfE mit Fraunhofer ISI

Im DIW Vierteljahresbericht wird auf Basis der Ergebnisse aus der Studie „Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland“ der Agora Energiewende /FFE-09 13/ das Lastmanagementpotenzial für stromintensive Prozesse, Querschnittstechnologien sowie Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen in ganz Deutschland ausgewiesen. Für Querschnittstechnologien wird das Potenzial in Süddeutschland bereits regional verteilt dargestellt. Die in der Agora-Studie definierten ökonomischen Rahmenbedingungen in Bezug auf die Stromkosten, die potenziellen Erlöse und die Zugangsbedingungen zu den Leistungs- und Energiemärkten gelten für ganz Deutschland.

Die Potenzialermittlung basiert unter anderem auf einer Online-Befragung mit Teilnehmern aus 300 Industrieunternehmen sowie Interviews mit zehn Betrieben des produzierenden Gewerbes aus Süddeutschland. Des Weiteren werden für die Quantifizierung der Flexibilitätäten bei Querschnittstechnologien umfangreiche Daten aus 40 Betrieben ausgewertet. Der Potenzialbestimmung für Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen liegen temperaturabhängige Standardlastprofile zugrunde.

Ergebnisse des Studienvergleichs – Prozesstechnologien

Die Potenziale der stromintensiven Prozesse werden in allen genannten Studien branchenspezifisch ausgewiesen. Für jede der genannten Branchen werden die stromintensiven Produktionsschritte und deren Energieaufwand erhoben. Durch Kenntnis über die Möglichkeit einer flexiblen Betriebsweise wird ermittelt, welche

Arbeitsschritte im Sinne einer Lastverschiebung oder Lastreduktion flexibel betrieben werden können.

Die Ergebnisse der oben genannten Studien zeigt **Tabelle 7-4**. Sie beinhaltet die Mittelwerte der Potenziale stromintensiver Einzelprozesse, welche sich in allen untersuchten Studien nur geringfügig voneinander unterscheiden. Dargestellt sind jeweils die technischen Potenziale aus den Studien, da bereits der Lastflexibilisierungsfaktor in die Berechnung eingeht. Die wirtschaftlichen bzw. praktischen Potenziale werden nicht separat ausgewiesen, sie gehen letztendlich in die jeweilige Szenarienberechnung ein, welche weitere Sektoren beinhaltet.

Bei der Aluminium-Elektrolyse kann lediglich positive Leistung (praktisch ca. 300 MW) bereitgestellt werden, da dieser Prozess das ganze Jahr annähernd unter Volllast betrieben wird. Die Elektrostahlproduktion kann sehr kurzfristig (bis zu 60 min, da andernfalls der Schmelzprozess neu begonnen werden muss) komplett unterbrochen werden. Des Weiteren kann der Start einer Charge um mehrere Stunden verschoben werden, was jedoch mit einem teilweisen Auskühlen des Ofens verbunden ist und zu Energieeffizienzverlusten führt. Das praktische positive Potenzial mit im Mittel 600 MW ist, bezogen auf die anderen stromintensiven Prozesse, vergleichsweise hoch. Im Bereich der Papiererzeugung eignet sich insbesondere die Holzstoffproduktion, dort werden stromintensive Holzschleifer kurzfristig abgeschaltet (durchschnittlich 200 MW praktisches positives Potenzial). Bei der Zementherstellung können Mahlprozesse von der Nacht- in die Tagschicht verschoben werden. Somit stehen durchschnittlich 220 MW positive und 50 MW negative Leistung (jeweils praktisch) zur Verfügung. Das höchste positive Potenzial weisen somit die Aluminiumelektrolyse und die Elektrostahlherstellung auf. Das negative Potenzial ist deutlich geringer, hier haben die Bereiche Zement- und Holzstoffherstellung das größte Potenzial.

Tabelle 7-4: *Mittlere Lastmanagementpotenziale für stromintensive Einzelprozesse der genannten Studien (eigene Berechnungen nach /DNA-07 10/, /DIW-02 13/, /ETH-01 07/, /TUD-03 12/, /VDE-01 12/)*

Anwendung	inst. Leistung	mittl. pos. Leistung (abschaltbar)	praktisch mögliche pos. Leistung	mittl. neg. Leistung (zuschaltbar)	praktisch mögliche neg. Leistung
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
Aluminiumherstellung	1.200	1.200	300	0	0
Zementherstellung	350	300	220	50	50
Stahlherstellung	1.100	800	600	0	0
Holzstoffherstellung	300	200	200	100	100
Summe		2.500	1.320	150	150

Die weiteren untersuchten Branchen und Querschnittstechnologien sind in **Tabelle 7-5** zusammengefasst. Diese dort ausgewiesenen Potenziale unterscheiden sich in den Studien deutlich bzw. werden nur in einer der genannten Studien erhoben, so dass diese separat aufgelistet werden.

Tabelle 7-5: Lastmanagementpotenziale für stromintensive Einzelprozesse in den betrachteten Studien (eigene Berechnungen nach /DENA-07 10/, /DIW-02 13/, /ETH-01 07/, /TUD-03 12/, /VDE-01 12/)

Anwendung	inst. Leistung [MW]	mittl. pos. Leistung (abschaltbar) [MW]	praktisch mögliche pos. Leistung [MW]	mittl. neg. Leistung (zuschaltbar) [MW]	praktisch mögliche neg. Leistung [MW]
Luftzerlegung [ETH-01 07]	n.a.	570	170	n.a.	n.a.
Kupfer-/Zinkelektrolyse [ETH-01 07]	n.a.	120	25	n.a.	n.a.
Papiermaschinen [VDE-01 12, TUD-03 12]	2.000	1.700	n.a.	300	n.a.
Abwasserbehandlung [VDE-01 12, TUD-03 12]	200	0	0	200	200
Chlorherstellung [ETH-01 07]	n.a.	1.600-1.700	730	n.a.	n.a.
Chlorherstellung [DENA-07 10]	3.006	1.853	556	1.153	346
Chlorherstellung [VDE-01 12, TUD-03 12]	888	787	484	n.a.	n.a.
Chlorherstellung [DIW-02 13]	910	575	n.a.	n.a.	n.a.

Stellt man die Potenziale der unterschiedlichen Studien gegenüber, lohnt sich meist bereits ein Vergleich des flexibilisierbaren Anteils (nach /DENA-07 10/ Flexibilitätsfaktor, nach /ETH-01 07/ Lastmanagementfaktor). Beide Faktoren stellen ein Maß dafür dar, welcher Anteil der theoretisch verfügbaren Leistung für Lastflexibilisierungsmaßnahmen genutzt werden kann. Ebenso besteht zwischen der in der VDE-Studie angegebenen Bandlast (mittlerer Leistungsbedarf), der in der dena Netzstudie II errechneten positiven Leistung sowie dem maximalen Leistungsschift von Klobasa ein Zusammenhang.

Die Potenziale in den untersuchten Branchen sind meist ähnlich hoch, da mittlere Leistung und Flexibilitätsfaktoren (bzw. Lastmanagementfaktor) oft in derselben Größenordnung liegen. Allerdings ergeben sich teilweise verschieden hohe positive und negative Potenziale, was auf unterschiedliche Annahmen hinsichtlich des Stromverbrauchs für stromintensive Einzelprozesse zurückzuführen ist. Diese Erkenntnisse werden anhand der Aluminiumherstellung erläutert: Bei Klobasa und der dena Netzstudie II liegen die Potenziale mit 300 MW maximalem Leistungsschift und 277 MW positiver Leistung ähnlich hoch. Beide gehen von einem Flexibilitätsfaktor von 25 % aus. Die Werte in der VDE Studie (637 MW Bandlast entsprechen 100 % der schaltbaren Leistung) liegen unter dem durchschnittlichen Leistungsbedarf der anderen beiden Studien. Eine Erklärung hierfür können beispielsweise die verschiedenen Grundannahmen bzgl. des Gesamtstromverbrauchs sein. Während die Werte von Klobasa (10,5 TWh in 2005) und der dena Netzstudie II (9,7 TWh in 2008) nahe beieinander liegen, wird in der VDE-Studie von einem Stromverbrauch für die Aluminiumherstellung von 5,6 TWh (in 2010) ausgegangen.

Die unterschiedlich hohen Angaben zur Flexibilisierungsdauer haben ebenfalls Einfluss auf die Höhe der Potenziale bzw. die verfügbaren flexibilisierbaren Energiemengen. Während Klobasa von einer realen Verschiebedauer von einigen Stunden an definierten Tagen ausgeht, wird in der dena Netzstudie II das gesamte technische Potenzial anhand der Volllaststunden berechnet. Eine Berücksichtigung der tatsächlichen Flexibilisierungsdauer wird erst in der Gesamtbetrachtung durchgeführt.

Ergebnisse des Studienvergleichs – Querschnittstechnologien

Das Lastflexibilisierungspotenzial von Querschnittstechnologien wurde bis zu den Untersuchungen von FfE in Kooperation mit dem Fraunhofer ISI nur in der Dissertation von Klobasa, der dena Netzstudie II und der Habilitation von Stadler untersucht. In der VDE Studie wird Druckluft zwar thematisiert, aber kein Flexibilisierungspotenzial dafür ausgewiesen. Klobasa weist für Kühl- und Gefrierprozesse sowie Klimatisierung ein Potenzial aus, Druckluft wird nach den definierten Kriterien als nicht wirtschaftlich eingestuft. Zum gleichen Ergebnis kommt auch Stadler, der aufzeigt, dass die Investitionen in Druckluftspeicher (Druckniveau von ca. 10 bar) für das Anbieten von Flexibilitäten überdimensional hoch wären.

In der dena Netzstudie II werden die Querschnittstechnologien Druckluft, Lüftung und Prozesskälte (differenziert nach den Branchen Lebensmittel und chemische Industrie) auf deren Lastflexibilisierungspotenzial untersucht.

Die Ergebnisse der Studien sind in **Tabelle 7-6** dargestellt. Alle Studien weisen das technische Potenzial für die betrachteten Querschnittstechnologien aus.

Die Resultate der beiden Studien bezüglich Lebensmittelkälte / Kühl- und Gefrierprozessen weichen deutlich voneinander ab. Grund für diese Abweichung dürfte unter anderem der unterschiedlich hoch angesetzte Stromverbrauch (ca. 13 TWh/a nach /DENA-07 10/, etwa 5 TWh/a nach /ETH-01 07/) sein.

Tabelle 7-6: Lastmanagementpotenzial für ausgewählte Querschnittstechnologien nach /DENA-07 10/, /ETH-01 07/, /UNIKA-01 05/

Anwendung	inst. Leistung [MW]	mittl. pos. Leistung (abschaltbar) [MW]	praktisch mögliche pos. Leistung [MW]	mittl. neg. Leistung (zuschaltbar) [MW]	praktisch mögliche neg. Leistung [MW]
Druckluft [DENA-07 10]	4.278	1.598	1.598	2.680	2.680
Druckluft [UNIKA-01 05]	k.A.	1.598	224	k.A.	91
Belüftung [DENA-07 10]	1.215	1.075	1.075	141	141
Klimatisierung [ETH-01 07]	n.a.	n.a.	320	n.a.	n.a.
Prozesskälte chem. Industrie [DENA-07 10]	572	572	572	0	0
Prozesskälte Lebensmittel [ETH-01 07]	n.a.	450-570	270	n.a.	n.a.
Prozesskälte Lebensmittel [DENA-07 10]	2.180	1.478	1.478	703	703

Es gilt zudem zu beachten, dass in den Studien unterschiedliche Potenzialbegriffe verwendet werden, wodurch sich die ausgewiesenen Potenziale teilweise erheblich voneinander unterscheiden. Während einerseits technische Potenziale ermittelt werden, wird in anderen Studien das wirtschaftliche Potenzial bestimmt. Zudem wird nicht klar differenziert nach Lastverschiebung und Lastreduktion mit Produktionseinschränkung bzw. -ausfall. Es ergeben sich je nach Fall verschieden hohe Potenziale, bei einem Produktionsausfall bieten Nebenaggregate beispielsweise zusätzliches positives Lastflexibilisierungspotenzial, welches bei einer reinen Lastverschiebung nicht eingerechnet wird. Daher ist es erforderlich, die entscheidenden Faktoren Abrufdauer und -häufigkeit, welche wesentlichen Einfluss haben, in die Potenzialermittlung aufzunehmen. Dies erfolgte bisher nur in geringem Umfang. Deshalb wird der Fokus dieser Studie unter anderem auf die zeitliche Verfügbarkeit (Abrufdauer und -häufigkeit) gelegt.

7.1.2 Pilotprojekte

Nachfolgend wird ein Überblick zu bisherigen und derzeit aktiven Pilotprojekten gegeben.

Entelios

Eine der ersten und bedeutsamsten kommerziellen Umsetzungen von Lastflexibilisierung in der Industrie in Deutschland erfolgte durch den Demand Response¹² Dienstleister Entelios. Es werden einzelne Anlagen verschiedener Unternehmen zu einem Pool zusammengefasst, wodurch die Mindestgröße für die Teilnahme am Regelenergiemarkt erreicht wird. Da für die Bereitstellung von Minutenreserve die Anforderungen an die Anlagen am geringsten sind, werden die flexibilisierbaren Lasten nach erfolgreicher Präqualifikation zunächst am Minutenreservemarkt angeboten. Mittlerweile werden auch einige Flexibilitäten als Sekundärregelleistung vermarktet. Derzeit werden gemeinsam mit den Stadtwerken München und E.ON schaltbare Lasten vermarktet. Im Rahmen des Projektes VERBUND-Power Pool ist eine Vermarktung von industriellen Flexibilitäten gemeinsam mit der VERBUND AG geplant.

Mitte 2013 wurde Entelios von dem in den USA führenden Demand Response Vermarkter EnerNOC übernommen.

cyberGRID

Ein weiterer Demand Response Dienstleister ist Cybergrid. Die in Österreich ansässige Firma vermarktet ebenfalls schaltbare Lasten. Sie wurde im Juli 2013 von Toshiba gekauft. Im Jahr 2012 startete das Forschungsprojekt FP7-eBADGE, in welchem unter anderem Pilot-Tests in Österreich, Italien und Slowenien geplant sind /CYB-01 13/.

ACDC (Vattenfall)

Bei Vattenfall läuft das Projekt ACDC, in welchem industrielle Verbraucher über ein Energiecontrollingsystem erfasst und gesteuert werden. Im konkreten Fall werden Großverbraucher bei einem Überschuss an Strom aus Erneuerbaren Energien zugeschaltet. Diese Lasten würden normalerweise zu einem späteren Zeitpunkt anfallen, was somit einer Lastverschiebung gleichkommt /VAT-02 13/.

European Demand Response Center

(TU Graz, cyberGRID, Austrian Power Grid, BRIMATECH Services)

In Österreich wurde 2011 das European Demand Response Center (EDRC) gegründet. Im dem 2013 abgeschlossenen Projekt wurden die Potenziale von Lastmanagement mit industriellen Verbrauchern sowie deren energiewirtschaftliche Auswirkungen untersucht und simuliert. Im Rahmen des Projektes fand eine Befragung von insgesamt 36 Unternehmen statt.

¹² Demand Response ist eine kurzfristige und planbare Veränderung der Verbraucherlast als Reaktion auf Preissignale im Markt oder auf eine Aktivierung im Rahmen einer vertraglichen Leistungsreserve. Diese Marktpreise oder Leistungsabrufe werden durch ungeplante, unregelmäßige oder extreme energiewirtschaftliche Ereignisse ausgelöst.

Demand-Side-Management Bayern (Bayerisches Wirtschaftsministerium)

Ein weiteres Pilotprojekt wurde vom Bayerischen Staatsministerium für Wirtschaft initiiert. Dort ist geplant, in Bayern verschiedene Unternehmen bei der Einführung von Lastmanagement zu begleiten. Das Projekt startete unter der Projektleitung der dena im Herbst 2013 und wird im Jahr 2016 abgeschlossen sein. Die wissenschaftliche Begleitung wird von der FfE übernommen.

FOREnergy (Forschungsverbund)

Parallel dazu wird im Projekt FOREnergy, das von der Bayerischen Forschungsförderung gefördert wird, untersucht, wie der Lastgang eines Industrieunternehmens so flexibilisiert werden kann, dass sich die Nachfrage der Erzeugung anpasst. Der Fokus liegt unter anderem auf einer flexibleren Produktion. Folgende Forschungsinstitute sind Teil des Forschungsverbundes /FE-01 12/:

- Institut für Werkzeugmaschinen und Betriebswissenschaften (iwb) der Technischen Universität München
- Institut für Energie und Gebäude (ieg) der Technischen Hochschule Nürnberg
- Lehrstuhl für Fertigungsautomatisierung und Produktionssystematik (FAPS) der Friedrich-Alexander Universität Erlangen-Nürnberg (FAU)
- Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik (lfE) der Technischen Universität München
- Projektgruppe Ressourceneffiziente mechatronische Verarbeitungsmaschinen (RMV) des Fraunhofer-Instituts für Werkzeugmaschinen und Umformtechnik (IWU)

7.1.3 Entwicklungspotenzial

Eine Vermarktung industrieller Flexibilitäten erfolgt bisher nur in wenigen Unternehmen. Im Falle einer Vermarktung nehmen sie überwiegend am Regelleistungsmarkt teil, in Einzelfällen an der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV). Der größte Teil der Betriebe bietet eine Flexibilisierung der Leistungsaufnahme stromintensiver Prozesse an, wenige Firmen haben KWK-Anlagen oder Querschnittstechnologien als schaltbare Last in einem Pool. Zukünftig ist davon auszugehen, dass aufgrund des steigenden Bekanntheitsgrads und einer zunehmenden Anzahl an Pilotprojekten die flexibilisierbare Leistung in der Industrie steigt. Durch die Pilotprojekte können die Hemmnisse, die vor allem hinsichtlich einer Schaltung durch einen Externen bestehen, deutlich reduziert werden. Die Investitionen für ein Schaltbarmachen der Anlagen gehen ebenfalls zurück, da zukünftige Anlagen bereits über intelligente Steuerungen verfügen und diese Geräte auf eine zentrale Gebäudeleittechnik aufgeschaltet sind.

7.2 Regulatorische Rahmenbedingungen

Das praktische Potenzial wird von technologiespezifischen, regulatorischen Rahmenbedingungen beeinflusst. Nachfolgend werden verschiedene Kriterien zusammengefasst, welche den Einsatz der Technologien beeinflussen können.

Strompreis

Bei Querschnittstechnologien sind die Opportunitätskosten vernachlässigbar. Hier ist der Strompreis als ein Einflussfaktor auf das Potenzial zu nennen.

Nachfolgend ist dargestellt, welchen Anteil Steuern und Abgaben sowie Erzeugung, Transport und Vertrieb am Strompreis der Industrie haben.

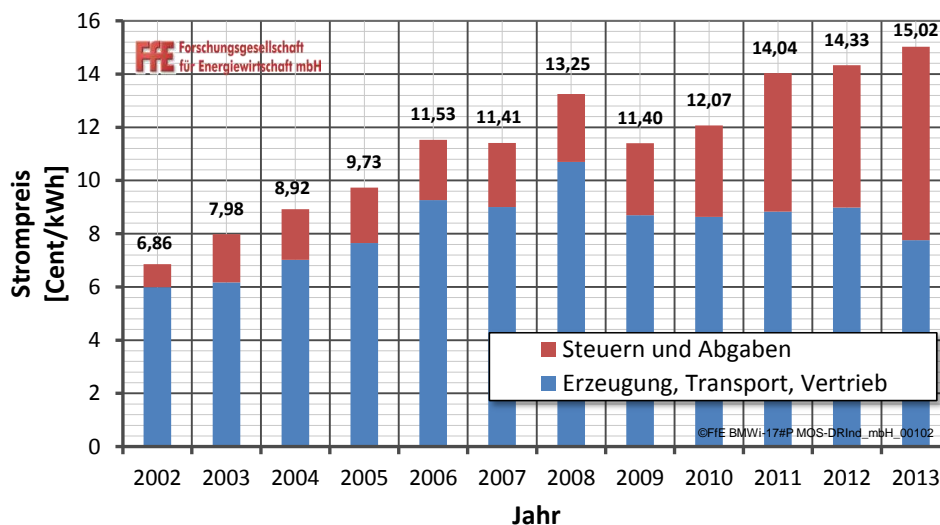


Abbildung 7-3: *Zusammensetzung des Strompreises (eigene Darstellung nach /BDEW-10 13/)*

Einige mögliche Auswirkungen von Lastflexibilisierungsmaßnahmen auf den Strompreis sind:

- Der Abruf von negativer Leistung hätte u. U. Auswirkungen auf den zu zahlenden Leistungspreis.
- Ggf. entstehende Speicherverluste werden eventuell nicht durch die erzielbaren Erlöse abgedeckt, da sich diese an den Großhandelspreisen orientieren.
- Befreiungen oder Minderungen sind an Bedingungen geknüpft, die durch einen Abruf verletzt werden könnten.

Netznutzungsentgelte

Der Strompreis von Industriekunden kann sich reduzieren, sofern der Betrieb diverse Kriterien für die jeweilige Vergünstigung erfüllt. Unter anderem ist eine Reduktion der Kosten durch die Festlegung eines individuellen Netznutzungsentgeltes erzielbar. Bis vor kurzem war auch eine Befreiung von den Netznutzungsentgelten möglich, mittlerweile kann nur noch ein individuelles Netznutzungsentgelt vereinbart werden. Nach §19 Abs. 2 S.1 StromNEV müssen die vorliegenden oder prognostizierten Verbrauchsdaten zeigen, „...dass der Höchstlastbeitrag eines Letztverbrauchers vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen dieser Netz- oder Umspannebenen abweicht.“ Diese Hochlastzeitfenster werden vom jeweiligen

Netzbetreiber veröffentlicht. Das vereinbarendes individuelle Netzentgelt darf jedoch 20 % des veröffentlichten Netzentgeltes nicht unterschreiten. Außerdem kann ein individuelles Netzentgelt beantragt werden, wenn nach §19 Abs. 2 S.1 StromNEV die Stromabnahme aus dem Netz für den eigenen Verbrauch an einer Abnahmestelle eine Benutzungsstundenzahl von mindestens 7.000 Stunden pro Jahr und einen Stromverbrauch von mindestens 10 GWh/a erreicht /STROMNEV-01 13/. Bis vor wenigen Jahren wurden Unternehmen, welche letztere Bedingungen erfüllten, von den Netzentgelten befreit. Einen Antrag auf individuelle Netzentgelte aufgrund der 7.000 Benutzungsstunden und der Stromabnahme von mehr als 10 GWh/a haben im Jahr 2011 etwa 202 Unternehmen gestellt. Diese Anträge wurden ebenso wie ein reduziertes Netzentgelt für weitere 938 Unternehmen bewilligt. Für das Jahr 2012 liegen etwa 136 Anträge bezüglich intensiver Netznutzung vor, Anträge auf ein reduziertes Netzentgelt wurden 3.178 gestellt /DBT-02 13/.

Damit ist die Fahrweise dieser flexiblen Anlagen allerdings nicht zwangsweise konform mit dem Gesamtsystem, da die Hochlastzeitfenster lokal durch die einzelnen Netzbetreiber (sowohl Verteil- als auch Übertragungsebene) definiert werden und sie damit nicht zwangsläufig übereinstimmen /FFE-09 13/.

Speicherverluste

Erhöhen sich beispielsweise die Verluste eines Wärme- oder Kältespeichers durch Temperaturerhöhung oder -absenkung, müssen diese durch eine erhöhte Wärme- oder Kälteerzeugung mittels Strom ausgeglichen werden. Dieser Mehraufwand muss über den Strompreis bezahlt werden. Die Kosten steigen somit um die zusätzliche Energiemenge multipliziert mit dem Arbeitspreis sowie den Zuschlägen und müssen bei der Kalkulation des Angebots berücksichtigt werden.

Leistungspreis bei leistungsgemessenen Kunden

Ein weiterer Aspekt ist der Leistungspreis beim Anbieten negativer Leistung oder durch Nachholeffekte bei positiver Leistung. Der Leistungspreis (bei leistungsgemessenen Kunden) ist abhängig von der maximal bezogenen Leistung. Überschreitet man die maximal prognostizierte bzw. vereinbarte Leistungsspitze, wird i.d.R. für die zusätzliche Leistung ein deutlich höherer Leistungspreis bezahlt. Je nach Vertrag ist die Abrechnung unterschiedlich. Während bei einigen Verträgen eine einmalige Überschreitung ausreicht, um für das gesamte Jahr einen erhöhten Leistungspreis entrichten zu müssen, wird bei anderen Verträgen monatlich der Spitzenbezug abgerechnet oder es wird beispielsweise die mittlere Leistungsspitze aus den drei höchsten Werten eines Jahres für die Bestimmung des Spitzenleistungspreises herangezogen. Kommt es während der betrieblichen Spitzenlastzeit zu einem Abruf an negativer Leistung (Zuschalten von Lasten), wird die vertraglich vereinbarte Leistungsspitze gegebenenfalls überschritten und es muss ein höherer Leistungspreis entrichtet werden. Diese zusätzlich anfallenden Kosten müssen den Erlösen gegenübergestellt und ggf. im Angebotspreis berücksichtigt werden. Das kann zu höheren Preisen oder zu einer geringeren Menge an angebotener negativer Leistung führen.

Komforteinbußen

Bei einem Abruf an positiver Leistung können geringfügige Komforteinbußen auftreten, wie beispielsweise eine etwas schlechtere Luftqualität aufgrund eines kurzzeitig

abgesenkten Luftvolumenstroms. Im Rahmen einer ersten Potenzialanalyse muss daher bereits festgelegt werden, wie hoch die Komforteinbußen maximal sein dürfen. Dies hat Einfluss auf die verfügbare flexibilisierbare Leistung und die Dauer eines Abrufs. Eine quantitative Bewertung dieser Rahmenbedingung ist allerdings oft nicht oder nur schwer möglich.

Speicherwirkung bei Anlagen

Da Anlagen ohne Speicherwirkung generell für eine Bereitstellung negativer Leistung nicht in Frage kommen, stellt auch dieses Kriterium eine weitere Einflussgröße auf das Potenzial dar.

Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT)

Im Rahmen diverser Gespräche mit Unternehmen zeigt sich, dass eine der entscheidendsten technologiespezifischen Rahmenbedingung die Angst der Betriebe ist, einem Externen die Erlaubnis zu geben, die betriebseigenen Anlagen zu schalten. Grund dafür sind befürchtete Einflüsse auf die Produktion. Daher muss in jedem Fall durch geeignete IKT neben der Möglichkeit zur Aktivierung des Leistungspotenzials auch sichergestellt werden, dass ein Abruf von positiver oder negativer Leistung erst nach endgültiger Freigabe des Unternehmens erfolgt.

Die Informations- bzw. Datenflüsse für Bereitstellung und Abruf von flexibilisierbaren Lasten werden nachfolgend erläutert:

Um mit den Anlagen vor Ort kommunizieren und sie flexibel betreiben zu können, bedarf es Informations- und Kommunikationstechnik. **Abbildung 7-4** zeigt Datenflüsse und Systemkomponenten beispielhaft für einige Anlagen eines Unternehmens.

Im ersten Schritt müssen flexibilisierbare Maschinen im Betrieb ausgewählt werden. Um den jeweils vorgegebenen Sollwert einzuhalten, sind in der Feldebene oft Sensoren und / oder Aktoren installiert, welche den aktuellen Zustand der Anlage erfassen. Dies kann beispielsweise in Form einer Temperatur- oder Volumenstrommessung erfolgen. Weicht der gemessene, aktuelle Wert vom Sollwert ab, wird von einer zentralen Steuerungseinheit in der Leit- bzw. Automationsebene ein Signal an das Gerät gesendet, wodurch dessen Zustand verändert wird. Das wird üblicherweise über eine Automationstechnik (z. B. eine speicherprogrammierbare Steuerung – SPS) realisiert. Die Verarbeitung, Überwachung und Visualisierung von Verbräuchen, Lastgängen, Zuständen etc. erfolgt anschließend in der übergeordneten Managementebene. Meist ist eine zentrale Automation in Form einer übergeordneten SPS (Kopf-SPS) oder Gebäudeleittechnik vorhanden, auch Energiemanagementsysteme können in der Controllingebene eingesetzt werden.

Die Funktionsweise wird am Beispiel einer Lüftungsanlage näher erläutert: Ist die Ablufttemperatur und somit die Raumtemperatur einer Produktionshalle beispielsweise zu hoch, muss die Luftwechselrate erhöht werden, um mehr Frischluft mit geringerem Temperaturniveau in die Halle einbringen zu können. Vom Temperatursensor wird ein erhöhter Wert an die SPS geliefert, diese wiederum verarbeitet die Informationen und übermittelt der Anlage das Signal, dass der Volumenstrom gesteigert und damit die Leistungsaufnahme des Ventilators erhöht werden muss.

Es muss allerdings zwischen drei verschiedenen Regelungsarten von Anlagen differenziert werden. Während einige Maschinen nur ein- oder ausgeschaltet werden

können, sind andere in Stufen regelbar, wiederum andere können stufenlos variiert werden. Für die zuletzt genannte Variante werden Frequenzumrichter eingesetzt, diese ermöglichen eine stufenlose Drehzahlanpassung des Antriebs. Der Zustand von Geräten, die lediglich zu- oder abschaltbar bzw. in Stufen schaltbar sind, wird über Schütze oder Relais (kommen bei kleineren Leistungen zum Einsatz) geändert.

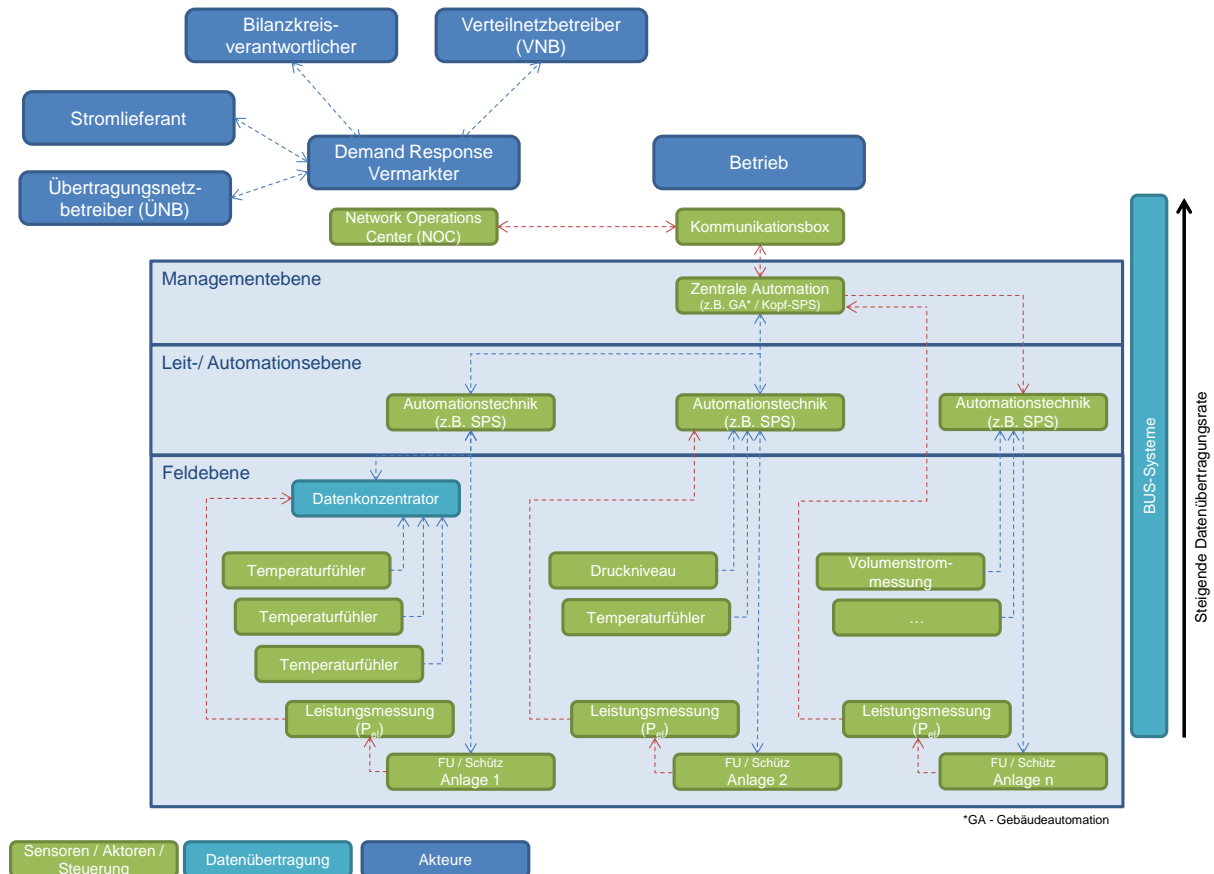


Abbildung 7-4: Informations- und Kommunikationsflüsse im Industrieunternehmen und zum Flexibilitäts-Vermarkter

Die Daten werden über sogenannte Bus-Systeme übertragen, wobei die Übertragungsrate mit der Höhe der Ebene zunimmt. In der Feldebene werden die Daten nur mit geringer Geschwindigkeit übertragen, teilweise sind Datenkonzentratoren zwischengeschaltet, welche die einzelnen Signale bündeln. In der Leit-/Automationsebene, in welcher teilweise bereits die Steuerung / Regelung von Anlagen erfolgt, werden die ankommenden Daten gesammelt, gespeichert und mit höherer Übertragungsrate an die Managementebene weitergeleitet. Die Datenleitung erfolgt in der Managementebene über Ethernet mit sehr hohen Geschwindigkeiten.

Auf der höchsten Ebene, der Management-/ Controllingebene, findet nun die Verbindung mit der externen Schnittstelle für die Lastflexibilisierung statt. Von dort werden die erforderlichen Signale zu einer Kommunikationsbox, welche im Unternehmen installiert wird, transportiert. Diese überträgt die Daten an das Network Operations Center (NOC) des Flexibilitäts-Vermarkters. Hier erfolgt die Bündelung und Visualisierung der eingehenden Daten aller Betriebe. Für die Flexibilisierung von Leistungen ist es erforderlich, die aktuelle Last der jeweiligen Anlage zu erfassen. Alternativ kann auch der Gesamtlastgang und der Zustand der flexibilisierbaren Anlage übertragen werden.

Zudem muss bekannt sein, ob die Anlage gegenwärtig für einen Abruf zur Verfügung steht, deshalb wird neben der derzeitigen Leistung auch ein Freigabe-Signal im NOC angezeigt. Auf dieser Basis kann dort beim Abruf von z.B. Regelleistung die Entscheidung getroffen werden, welche Anlagen flexibilisiert werden können. Anschließend wird der Befehl für die Zu- oder Abschaltung bzw. Erhöhung oder Reduzierung der Leistung der Maschinen an den Betrieb weitergegeben. Die letzte Entscheidung, ob eine Anlage zur Verfügung steht, liegt stets beim Unternehmen, um die Produktion nicht zu gefährden. Erst wenn die Freigabe vom Betrieb erteilt wird, darf der Flexibilitäts-Vermarkter die Maschine von extern steuern. Nach dem Abruf wird das Gerät wieder in den Ursprungszustand versetzt.

Die durch die FfE durchgeführten Befragungen von Unternehmen, welche bereits aktiv flexibilisierbare Lasten vermarkten, haben ergeben, dass die Schaltung in nahezu allen Betrieben reibungslos verläuft und bisher kein Abruf erfolgte, wenn die Anlage nicht freigegeben war.

Bilaterales Vertragswerk

Verhältnismäßig großen Einfluss sehen die Akteure auch in der bestehenden Aufteilung der Rollen der Marktteilnehmer. Durch die Entflechtung des Energiemarktes fällt auf jeden Teilnehmer nur eine Aufgabe, wodurch eine Steuerung der Lasten zugunsten des Gesamtsystems erschwert wird. Flexibilitäts-Vermarktern fällt es aufgrund der Vielzahl der Marktrollen schwer, sich im Markt zu etablieren, da sie mit jedem Teilnehmer separate Abkommen treffen müssen (vgl. **Abbildung 7-5**) /FFE-09 13/.

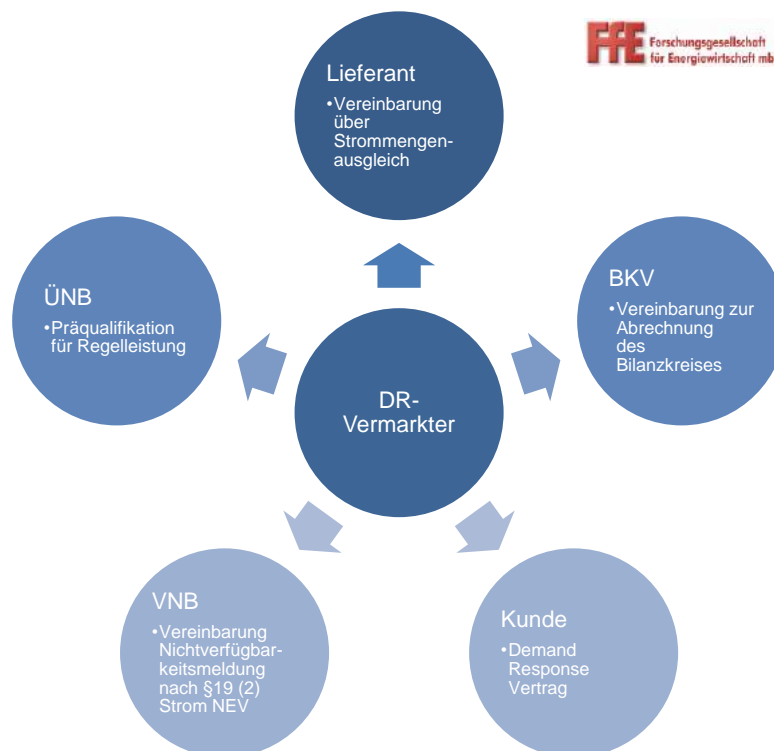


Abbildung 7-5: *Bilaterales Vertragswerk eines Flexibilitäts-Vermarkters*
/FFE-09 13/

7.3 Technoökonomische Kennwerte

Im übergeordneten Projekt werden die Ergebnisse der einzelnen Speichertechnologien hinsichtlich deren Eignung bezüglich möglicher Einsatzoptionen verglichen. Hierzu werden technische und ökonomische Kennwerte je Speichertechnologie erhoben. Der folgende Teil beinhaltet die Ausweisung dieser technoökonomischen Kennwerte für Lastflexibilisierung in der Industrie für Deutschland und Österreich.

7.3.1 Methodik zur Ermittlung der Kennwerte

Die Methodik zur Ermittlung der aktuellen sowie zukünftigen technischen Potenziale für Deutschland und Österreich wird im Folgenden für Querschnittstechnologien und stromintensive Prozesse beschrieben.

Stromintensive Prozesse

Die relevantesten stromintensiven Prozesse werden zunächst bestimmt und anschließend deren Lastflexibilisierungspotenzial ermittelt. Die Auswahl an Prozessen beruht auf der anfangs durchgeführten Literaturrecherche. Folgende bereits genannten Anlagen werden nicht in die detaillierte Potenzialermittlung aufgenommen: Induktionstiegelöfen, Kupfer- und Zinkelektrolyse, Altpapier-/ Zellstoffauflösung, Papiermaschine, Glasschmelzen sowie Luftzerlegung. Gründe hierfür sind u.a. ein deutlicher Einfluss der Flexibilisierung auf den Produktionsprozess oder die Produktqualität, Einzelprozessanwendungen mit geringer Übertragbarkeit oder unzureichend genaue Daten für eine Ausweisung der regionalen Potenziale. Die nachfolgende Methodik zur Potenzialbestimmung wird somit für folgende stromintensive Prozesse angewandt:

- Herstellung von Chlor in der chemischen Industrie
- Herstellung von Holzstoff in der Papierindustrie
- Herstellung von Primäraluminium in der Aluminiumindustrie
- Herstellung von Elektro Stahl in der Stahlindustrie
- Herstellung von Klinker und Zement in der Zementindustrie

Für die Berechnung der Potenziale muss zwischen einer reinen Lastverschiebung und dem Produktionsausfall unterschieden werden. Bei der Lastverschiebung ist es möglich, die während der Abschaltung oder dem reduzierten Betrieb entstandenen Produktionseinbußen zu einem späteren Zeitpunkt nachzuholen. Das Lastverschiebepotenzial der unterschiedlichen Branchen wird standortscharf bestimmt und anschließend auf Landkreisebene aggregiert. Das Potenzial für den Produktionsausfall wird lediglich für Deutschland insgesamt ausgewiesen, da hier nicht ausreichend Daten für eine regionale Darstellung zur Verfügung stehen. In diesem Fall wird von einer vollständigen Abschaltung des gesamten Werkes ausgegangen.

Das Lastverschiebepotenzial der stromintensiven Prozesse wird für Deutschland und Österreich mit Hilfe einer Bottom up-Analyse erfasst. Die Methodik ist in **Abbildung 7-6** schematisch dargestellt.

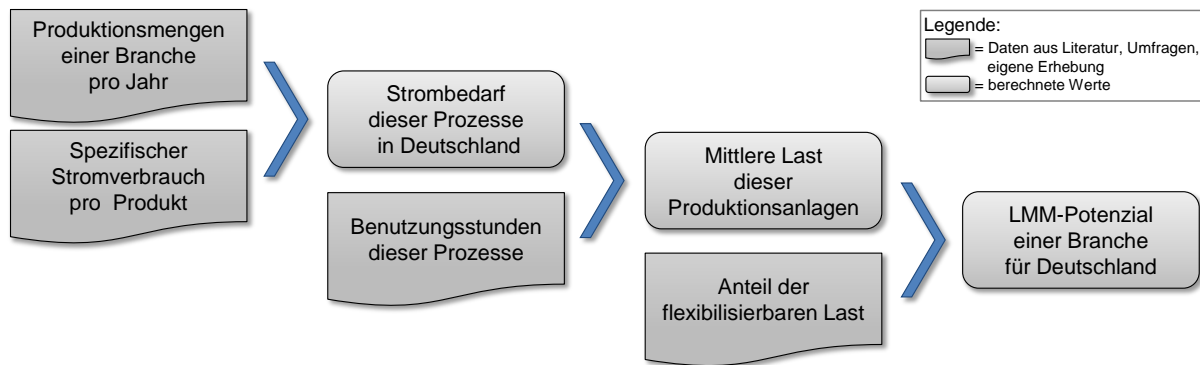


Abbildung 7-6: *Bottom-up-Methode zur Potenzialermittlung bei stromintensiven Prozessen*

Für die Ermittlung der Potenziale werden die Produktionskapazitäten, Auslastungen und Produktionsmengen je Branche aus Hersteller- bzw. Verbandsangaben sowie vorhandener Literatur für das Jahr 2012 bzw. 2011 ermittelt. Diese liegen größtenteils standortscharf vor oder werden über die Werksgröße je Standort abgeschätzt. Mittels der Angaben zum spezifischen Stromverbrauch pro produzierter Tonnage kann auf den Strombedarf der einzelnen Prozesse je Standort rückgeschlossen werden. Für die Berechnung der mittleren Last sowie die zur Verfügung stehende Zeit für einen Abruf (Lastverschiebung) sind die jährlichen Benutzungsstunden der Anlagen ausschlaggebend. Es ist allerdings nicht möglich, alle Produktionsanlagen vollkommen flexibel zu betreiben und somit die gesamte aktuelle Last als positive Leistung abzurufen. Für die unterschiedlichen Produktionsanlagen wird ein prozentualer Anteil der Last ausgewiesen, welcher verschiebbar ist. Dieser Anteil beruht auf Literaturwerten (siehe Studienvergleich) sowie diversen Befragungen von Unternehmen.

Die standortscharfen Produktionsmengen je Betrieb werden für die Ausweisung des regional verteilten Potenzials herangezogen. Die Ergebnisse werden anschließend durch Rücksprache mit Unternehmen validiert. Für die graphische Darstellung der Potenziale auf Landkreisebene wird das Regionenmodell der FfE genutzt (vgl. **Abbildung 7-7**).

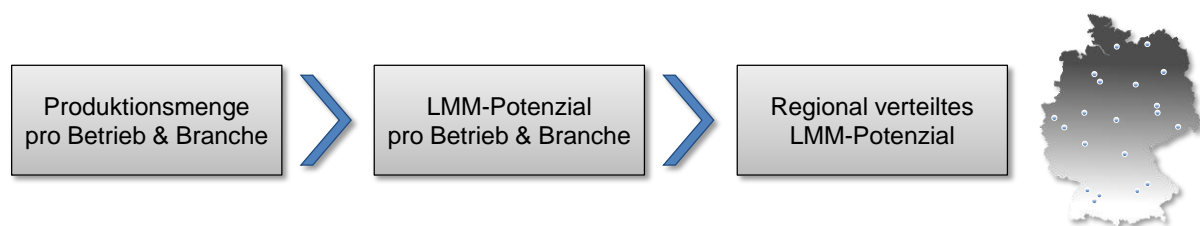


Abbildung 7-7: *Regional verteiltes Potenzial der Lastverschiebung von stromintensiven Prozessen*

Für die Potenzialbestimmung bei Produktionsausfall wird die mittlere Last des jeweiligen Prozesses berechnet. Dazu wird der Stromverbrauch für diesen Produktionsschritt durch die jährlichen Benutzungsstunden dividiert. Als Eingangsgrößen dienen hier Statistiken zum Stromverbrauch je Branche sowie verschiedene Studien zum spezifischen Stromverbrauch je Produktionsschritt (inkl. Nebenaggregate). Die mittlere Last entspricht in diesem Fall der abschaltbaren Leistung bei Produktionsausfall.

Zukünftige Entwicklung des Lastflexibilisierungspotenzials stromintensiver Prozesse

Als Eingangsparameter zur Ermittlung der zukünftigen Lastflexibilisierungspotenziale dienen veränderte Produktionsmengen sowie reduzierte spezifische Stromverbräuche aufgrund effizienterer Prozesstechnologien oder substituierter Verfahren. Diese beiden Einflussgrößen (siehe **Abbildung 7-8** und **Abbildung 7-9**) werden auf Grundlage einer Studie des Umweltbundesamts zur Entwicklung von industriellen Branchentechnologien /ISI-06 11/ bis 2030 fortgeschrieben.

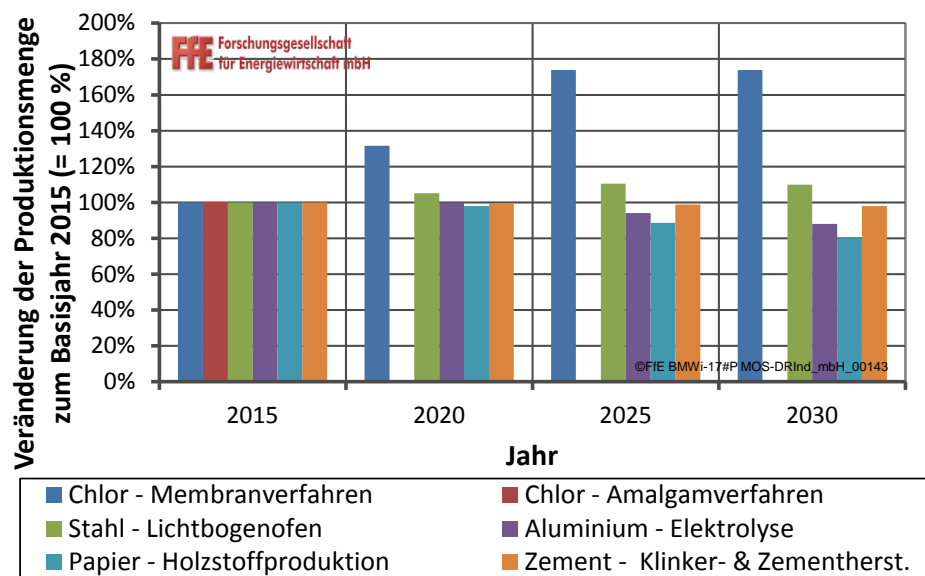


Abbildung 7-8: Produktionsentwicklung bis 2030 (eigene Darstellung nach /ISI-06 11/)

Der Verband der chemischen Industrie verkündete bereits 2006 in einer Selbstverpflichtung, dass keine neuen Amalgam-Anlagen mehr errichtet und bestehende Amalgam-Anlagen zur Chlor- und Natronlaugeherstellung bis 2020 auf andere Verfahren umgerüstet werden. Hintergrund sind die bei diesem Verfahren anfallenden Quecksilberemissionen /VCI-01 06/. Daher wird für die zukünftige Entwicklung eine vollständige Substitution der Amalgam-Anlagen bis 2020 angesetzt. Dementsprechend erhöht sich die Produktion von Chlor durch das Membranverfahren, da dies die beste verfügbare Technik darstellt. Das nicht für eine Flexibilisierung geeignete Diaphragmaverfahren zur Chlorherstellung wird ebenfalls bis 2025 durch das etwas weniger stromintensive Membranverfahren ersetzt. In der Stahlherstellung wird erwartet, dass das EAF-Verfahren¹³ vermehrt zum Einsatz kommt. Durch den erhöhten Einsatz von Altpapier wird bei der Herstellung von Papier weniger Holzstoff benötigt. Die Produktionsmengen der anderen Verfahren bleiben bis 2030 nahezu konstant oder sind nur leicht rückläufig.

13 EAF steht für Electric Arc Furnace bzw. Elektrolichtbogenofen

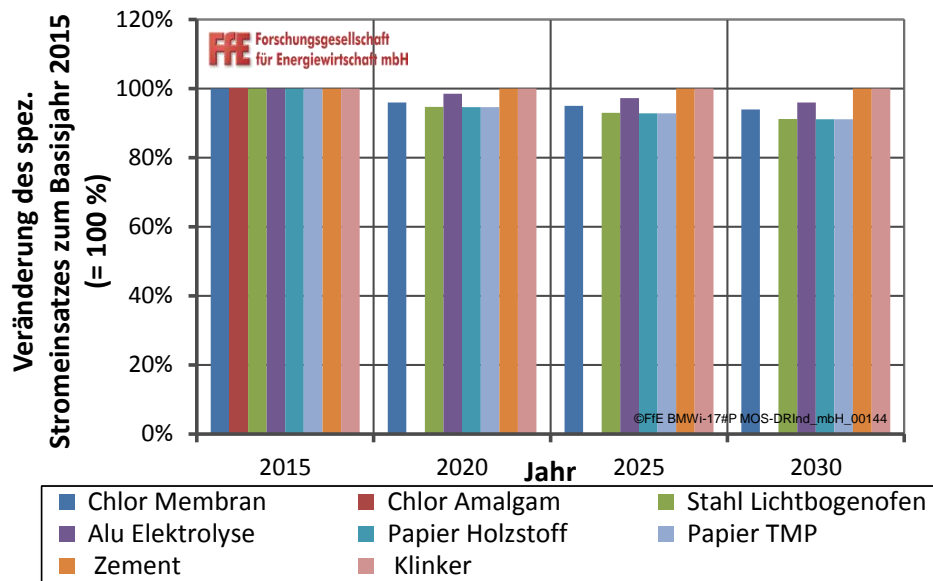


Abbildung 7-9: Entwicklung des spez. Stromeinsatzes bis 2030 (eigene Darstellung nach /ISI-06 11/)

Querschnittstechnologien

Die Methodik zur Potenzialermittlung von Lastflexibilisierung mittels Querschnittstechnologien wurde an der FfE entwickelt und bereits im Projekt „Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland“ /FFE-09 13/ für Bayern und Baden-Württemberg angewendet. Die Vorgehensweise ist in **Abbildung 7-10** dargestellt. Auch hier wird ein Bottom up-Ansatz gewählt.

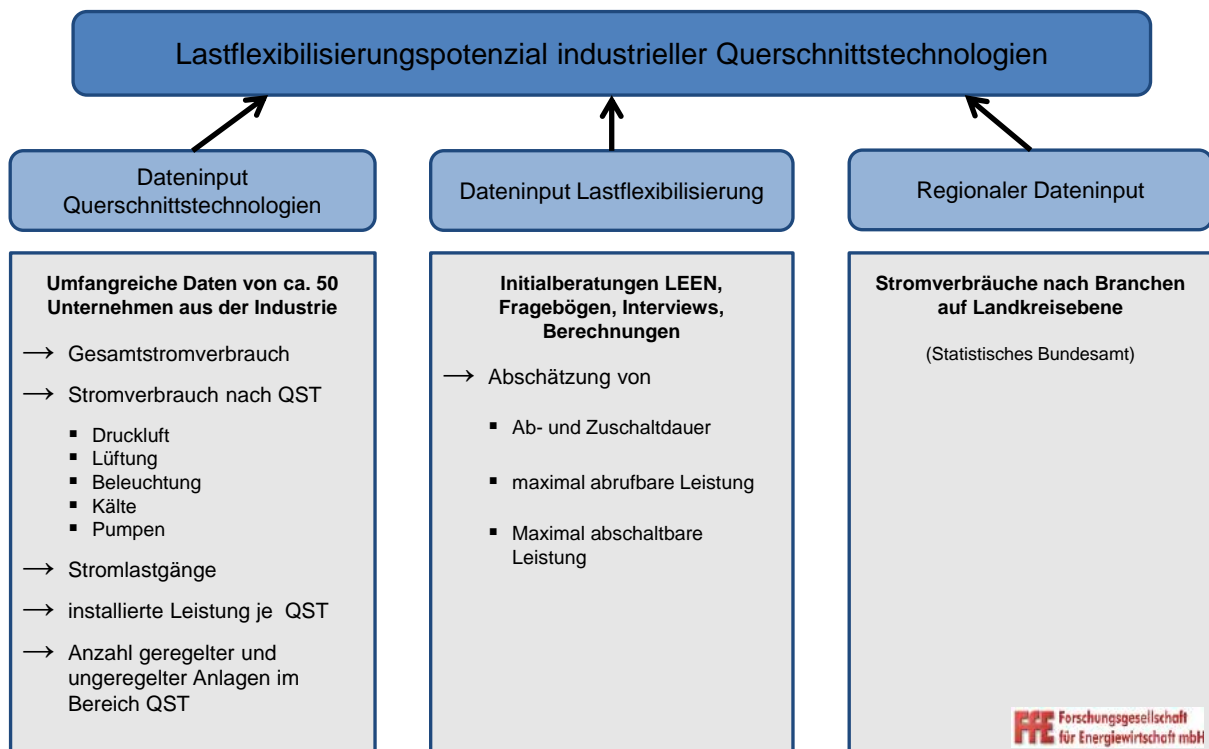


Abbildung 7-10: Methodik zur Ermittlung des Lastmanagementpotenzials industrieller Querschnittstechnologien in Deutschland

Als Datengrundlage für die Auswertung stehen detaillierte Erhebungen im Rahmen der lernenden Energieeffizienz-Netzwerke (LEEN) der FfE GmbH /FFE-83 12/ zur Verfügung. Diese Daten aus etwa 50 Betrieben werden für die Erfassung der Lastflexibilisierungspotenziale aufbereitet und ausgewertet. Beispielsweise liegen für alle der betrachteten Betriebe folgende Angaben vor:

- Gesamtstromverbrauch
- Stromverbrauch je Querschnittstechnologie
- Installierte Leistung einzelner Anlagen je Querschnittstechnologie
- Regelungsart der einzelnen Anlagen (unterschieden wird nach: keine Regelung, Stufen- und Drehzahlregelung)

Auf Basis dieser Daten wird die gesamte installierte Leistung je Querschnittstechnologie berechnet. Da für alle Betriebe Stromlastgänge in 1/4-Stunden-Auflösung vorliegen, können anhand des Stromlastgangs die Betriebszeiten des jeweiligen Unternehmens ermittelt werden.

Die oben dargestellte Methodik wird für die folgende Auswahl an Querschnittstechnologien angewandt:

- Druckluft
- Lüftung
- Beleuchtung
- Kälte (Prozess- und Klimakälte)
- Pumpen

Für alle anderen Querschnittstechnologien, wie Wärme, Fördertechnik, EDV, KWK-Anlagen und Netzersatzanlagen, liegen keine Daten in dieser Detailtiefe vor, um die Potenziale ausweisen zu können. Diese Technologien werden in der Potenzialermittlung gesondert behandelt.

Zudem werden Ergebnisse aus etwa 80 Experteninterviews für die Potenzialermittlung herangezogen. In den Gesprächen mit Energieverantwortlichen, Controllern und Produktionsleitern aus den von der FfE betreuten Energieeffizienz-Netzwerken wird diskutiert, inwiefern einzelne Anlagen flexibel betrieben werden können, welche Leistung über welchen Zeitraum zur Verfügung stünde, wie häufig ein Abruf erfolgen könnte und ob weitere Schritte für eine flexible Betriebsweise erforderlich wären. Auf Basis dieser Erkenntnisse werden realisierbare Potenziale je Querschnittstechnologie aus den technischen Potenzialen abgeleitet. Eine Berücksichtigung der Implementierungskosten findet bis zu diesem Punkt noch nicht statt. Neben den Antworten aus den Interviews werden weitere Berechnungen bezüglich der maximal möglichen Abrufdauer durchgeführt.

Die Potenzialdarstellung für Deutschland erfolgt unter Zugrundelegung der Stromverbräuche je Branche und Landkreis / Bezirk aus dem Regionenmodell der FfE /FFE-22 10/. Auf Basis der vorhandenen Daten werden die folgenden Branchen für die Potenzialermittlung definiert, hierbei werden teilweise hinsichtlich Lastflexibilisierung ähnliche Wirtschaftszweige zusammengefasst:

- Ernährung & Tabak
- Papier
- Chemie
- Glas, Keramik, Steine, Erden
- Metallerzeugung, NE-Metallerzeugung, Metallbearbeitung
- Maschinenbau, Fahrzeugbau
- sonstige Wirtschaftszweige

Tabelle 7-7 und **Tabelle 7-8** zeigen, welche Wirtschaftszweige den jeweiligen Branchen zugeordnet sind.

Tabelle 7-7: *Zuordnung von Wirtschaftszweigen zu Branchen in Deutschland*

Branche	zugeordnete Wirtschaftszweige (WZ 2008*)
Ernährung und Tabak	Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln, Getränkeherstellung, Tabakverarbeitung
Papier	Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus
Chemie	Herstellung von chemischen Erzeugnissen, Herstellung von pharmazeutischen Erzeugnissen
Glas, Keramik, Steine, Erden	Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau, Erbringung von Dienstleistungen für den Bergbau und für die Gewinnung von Steinen und Erden Herstellung von Glas und Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden
Metallerzeugung, NE-Metallerzeugung, Metallbearbeitung	Metallerzeugung und -bearbeitung, Herstellung von Metallerzeugnissen
Maschinenbau, Fahrzeugbau	Maschinenbau, Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen, sonstiger Fahrzeugbau, Reparatur und Installation von Maschinen und Ausrüstungen
sonstige Wirtschaftszweige	Herstellung von Textilien, Herstellung von Bekleidung, Herstellung von Leder, Lederwaren und Schuhen, Herstellung von Holz-, Flecht-, Korb- und Korkwaren (ohne Möbel), Herstellung von Druckerzeugnissen; Vervielfältigung von bespielten Ton-, Bild- und Datenträgern, Herstellung von Datenverarbeitungsgeräten, elektronischen und optischen Erzeugnissen, Herstellung von elektrischen Ausrüstungen, Herstellung von Möbeln, Herstellung von sonstigen Waren

* Klassifikation der Wirtschaftszweige nach destatis, Ausgabe 2008

Tabelle 7-8: Zuordnung von Wirtschaftszweigen zu Branchen in Österreich

Branchen	zugeordnete Wirtschaftszweige (ÖNACE* 2008)
Ernährung und Tabak	Nahrungs- u. Genussmittel, Tabak
Papier	Papier und Druck
Chemie	Chemie und Petrochemie
Glas, Keramik, Steine, Erden	Steine, Erden, Glas, Bergbau
Metallerzeugung, NE-Metallerzeugung, Metallbearbeitung	Eisen- und Stahlerzeugung, Nicht-Eisen-Metalle
Maschinenbau, Fahrzeugbau	Fahrzeugbau, Maschinenbau
sonstige Wirtschaftszweige	Holzverarbeitung, Textil und Leder, sonst. produzierender Bereich

*ÖNACE - österreichische Klassifikation der wirtschaftlichen Tätigkeiten

Die ca. 50 in die Auswertung einbezogenen Betriebe werden zunächst den unterschiedlichen Branchen zugeordnet. Aufgrund der beschränkten Stichprobengröße wird darauf geachtet, ähnliche Einsatzbereiche von Querschnittstechnologien zusammenzufassen. Beispielsweise werden Unternehmen der Branchen Maschinen- und Fahrzeugbau aufgrund der ähnlichen Nutzung von Lüftungsanlagen, Druckluftkompressoren und Kälteerzeugungsanlagen gemeinsam betrachtet. Die vorhandenen Daten zum Stromverbrauch je Querschnittstechnologie und Betrieb werden je Branche gemittelt, so dass für alle o.g. Branchen eine Aufteilung des Stromverbrauchs auf die einzelnen Anwendungsarten vorliegt. **Abbildung 7-11** zeigt diese Aufteilung am Beispiel der Branchen Maschinen- und Fahrzeugbau. Der Bereich „Elektro“ (56 % des Gesamtstromverbrauchs) beinhaltet den Stromverbrauch für die Produktionsanlagen sowie für die EDV, letzterer ist jedoch meist vernachlässigbar gering. Die Anwendungsarten Druckluft, Beleuchtung und Lüftung sind neben dem Bereich Elektro mit 10 bis 14 % des Gesamtstromverbrauchs weitere größere Verbraucher. Diese anteiligen Stromverbräuche je Anwendungsart und Branche werden anschließend durch Vergleich mit Literaturwerten plausibilisiert /ISI-03 11 /.

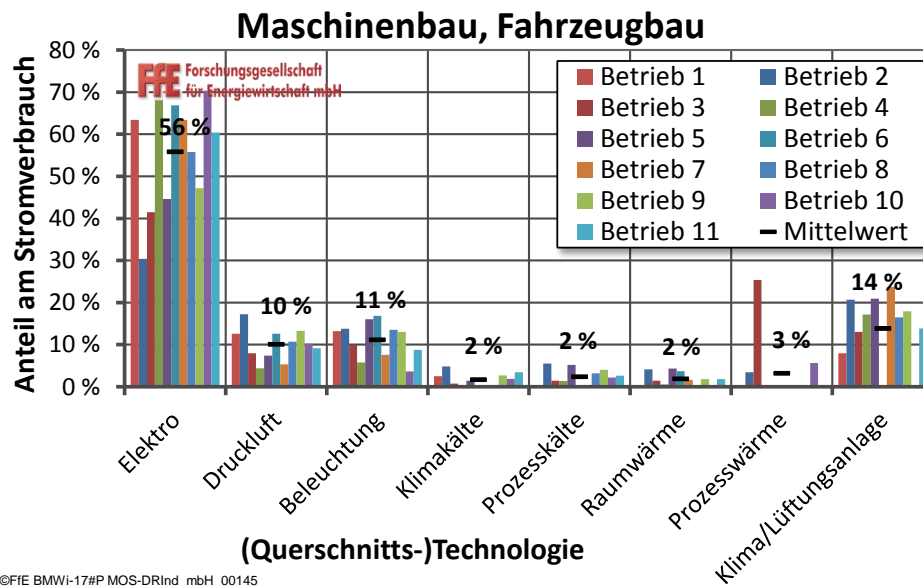


Abbildung 7-11: Aufteilung des Stromverbrauchs nach Anwendungsarten am Beispiel Maschinen- und Fahrzeugbau

Für die Hochrechnung werden arithmetische Mittelwerte verwendet. Bei Verwendung des mit dem Verbrauch gewichteten Mittelwerts käme es zu etwas höheren positiven Potenzialen in der Industrie. Die ausgewiesenen Potenziale sind somit als untere Abschätzung zu betrachten. Die teils hohe Streuung von Betrieb zu Betrieb in Abbildung 7-11 macht deutlich, dass die Potenziale im Einzelfall erheblich von den ausgewiesenen mittleren Potenzialen abweichen können.

Für die Ermittlung der Lastmanagementpotenziale werden anschließend zwei Kennwerte je Branche gebildet. Um das regionale Potenzial darstellen zu können, wird der Stromverbrauch je Landkreis und Branche mit dem Faktor a_i multipliziert. Dieser Faktor beschreibt die installierte Leistung je Querschnittstechnologie bezogen auf den Gesamtstromverbrauch in der jeweiligen Branche i .

$$a_i = \frac{P_{inst,QST,i}}{E_{el,ges,i}} \quad (7-1)$$

a	Installierte Leistung bezogen auf den Gesamtstromverbrauch
i	Branche
P	elektrische Leistung
inst	installiert
QST	Querschnittstechnologie
E	benötigte Energiemenge (Strom)
el	elektrisch
ges	gesamt

Das realisierbare Lastmanagementpotenzial der einzelnen Technologien ist abhängig von der mittleren Leistungsaufnahme der Anlagen. Je höher die mittlere Last bezogen auf die installierte Leistung der Querschnittstechnologie ist, desto höher ist auch das positive Lastflexibilisierungspotenzial, da eine höhere Last reduziert bzw. abgeschaltet werden kann. Daher wird für die drei Betriebsfälle Normalbetrieb, reduzierter Betrieb und Grundlastfall die mittlere Last berechnet. Basis bilden hier die Einzellastgänge der untersuchten Betriebe. In **Abbildung 7-12** ist beispielhaft ein Tageslastgang

(Stromlastgang) dargestellt, es wird die jeweilige Last, unterschieden nach Normalbetrieb (alle Abteilungen produzieren), reduziertem Betrieb (nur ein Teil der Abteilungen produziert z.B. in der dritten Schicht) und Grundlastbetrieb (produktionsfreie Zeit), ermittelt.

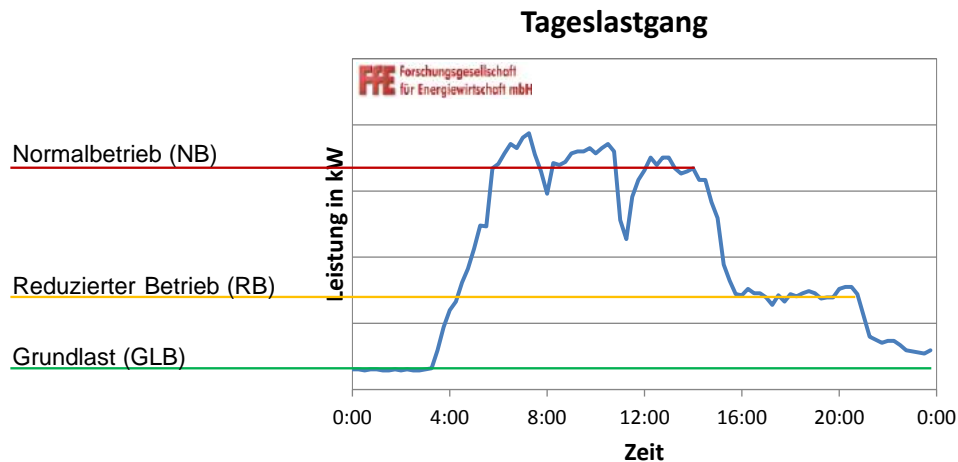


Abbildung 7-12: *Mittlere Last in Abhängigkeit des Betriebszustands am Beispiel eines Tageslastgangs*

Durch den Faktor f wird anschließend dargestellt, wie hoch die mittlere Leistungsaufnahme im Normalbetrieb ($b = 1$: alle Abteilungen produzieren), im reduzierten Betrieb ($b = 2$: nur ein Teil der Abteilungen produziert z.B. in der 3. Schicht) oder im Grundlastfall ($b = 3$: produktionsfreie Zeit) ist.

$$f_{i,b} = \frac{\varnothing P_{QST,i,b}}{P_{inst,QST,i}} \quad (7-2)$$

f Auslastung (mittlere Last bezogen auf installierte Leistung)
 b Betriebsart

Abbildung 7-13 zeigt die mittlere Last der Druckluftkompressoren bezogen auf die installierte Leistung der Anlagen (f -Faktor) wiederum am Beispiel des Maschinen- und Fahrzeugbaus.

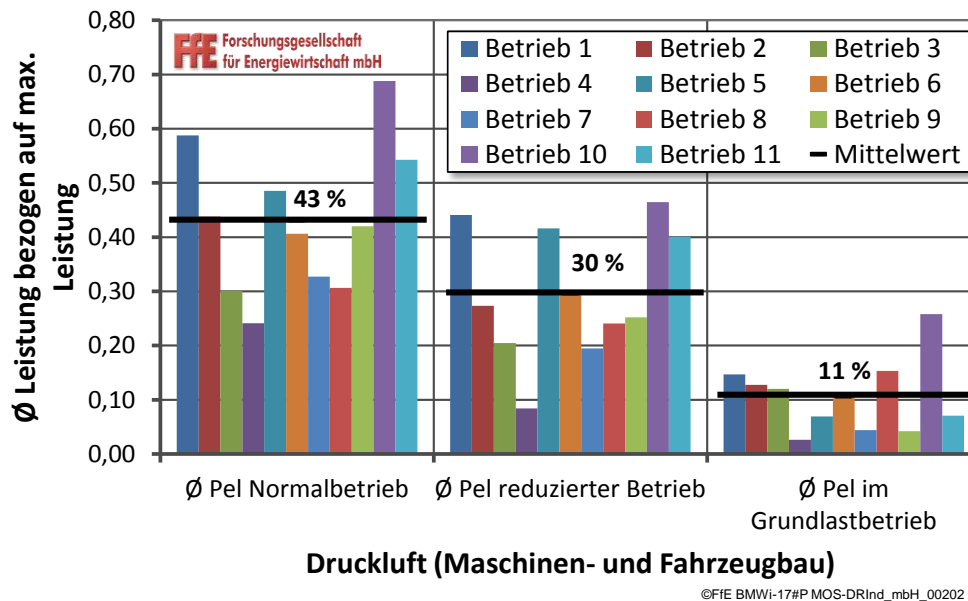


Abbildung 7-13: *Mittlere Last bezogen auf die installierte Leistung in Abhängigkeit des Betriebszustands am Beispiel Maschinen- und Fahrzeugbau*

Es ist ersichtlich, dass die mittlere Last der Kompressoren im normalen Betriebsfall bei etwa 43 % der installierten Leistung liegt, somit sind noch ausreichend Redundanzen im Fall eines Kompressorausfalls vorhanden. Die mittlere Last verringert sich im reduzierten Betrieb auf etwa 30 %, zu produktionsfreien Zeiten wird das Druckluftnetz in den meisten Betrieben auch mit Druck beaufschlagt, da einzelne Verbraucher nicht vom Druckluftnetz getrennt werden können. Diese Verbraucher sowie Leckagen verursachen eine mittlere Last von ca. 11 % der installierten Leistung der Druckluftkompressoren während der produktionsfreien Zeit.

Folgende limitierende Faktoren bezüglich der Lastflexibilisierung fließen zudem in die Potenzialbestimmung mit ein:

- Nichtverfügbarkeit von Anlagen: Wenige Anlagen stehen für einen Abruf aufgrund von Wartung, Reparatur oder sonstigen Instandhaltungsmaßnahmen nicht zur Verfügung.
- Nicht abschaltbare Anlagen: Für einige Anlagen gelten gesetzliche Vorschriften, wie beispielsweise für Lüftungsanlagen im pharmazeutischen Bereich. Dort muss in einigen Bereichen eine ständige Luftwechselrate von 30 pro Stunde eingehalten werden. In diesem Fall ist es nicht möglich, die Anlage flexibel zu betreiben. Auch bei Absauganlagen kann der Volumenstrom oft nicht reduziert werden.
- Vorhandensein, Größe und Art eines Speichers: Sofern ein Speicher (z.B. Druckluft, Wärme- oder Kältespeicher) vorhanden ist, können Erzeugung und Verbrauch voneinander entkoppelt werden, was eine Flexibilisierung von Anlagen begünstigt. Die Größe des Speichers hat wiederum Einfluss auf die Abrufdauer.
- Zuschalten von Anlagen ohne Speicherwirkung wird nicht betrachtet: In den Bereichen Beleuchtung und Lüftung kann keine Speicherung überschüssiger Energie erfolgen, durch das Erhöhen des Volumenstroms oder das Zuschalten von

Lüftungsanlagen sowie die Erhöhung der Beleuchtungsstärke wird lediglich ein Mehrverbrauch generiert. Diese Anlagen weisen daher kein negatives Potenzial auf.

- Mindestbetriebsgröße: Unternehmen mit einem Stromverbrauch von weniger als 5.000 MWh/a werden für die Potenzialermittlung zur Lastflexibilisierung nicht berücksichtigt, da dort meist nur Anlagen mit geringerer installierter Leistung vorhanden sind und die Aufschaltung auf ein automatisiertes System in diesem Fall zu hohe Investitionen mit sich bringen würde.
- Sonstige Wirtschaftszweige: Da diese Gruppe sehr heterogen ist, wird das ermittelte Potenzial durch einen zusätzlich limitierenden Faktor etwas reduziert.

Neben der Ermittlung der flexibilisierbaren Leistungen sind die Dauer und die Häufigkeit des Abrufs von entscheidender Bedeutung. Für die Erhebung der in der Realität zur Verfügung stehenden Energiemenge pro Abruf werden unter anderem Angaben von Betrieben in den Vor-Ort Interviews herangezogen. Zudem werden eigene Berechnungen bzgl. Speicherkapazitäten durchgeführt und Erkenntnisse aus den Initialberatungen nach LEEN zu flexibilisierbaren Querschnittstechnologien genutzt. Um die Verfügbarkeit zu unterschiedlichen Zeitpunkten bewerten zu können, werden separate Berechnungen in Abhängigkeit der drei Betriebsarten angestellt.

Die Ergebnisse der bereits beschriebenen Methodik zur Ermittlung der realisierbaren Lastflexibilisierungspotenziale bei Querschnittstechnologien werden zudem mittels der Erkenntnisse eines im Rahmen des Projektes erstellten Fragebogens validiert. Dieser beinhaltet eine Abfrage der technischen und ökonomischen Parameter aus Betriebssicht. Eine weitere Validierung der technoökonomischen Kennwerte findet durch begleitende Messungen an ausgewählten Anlagen statt, konkret werden Abrufdauern und -häufigkeiten von Einzelanlagen erhoben. Die Ergebnisse der Betriebsmessungen sind nicht Teil dieses Berichts, da zum Zeitpunkt der Berichtserstellung noch Messungen durchgeführt werden. Die Erkenntnisse werden in der projektbegleitenden Dissertation von Anna Gruber zusammengefasst. Eine ggf. erforderliche geringfügige Anpassung einzelner Kennwerte findet daher im Rahmen der Integration der einzelnen Speichertechnologien in das Gesamtprojekt statt.

Bei der Fragebogenerstellung werden unter anderem Umfragen aus weiteren FfE-Studien, anderer Institute sowie die Erkenntnisse aus den LEEN-Netzwerken zu Querschnittstechnologien genutzt /FFE-83 12/, /FFE-09 13/. Der Fokus des Fragebogens liegt jedoch, anders als in bisherigen Studien und Befragungen, auf den Querschnittstechnologien. Folgende Querschnittstechnologien werden im Fragebogen berücksichtigt:

- Lüftung
- Kälte (Klima- und Prozesskälte)
- Beleuchtung
- Druckluft
- Pumpen
- Wärme (Raum- und Prozesswärme)
- Informationstechnologie / EDV (Server)
- Fördertechnik

Weitere Erkenntnisse aus den Befragungen sind beispielsweise Hinweise auf vorhandene technische und organisatorische Hemmnisse sowie grundsätzliche Vorbehalte in den Betrieben. Der Fragebogen gliedert sich in folgende drei Teile und steht auf der Internetseite der FfE zum Herunterladen bereit¹⁴.

- Allgemeine Angaben zum Unternehmen
- Erhebung des technischen Potenzials von Querschnittstechnologien
- Erhebung der Kosten (Investitionen, fixe Betriebskosten und variable Kosten)

Anschließend werden Vor-Ort-Experteninterviews auf Basis des Fragebogens durchgeführt. Vorteile des Vor-Ort-Gesprächs sind beispielsweise Erläuterungen zu einzelnen Fragen oder die Teilnahme von Mitarbeitern unterschiedlicher Fachrichtungen am Gespräch. Neben Energieverantwortlichen dienen Produktionsleiter, Leiter des Facility Managements und Controller als Interviewpartner. Durch die Befragung von Personen verschiedener Fachrichtungen können neben technischen Details zu Anlagen auch Produktionsabläufe sowie ggf. anfallende Kosten eruiert werden.

Insgesamt werden 27 Interviews durchgeführt, davon gehören 22 Firmen den nicht stromintensiven Branchen an, die restlichen fünf befragten Betriebe haben stromintensive Prozesse. In **Abbildung 7-14** ist neben dieser Aufteilung dargestellt, welcher Anteil der Betriebe bereits aktiv Flexibilitäten vermarktet.

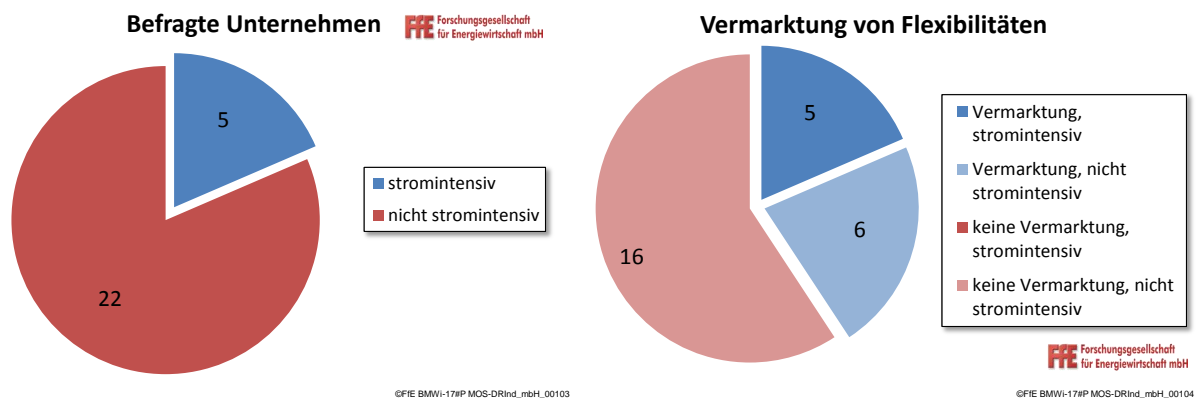


Abbildung 7-14: Einteilung der befragten Unternehmen

¹⁴ [https://www.ffe.de/download/wissen/MOS/Umfrage Lastflexibilisierung FfE.pdf](https://www.ffe.de/download/wissen/MOS/Umfrage%20Lastflexibilisierung%20FfE.pdf)

Zukünftige Entwicklung des Lastflexibilisierungspotenzials von Querschnittstechnologien

Folgende Einflussfaktoren werden für die zukünftige Entwicklung der Lastflexibilisierungspotenziale von Querschnittstechnologien berücksichtigt:

- Maßnahmen zur Energieeffizienzsteigerung
- Flexibilisierung bisher nicht berücksichtigter Anlagen
- Stromverbrauchsentwicklung in der Industrie

Zunächst wird der Einfluss von Energieeffizienzmaßnahmen auf das positive und negative Lastflexibilisierungspotenzial untersucht. Die Methodik ist in **Abbildung 7-15** dargestellt. Die einzelnen Schritte werden nachfolgend erläutert.

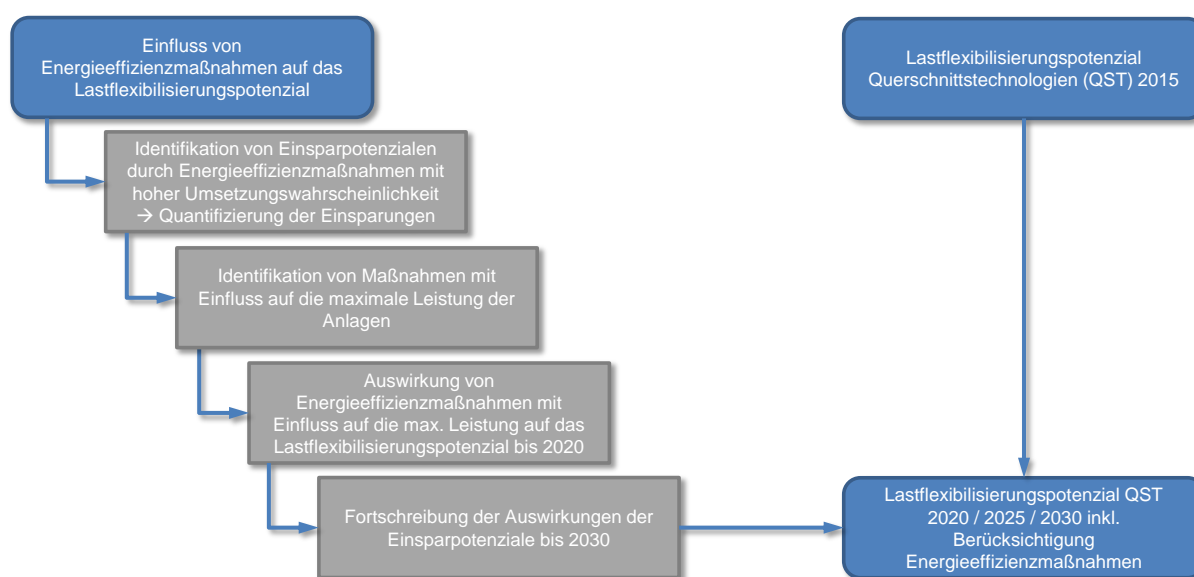


Abbildung 7-15: Methodik zur Ermittlung der Auswirkungen von Energieeffizienzmaßnahmen auf das Lastflexibilisierungspotenzial von Querschnittstechnologien

Im ersten Schritt werden Energieeffizienzmaßnahmen je Querschnittstechnologie nach /FFE-01 13/ bis zum Jahr 2020 angesetzt sowie deren prozentuales Einsparpotenzial ausgewiesen (vgl. **Tabelle 7-9**).

Tabelle 7-9: Einsparpotenzial durch Energieeffizienzmaßnahmen je Querschnittstechnologie bis 2020 /FFE-01 13/

	Maßnahme 1	Maßnahme 2	Maßnahme 3	Maßnahme 4	Maßnahme 5
Beleuchtung	92 %	84 %	78 %	76 %	71 %
Druckluft	84 %	83 %	81 %	80 %	73 %
Fördertechnik	97 %	92 %	87 %	86 %	84 %
Kälteanlagen	96 %	93 %	91 %	85 %	76 %
Lüftung	97 %	95 %	94 %	86 %	85 %
Pumpen	98 %	95 %	94 %	92 %	83 %

Die Entwicklung der Einsparungen durch Energieeffizienzmaßnahmen zwischen 2020 und 2030 wird in Anlehnung an die Einsparungen in **Tabelle 7-10** fortgeschrieben.

Tabelle 7-10: *Energieeinsparpotenzial durch Energieeffizienzmaßnahmen bis 2030 (eigene Berechnungen nach /BMU-11 11/, /ISI-03 13/, /FFE-83 12/)*

Querschnitts- technologie	Stromverbrauch	Einsparpotenzial	Einsparpotenzial	prozentuales	prozentuales
	in PJ/a	in PJ/a	in PJ/a	Einsparpotenzial	Einsparpotenzial
	2012	2020	2030	2020	2030
Druckluft	59,7	23,0	27,1	39 %	45 %
Pumpen	94,5	26,9	33,6	28 %	36 %
Lüftung	77,8	22,6	28,6	29 %	37 %
Kälte	33,8	5,2	6,4	15 %	19 %
Beleuchtung	39,2	12,4	15,1	32 %	39 %

Die identifizierten Energieeffizienzmaßnahmen werden hinsichtlich deren Beeinflussung der maximalen Leistungsaufnahme einer Anlage eingeteilt (siehe **Tabelle 7-11**). Auswirkungen auf das Lastflexibilisierungspotenzial haben nur die Maßnahmen, welche die maximale Last der Maschine reduzieren. Ist dies der Fall, werden auch das positive und negative Potenzial verändert. Der Einsatz eines kleineren Motors als Antrieb eines Ventilators führt beispielsweise zu einer geringeren maximalen und auch mittleren Last und somit zu einem rückläufigen positiven Potenzial.

Tabelle 7-11: *Einfluss von Energieeffizienzmaßnahmen auf die maximale Leistungsaufnahme einer unregelten Anlage /FFE-82 12/*

Ungeregelte Anlage					
Maßnahmen- Nr.	Maßnahme	Pmax	Maßnahmen- Nr.	Maßnahme	Pmax
Beleuchtung			Druckluftanlagen		
1	Einbau neuer Leuchten	-	1	Reduktion von Leckagen	0
2	Einsatz elektronischer Vorschaltgeräte	-	2	Austausch alter Kupplungen	0
3	Einbau neuer Leuchtmittel	-	3	Austausch von Filtern und Wartung	-
4	Nutzung von Präsenzmeldern	0	4	Anpassung der Druckluftreinheit	0
5	Tageslichtabhängige Steuerung	0	5	Drehzahlregelung	0
Fördertechnik			Kälteanlagen		
1	Austausch von Keilriemen	-	1	Reduzierung der Kondensationstemperatur	-
2	Verwendung einer Drehzahlregelung	0	2	Reinigen der Wärmetauscher	0
3	Einsatz von Gleitbelägen und Rollenunterstützung	-	3	Abtausteuern	0
4	Vermeidung von Überdimensionierung	-	4	Einsatz einer Verdichterleistungsregelung	0
5	Nutzung hocheffizienter Motoren	-	5	Nutzung einer Absorptionskältemaschine	-
Lüftungsanlagen			Pumpenanlagen		
1	Nachspannen bzw. Warten von Keilriemen	-	1	Regelmäßige Wartung	-
2	Regelmäßiges Schmierdes Getriebes	-	2	Einsatz von breiten, flachen Wasserspeichern	-
3	Anpassung des Volumenstroms	-	3	Einsatz von an den Bedarf angepassten Pumpen	-
4	Drehzahlregelung	0	4	Einsatz hocheffizienter Motoren	-
5	Einsatz hocheffizienter Motoren	-	5	Drehzahlregelung	0

BMWi-17#P MOS-Drlind_mbh_00204

Anschließend wird ermittelt, wie sich die Energieeffizienzmaßnahmen, welche die maximale Last beeinflussen, auf das Lastflexibilisierungspotenzial auswirken. Für die Fortschreibung des Stromverbrauchs bis 2020 wird die Entwicklung des Produktionswerts in Anlehnung an /DESTATIS-03 12/ und /DESTATIS-04 12/ verwendet. Eine Stromanteilserhöhung oder Energieintensitätserhöhung wird in **Tabelle 7-12** nicht berücksichtigt.

Tabelle 7-12: *Veränderung des Lastflexibilisierungspotenzials durch Energieeffizienzmaßnahmen bis 2030 (eigene Berechnungen nach /FFE-71 13/, /BMU-11 11/, /ISI-03 13/, /FFE-83 12/)*

		Jahr		
Veränderung positives Potenzial		2020	2025	2030
QST	Druckluft	73 %	69 %	65 %
	Beleuchtung	101 %	101 %	101 %
	Kälte	76 %	71 %	67 %
	Lüftung	85 %	82 %	78 %
	Pumpen	83 %	79 %	76 %
Veränderung negatives Potenzial		2020	2025	2030
QST	Druckluft	145 %	152 %	158 %
	Beleuchtung	128 %	132 %	137 %
	Kälte	95 %	94 %	93 %
	Lüftung	120 %	125 %	129 %
	Pumpen	103 %	103 %	104 %

Betrachtet man die Veränderung des Lastflexibilisierungspotenzials nach **Tabelle 7-12**, ist ein deutlicher Rückgang des positiven Potenzials in allen Anwendungsarten außer der Beleuchtung zu erkennen. Diese Auswirkungen gehen als zusätzlicher Faktor in die Potenzialermittlung ein. Beispielsweise wirken sich einige Maßnahmen auf die maximale Leistungsaufnahme und somit auf das positive Potenzial aus. Findet z.B. im Zuge einer Erneuerung eines Antriebs eine Dimensionierungsprüfung statt, kann unter Umständen ein kleinerer Motor eingesetzt werden. Wird zusätzlich ein Frequenzumrichter zur Drehzahlregelung installiert, hat dies zur Folge, dass sich die Leistungsaufnahme der Anlage deutlich reduziert, da diese im optimalen Arbeitsbereich betrieben wird. Das positive Lastflexibilisierungspotenzial verringert sich dadurch.

Die Erhöhung des negativen Potenzials beruht unter anderem auf folgenden Einflüssen:

- Bisher nicht regelbare Anlagen werden aufgrund von Energieeffizienzsteigerungen durch Anpassung an den Bedarf regelbar.
- Die mittlere Leistungsaufnahme reduziert sich durch die Effizienzmaßnahmen deutlich, die maximal mögliche Leistung jedoch nur geringfügig. Somit steigt das negative Potenzial.
- Des Weiteren geht in die Potenzialermittlung ein, dass ein mehr oder weniger großer Anteil der Anlagen bisher aus verschiedensten Gründen als nicht für eine Flexibilisierung geeignet eingestuft wurde. Zukünftig wird sich der Anteil der flexibilisierbaren Maschinen erhöhen. Hierzu wird ein sogenannter Anwendungsfaktor gebildet. Berücksichtigt werden folgende Entwicklungen:
- Der Anteil der theoretisch flexibilisierbaren Anlagen erhöht sich in einzelnen Bereichen aufgrund der vermehrten Einführung von Regelungssystemen. Dieser Parameter wird jedoch in den meisten Fällen unverändert angesetzt.
- Die Anwendbarkeit erhöht sich aufgrund der stärkeren Durchdringung von Messeinrichtungen (z.B. Temperatur- oder Volumenstrommessungen). Dieser Parameter wird aufgrund bereits vorhandener Systeme zur Gebäudeleittechnik in wenigen Fällen geringfügig erhöht.

Da der Anwendungsfaktor auf Expertenschätzungen beruht und lediglich eine Entwicklungstendenz zeigen soll, wird vereinfacht angesetzt, dass dieser sich auf das positive und negative Potenzial in gleichem Maß auswirkt.

Als dritter Einflussfaktor für die Entwicklung der Lastflexibilisierungspotenziale von Querschnittstechnologien ist der Stromverbrauch je Branche zu nennen. Die Entwicklung des Endenergiebedarfs nach verschiedenen Energieträgern wird dem Basisszenario des Forschungsverbunds entnommen. Abweichend hiervon wird die Entwicklung des Stromverbrauchs in Anlehnung an das Referenz-Szenario /BMWI-01 14/ angesetzt. Um eine zum Basisszenario konsistente Darstellung des Endenergieverbrauchs zu gewährleisten, wird der Einsatz von Erneuerbaren Energien in der Industrie angepasst. Unter Zugrundelegung der Entwicklung von Bruttowertschöpfung und Stromintensität nach /BMWI-01 14/ (vgl. **Abbildung 7-16**) wird der Stromverbrauch in der Industrie für das Jahr 2030 mit 805,5 PJ angesetzt. Somit ergibt sich für die Jahre bis 2030 ein geringerer Rückgang des Stromverbrauchs in der Industrie als im Basisszenario des Forschungsverbunds (vgl. **Abbildung 7-17**).

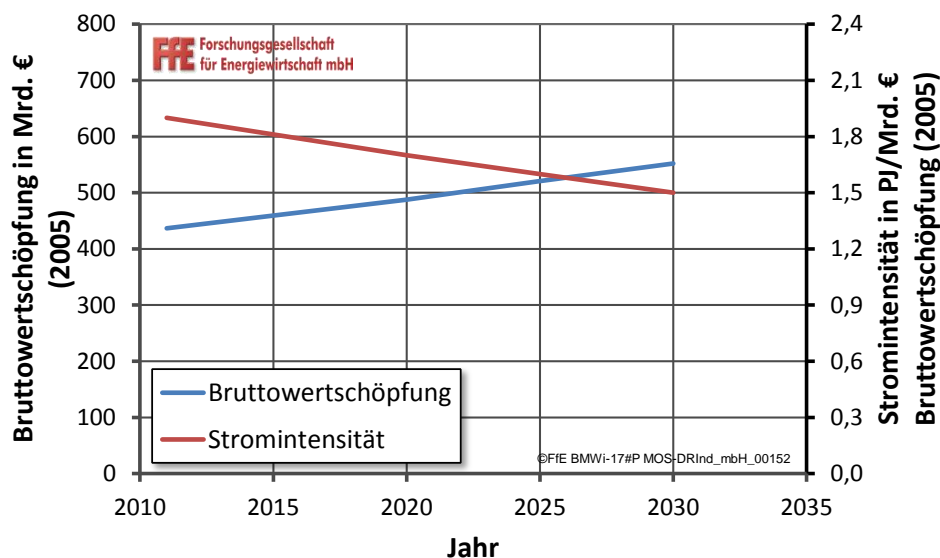


Abbildung 7-16: *Entwicklung von Bruttowertschöpfung und Stromintensität (eigene Darstellung nach /BMWI-01 14/)*

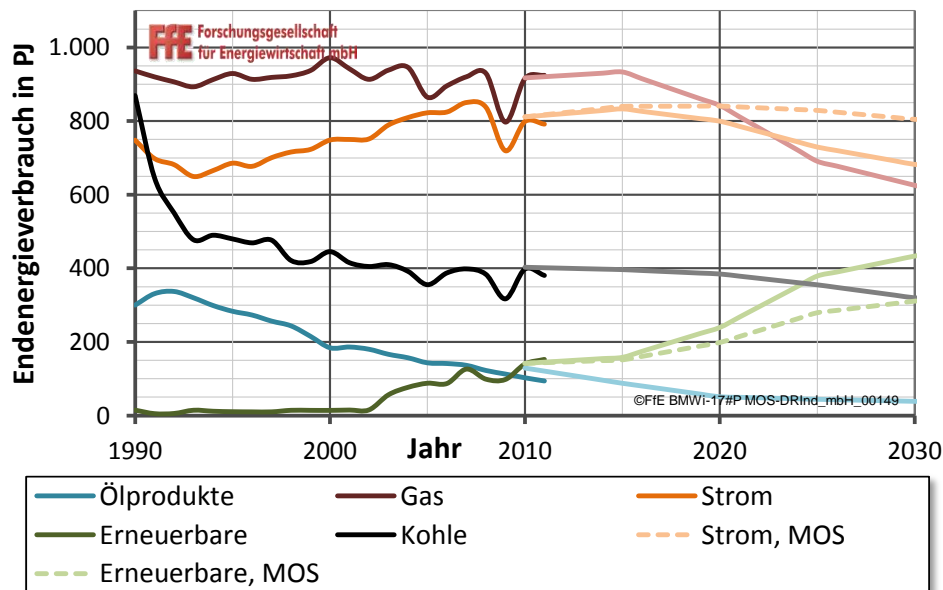


Abbildung 7-17: Endenergieverbrauchsentwicklung in der Industrie im Basisszenario des Forschungsverbundes und Anpassung nach /BMW-01 14/

Raum- und Prozesswärme

Der Anwendungsbereich Raumwärme weist aufgrund des verhältnismäßig trägen Systems ein gewisses Lastflexibilisierungspotenzial auf. Zur Aufheizung eines Gebäudes wird zunächst die benötigte Wärme erzeugt, anschließend wird sie zu den einzelnen Abnahmestellen transportiert. Letztendlich dient der aufgeheizte Raum als Speichermasse. Dieser Speichereffekt sowie die Trägheit der Wärmeverteilung sind die Ursachen dafür, dass eine Flexibilisierung der Wärmeerzeugung keine direkten Auswirkungen auf den Verbraucher hat.

Generell werden bereits vereinzelt elektrisch betriebene Technologien wie Wärmepumpen, Heizschwert oder Elektrokessel zur Raum- und Prozesswärmeerzeugung eingesetzt, wenn sie das benötigte Temperaturniveau abdecken können. Zudem können auch Elektrodenkessel (Prinzip direkte Widerstandserwärmung) zur Wärmeerzeugung eingesetzt werden.

Strom wird überwiegend in folgenden Verfahren für die Prozesswärmeerzeugung eingesetzt:

- Widerstandserwärmung
 - Direkt (z.B. Elektrodenkessel, Graphitierungsöfen)
 - Indirekt (z.B. Konvektionsöfen, Elektrokessel, Elektrolysen)
- Induktive Erwärmung (z.B. induktives Schmelzen oder Härten)
- Dielektrische Erwärmung (z.B. Hochfrequenz Trocknung, Mikrowellentrocknung)
- Lichtbogenerwärmung (Elektrostahlerzeugung)
- Plasmastrahlerwärmung
- Elektronenstrahlerwärmung
- Laserstrahlerwärmung

Die unterschiedlichen Verfahren werden hinsichtlich deren Eignung bzgl. einer Flexibilisierung der Leistung untersucht und nachfolgend die wichtigsten Erkenntnisse

zusammengefasst: Elektrolyseprozesse (Chlor und Aluminium) sowie der Lichtbogenofen können flexibel betrieben werden, eine detaillierte Ausweisung der Potenziale erfolgt im Abschnitt stromintensive Prozesse.

Induktionsrinnen- und Induktionstiegelöfen werden z.B. für die Herstellung von Kupfer, Aluminium oder Grauguss eingesetzt. Hinsichtlich einer flexiblen Betriebsweise der Öfen eignen sich vornehmlich Induktionstiegelöfen, da diese im Gegensatz zu Induktionsrinnenöfen nicht kontinuierlich betrieben werden müssen. Dagegen werden Rinnenöfen eher für die Überhitzung der Materialien sowie deren Warmhaltung verwendet. Das Lastflexibilisierungspotenzial kann allerdings aufgrund einer unzureichenden Datengrundlage weder für Deutschland noch regional aufgelöst bestimmt werden.

Verfahren zur Oberflächenbehandlung, wie beispielsweise Härten oder Glühen, sowie das Trocknen, werden als nicht flexibilisierbar eingestuft, da dies einen hohen organisatorischen Aufwand mit sich bringen würde. Diese Prozesse sind teilweise stark in den Prozessablauf eingebunden. In anderen Bereichen wird bewusst elektrisch erzeugte Prozesswärme für einen Arbeitsschritt gewählt (z.B. induktives Erwärmen), ein Energieträgerwechsel ist hier meist nicht möglich, demnach besitzen diese Prozesse kein Lastflexibilisierungspotenzial. Auch in der Nahrungsmittelindustrie besteht im Bereich Prozesswärme kein Flexibilitätspotenzial. Hier wird vor allem für Industrieöfen oder in Reife- und Gärprozessen Prozesswärme benötigt.

Die Methodik zur Ermittlung des Lastflexibilisierungspotenzials im Bereich Raum- und Prozesswärme wird nachgereicht.

Industrielle KWK-Anlagen

Neben Anlagen zur elektrischen Prozesswärmeerzeugung werden derzeit bereits in einigen Betrieben KWK-Anlagen flexibel betrieben.

Geförderte KWK-Anlagen werden nach den im Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) verankerten Größenklassen vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (kurz: BAFA) veröffentlicht. Für die Potenzialbestimmung hilfreiche Informationen sind unter anderem Inbetriebnahmejahr sowie Anzahl und Leistung der KWK-Anlagen einer Größenklasse.

Das statistische Bundesamt dagegen veröffentlicht die Anzahl aller industriellen KWK-Anlagen. Hier wird die Anzahl der Betriebe mit KWK-Anlagen je Größenklasse angegeben. Zusätzlich geht aus dem Dokument die Jahresstromerzeugung der Anlagen hervor /DESTATIS-15 12/.

Nach Angaben des BAFA waren in den Leistungsklassen zwischen 250 kW und 2 MW Ende 2013 insgesamt 786 geförderte Anlagen mit einer Gesamtleistung von 702 MW installiert. Bis 2011 waren es 382 Anlagen mit 327 MW /BAFA-01 14/.

Aus /DESTATIS-15 12/ geht zudem hervor, dass im Jahr 2011 219 Betriebe KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung je Anlage von unter 10 MW betrieben haben. Die Summe der Jahresstromerzeugung in dieser Größenklasse beträgt 3,15 TWh. Die Jahresstromerzeugung wird sowohl auf die jeweiligen Technologien (z.B. Dampfturbine, Gasturbine etc.) als auch auf die Energieträger aufgeschlüsselt. Weiterhin erfolgt eine Aufteilung in die verschiedenen Industriekategorien, allerdings wird hier nicht mehr nach Anlagengrößenklassen differenziert. Insgesamt weist das statistische Bundesamt /DESTATIS-15 12/ eine Stromerzeugung von KWK-Anlagen in der Industrie von 28,4 TWh/a aus. Die gesamte Stromerzeugung (inklusive der ungekoppelten Stromerzeugung) in der Industrie wird auf 46,7 TWh/a für das Jahr 2011 beziffert.

Die Befragung von Unternehmen, welche aktiv Lasten vermarkten, ergibt, dass überwiegend ältere BHKWs, welche nicht in Betrieb sind, für die Bereitstellung positiver Leistung genutzt werden. Üblicherweise übernehmen neuere BHKWs die Grundversorgung, daher werden diese Anlagen möglichst lange bei maximaler Leistung betrieben. In ersten Pilotprojekten wird derzeit versucht, diese Anlagen für die Bereitstellung negativer Leistung zu nutzen.

Aufgrund einer unzureichend genauen Datengrundlage hinsichtlich Inbetriebnahmejahr und Anzahl der Anlagen je Leistungsklasse kann jedoch keine quantitative Potenzialermittlung erfolgen.

Netzersatzanlagen

Generell eignen sich auch Netzersatzanlagen in geringem Umfang zur Lastflexibilisierung. Diese stehen jedoch aufgrund gesetzlicher Rahmenbedingungen für maximal 180 Stunden pro Jahr für eine Zuschaltung (Anbieten positiver Leistung) zur Verfügung /BMWI-01 79/. Das technische Potenzial der Netzersatzanlagen kann ebenfalls aufgrund einer unzureichenden Datenlage hinsichtlich Leistung und Anzahl der vorhandenen Anlagen nicht ausgewiesen werden.

7.3.2 Technische Kennwerte

In diesem Abschnitt werden die technischen Kennwerte von stromintensiven Prozessen und Querschnittstechnologien beschrieben.

Einige technische Kennwerte gelten sowohl für stromintensive Prozesse als auch für Querschnittstechnologien. Diese werden nachfolgend erläutert, auf die technologiespezifischen Kennwerte wird im Anschluss in den jeweiligen Abschnitten eingegangen: Belade- und Entlade-Wirkungsgrad sowie zeitliche Speicherverluste können sowohl bei stromintensiven Prozessen wie auch bei Querschnittstechnologien in den meisten Fällen vernachlässigt werden. Oft weisen die Anlagen keinen höheren Verschleiß als unter normalen Betriebsbedingungen auf. Limitierend in Bezug auf die Lebensdauer wirkt sich die Informations- und Kommunikationstechnik aus, welche für industrielle Anlagen (stromintensive Prozesse wie auch Querschnittstechnologien) mit acht Jahren angesetzt wird. Hier muss berücksichtigt werden, dass die Regelungstechnik der meisten Prozessanlagen aufgrund der Systemsicherheit regelmäßig erneuert und auf dem Stand der Technik gehalten werden muss. Der Leistungsgradient sowie die Mindestlast sind abhängig von der jeweiligen Anlage. Der Großteil der Anlagen hat eine Aktivierungszeit von einigen Sekunden bis einigen Minuten.

Stromintensive Prozesse

Bei wenigen Prozessen kann der spezifische Stromverbrauch im geringeren Teillastbereich zunehmen, einzelne Betriebe geben eine Wirkungsgradverschlechterung von bis zu 10 % an. Die Aktivierungszeit kann bei Produktionsanlagen teilweise bis zu 15 Minuten betragen, in seltenen Fällen auch bis zu mehrere Stunden. Diese lange Zeitspanne entsteht jedoch überwiegend bei dem Herunterfahren von Anlagen bei einem Produktionsausfall. Generell gilt, dass die Produktionsprozesse nicht dauerhaft für Lastmanagement zur Verfügung stehen, da in allen Unternehmen die Produktion Priorität hat. Die Be- und Entladeleistung bei stromintensiven Prozessen reicht vom dreistelligen-kW bis zum dreistelligen MW-Bereich je Anlage. Auch hier ist die flexibilisierbare Leistung abhängig von der einzelnen Anlage. Die Speicherdauer (Verschiebung einer Energiemenge bzw. Zeit zwischen dem Ende eines Abrufs und dem Beginn des nächsten Abrufs) beträgt im Fall der Lastverschiebung bis zu 24 Stunden, bei Produktionsausfall besteht theoretisch eine unendlich lange Speicherdauer.

Querschnittstechnologien

Die Ergebnisse aus 27 Befragungen zeigen, dass Lüftungsanlagen am häufigsten zum Lastmanagement geeignet sind (17 von 27 Betrieben sehen sie als flexibel betreibbar an), gefolgt von Kältemaschinen (zwölf Nennungen, vgl. **Abbildung 7-18**). Bei einigen der befragten Unternehmen kann die Leistung der Kältemaschinen auch erhöht werden bzw. es kann eine Zuschaltung erfolgen. Bei den Betrieben, die Kältemaschinen als flexibilisierbar angeben, ist in den überwiegenden Fällen ein Kaltwasserspeicher vorhanden. Ein paar Firmen verfügen über einen Eisspeicher, wodurch die Kältemaschine ggf. über einen längeren Zeitraum abgeschaltet werden könnte. Besonders zur Flexibilisierung geeignet im Bereich Prozesskälte ist die Kälteerzeugung für Kühlräume, doch muss beachtet werden, dass Temperatursollwerte nicht deutlich über- oder unterschritten werden dürfen. Meist hat eine um ein bis zwei Kelvin höhere

oder geringere Raumtemperatur keinen oder vernachlässigbaren Einfluss auf die Produktqualität /FFE-09 13/.

Auch die Beleuchtung kann mit neun Nennungen relativ häufig gedimmt werden, in Einzelfällen kann auch eine kurzzeitige Abschaltung kleiner Bereiche, z.B. von Lagern, erfolgen. Allerdings kann dieser Aspekt wiederum in Konkurrenz zu Energieeffizienzmaßnahmen stehen. Daher wird für die Potenzialermittlung der gleiche Ansatz wie in /FFE-09 13/ gewählt: Eine kurzzeitige Reduktion der Last für die Beleuchtung kann nur erfolgen, wenn nach Vorgaben des Betriebs die aktuelle Beleuchtungsstärke über den Anforderungen nach Arbeitsstättenrichtlinie liegt und eine tageslichtabhängige Steuerung mit Dimmfunktion vorhanden ist. Sofern sich das Unternehmen bereit erklärt, die Beleuchtungsstärke kurzzeitig etwas abzusenken, jedoch mindestens die Anforderungen nach Arbeitsstättenrichtlinie zu erfüllen, kann ein Beitrag zur Lastflexibilisierung geleistet werden. Alle anderen Arten der Lastflexibilisierung sind demnach der Energieeffizienzsteigerung zuzuordnen.

Eine flexible Betriebsweise von Heizungsumwälzpumpen wäre in sieben der befragten Unternehmen möglich. Berücksichtigt werden muss, dass Heizungsumwälzpumpen meist sehr geringe Leistungen aufweisen (bis max. 2 kW) und somit ein sehr hoher Aufwand für die Aufschaltung der Pumpen erforderlich wäre.

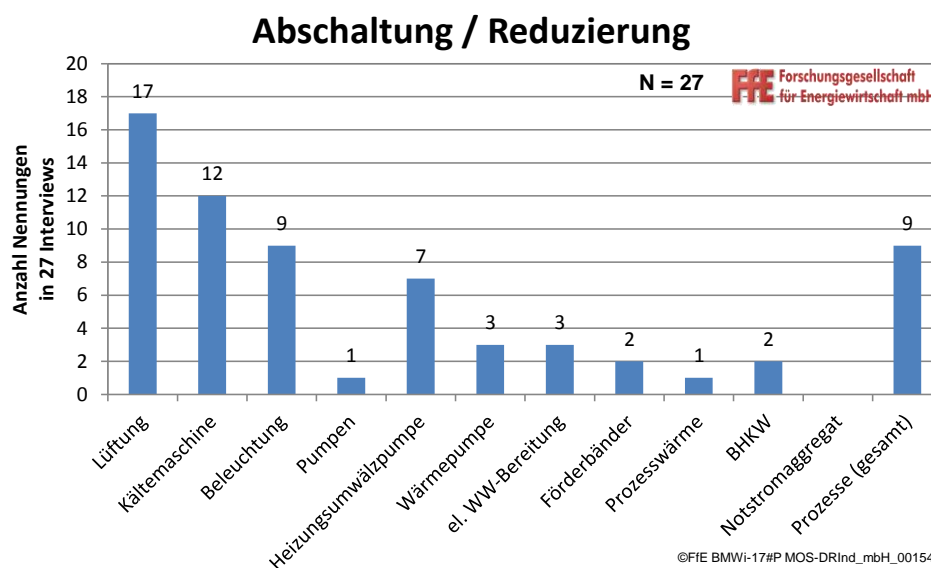


Abbildung 7-18: Ergebnisse aus 27 Interviews: Nennung der für Lastmanagement geeigneten Querschnittstechnologien

Vereinzelt werden Wärmepumpen, elektrische Warmwasserbereitung oder Förderbänder als flexibilisierbare Anlagen genannt. Die zur Wärmeerzeugung genutzten Gerätschaften können in den Betrieben teilweise sowohl zu- als auch abgeschaltet werden. Die Fahrweise von Förderbändern ist in den meisten Betrieben nicht variierbar, da diese überwiegend direkt an die Produktion gekoppelt ist. Eine Abschaltung oder Reduzierung der Bandgeschwindigkeit hätte Produktionseinflüsse zur Folge. Im Fall eines befragten Betriebes werden Materialien auf Halden befördert, hier ist eine zeitliche Verschiebung unproblematisch, da genügend Puffer vorhanden ist. Es ist davon auszugehen, dass einzelne Anwendungsarten noch häufiger genannt werden würden, wenn lediglich mittelständische Unternehmen mit nicht stromintensiven Prozessen

befragt werden würden. Der Fokus bezüglich Lastflexibilisierung liegt bei Betrieben mit stromintensiven Prozessen eindeutig auf Produktionsanlagen, Nebenaggregate, wie z.B. Lüftungsanlagen, werden aufgrund von zu geringen Leistungen im Verhältnis zu den Produktionsanlagen nicht berücksichtigt.

Als nicht für Lastmanagement geeignet werden die folgenden Technologien eingestuft:

- Druckluft
- Informationstechnologie / EDV

Druckluft wird von einer Vielzahl an unterschiedlichen prozesstechnischen Anlagen benötigt. Sinkt der Netzdruck zu weit ab bzw. wird der Grenzwert unterschritten, führt dies bei ersten Maschinen zum Stillstand und somit ggf. zum Produktionsausfall. Keiner der befragten Betriebe war bereit, die Druckluftversorgung zu flexibilisieren. Eine kurzzeitige Reduzierung um max. 0,5 bar oder eine Erhöhung des Netzdruckes um max. 2 bar wäre prinzipiell möglich, Berechnungen zeigen jedoch, dass dies jeweils nur für wenige Sekunden möglich ist. Zudem müssten im Fall einer Druckerhöhung an allen Abnehmern Druckreduzierventile installiert sein, andernfalls erhöht sich mit steigendem Druckniveau lediglich die durch die Öffnung entweichende Druckluftmenge. Das würde nur zu einem Mehrverbrauch an Druckluft bzw. Strom führen. In anderen Projekten, wie z.B. in /FE-01 12/, wird untersucht, ob eine Flexibilisierung von Druckluftkompressoren möglich wäre, wenn das Druckluftniveau statt 6 bis 10 bar etwa 40 bar betragen würde. Allerdings wären für diesen Einsatzfall Speicher mit einem höheren zulässigen Druckniveau erforderlich, was zu zusätzlichen Investitionen führen würde. Zudem würde sich bei der Verdichtung auf 40 bar der spezifische Stromverbrauch deutlich erhöhen (pro 1 bar Druckabsenkung reduziert sich der Energieverbrauch für die Druckluftherzeugung um 6 bis 8 %). Aus diesen Gründen ist nur sehr geringes Lastflexibilisierungspotenzial im Bereich Druckluft vorhanden. Zudem beschränkt sich das bestehende Potenzial auf Sonderfälle.

Im Bereich der Informationstechnologie / EDV gibt es erste Pilotversuche, wie z.B. die Flexibilisierung der Rechenleistung von großen Rechenzentren. Die in den Interviews befragten Mitarbeiter der Unternehmen sehen jedoch die Flexibilisierung von dezentralen, kleineren Rechenzentren kritisch, zumal die Diskussion bzw. Abstimmung mit der EDV-Abteilung das größte Hemmnis darstellt und ein Ausfall nicht gerechtfertigt werden könnte.

Nachfolgend werden die relevanten technischen Kennwerte für Querschnittstechnologien zusammengefasst: Speicherverluste entstehen vor allem bei Wärme- und Kältespeichern, können aber in den meisten Fällen vernachlässigt werden. Die Anlagen weisen üblicherweise eine Aktivierungszeit von einigen Sekunden bis einigen Minuten auf, in Einzelfällen kann sie über 15 Minuten betragen. Die Be- und Entladeleistung liegt zwischen dem einstelligen-kW und dem einstelligen-MW-Bereich je Anlage. Auch hier ist die flexibilisierbare Leistung abhängig von der einzelnen Anlage, einige Maschinen können beispielsweise komplett abgeschaltet werden, andere müssen eine Mindestlast (z. B. Mindestluftwechselrate bei Lüftungsanlagen) aufweisen, um den Betrieb nicht negativ zu beeinflussen. Die Speicherdauer beläuft sich auf bis zu 24 Stunden, üblich ist jedoch ein kürzerer Zeitraum von einigen Stunden, jeweils abhängig von der Produktionsauslastung. Bei Anlagen ohne Speicherwirkung (Lüftung und Beleuchtung) ist die Speicherdauer unendlich hoch, da kein Nachholbedarf besteht.

Auf Basis der Erkenntnisse aus den Befragungen, einer Literaturrecherche zu Pilotprojekten und eigenen Berechnungen wird von einer detaillierten Potenzialausweisung für die Bereiche Fördertechnik und Informationstechnologie / EDV abgesehen, da diese Anwendungen nur verhältnismäßig geringes Potenzial in Nischenanwendungen aufweisen.

7.3.3 Räumliche Verteilung

Die räumliche Verteilung der Potenziale wird ebenfalls nach stromintensiven Prozessen und Querschnittstechnologien differenziert. Die Potenziale der Prozesse werden standortscharf ausgewiesen, letztendlich werden jedoch alle Potenziale auf Landkreisebene dargestellt.

Stromintensive Prozesse

Grundlage für die räumliche Verteilung der Potenziale bilden zum einen die Standorte der stromintensiven Unternehmen und zum anderen die produzierten Mengen der einzelnen Standorte. Letztere werden unter Zuhilfenahme von Angaben von Verbänden sowie weiterer Studien erhoben. Die Produktionsmengen werden teilweise veröffentlicht. Sofern keine Daten verfügbar sind, werden anhand der Größen der Standorte die Produktionsmengen abgeschätzt. Die nach der beschriebenen Methodik berechneten Lastverschiebungspotenziale werden anschließend für Deutschland je Landkreis und in Österreich je Bezirk ausgewiesen.

Querschnittstechnologie

Für die Darstellung der räumlichen Verteilung wird der in der Methodik entwickelte Faktor a_i (vgl. Kapitel 7.3.1, Formel (7-1)) zur Bestimmung der installierten Leistung auf Basis des Jahresstromverbrauchs herangezogen. Als weitere Eingangsgröße dient der regional aufgelöste Stromverbrauch nach Wirtschaftszweigen /FFE-22 10/. **Abbildung 7-19** zeigt den Stromverbrauch der Industrie in Deutschland, er betrug im Jahr 2012 etwa 237 TWh /FFE-22 10/. Einen großen Anteil am Stromverbrauch weisen die Branchen Chemie, Maschinen- und Fahrzeugbau sowie (NE-)Metallerzeugung und -bearbeitung auf. Auch die sonstigen Wirtschaftszweige haben einen nicht vernachlässigbar hohen Anteil am Stromverbrauch.

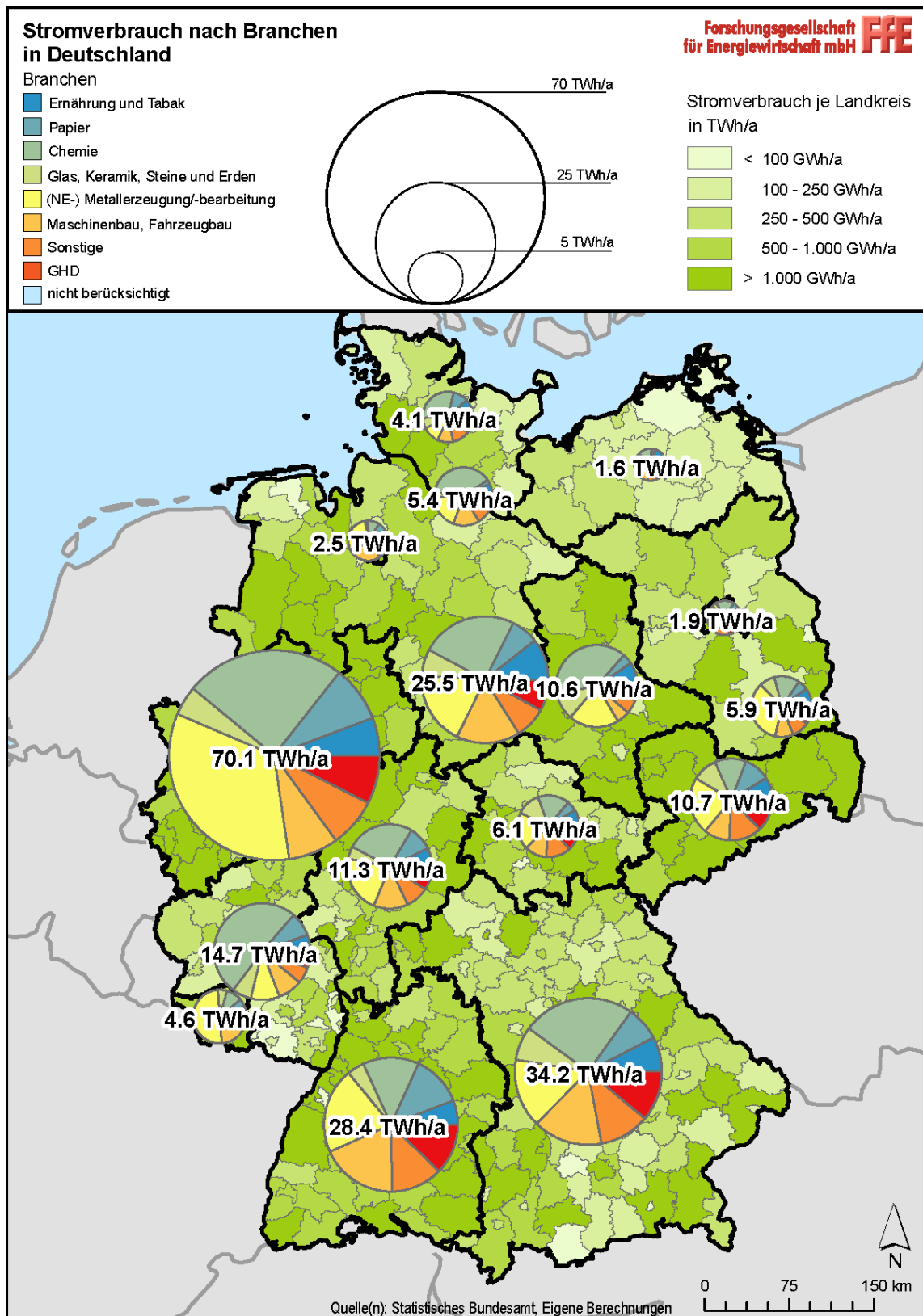


Abbildung 7-19: *Stromverbrauch der Industrie in Deutschland nach Bundesländern und Branchen*

Zunächst wird der Stromverbrauch einer Region mit dem spezifischen Kennwert a_i (installierte Leistung einer Querschnittstechnologie bezogen auf den

Gesamtstromverbrauch in $\text{kW}_{\text{QST}}/\text{MWh}$ multipliziert (vgl. **Abbildung 7-20**). Anschließend werden die in der Methodik beschriebenen Arbeitsschritte durchgeführt, um die flexibilisierbare Leistungen und Energiemengen (positiv und negativ) zu berechnen.

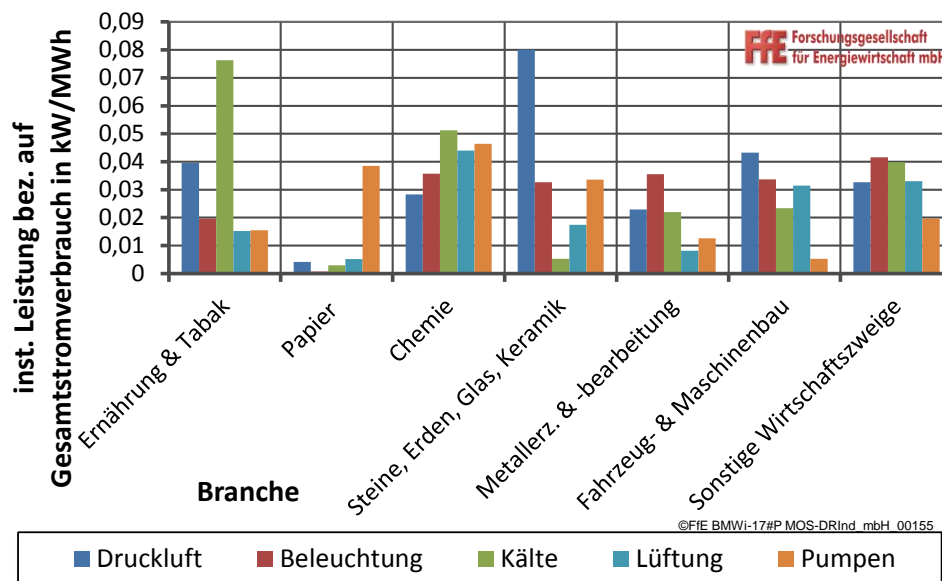


Abbildung 7-20: *Installierte Leistung je Branche und Querschnittstechnologie bezogen auf den Gesamtstromverbrauch*

Die regionale Auflösung der Ergebnisse ist in Kapitel 7.3.5 auf den Seiten 223 und 224 dargestellt.

7.3.4 Zeitliche Verfügbarkeit

Neben den technischen Kennwerten und der räumlichen Verteilung ist auch die zeitliche Verfügbarkeit von entscheidender Bedeutung.

Bei stromintensiven Prozessen beträgt die mögliche Abrufdauer üblicherweise zwischen unter einer Stunde und vier Stunden, in Ausnahmefällen kann auch ein längerer Abruf erfolgen. Aufgrund deren hohen Energieintensität werden diese Prozesse generell möglichst nah an der Auslastungsgrenze bzw. unter Volllast betrieben. Die Auslastung liegt für die betrachteten stromintensiven Prozesse für das Jahr 2011¹⁵ bzw. 2012 zwischen 76 und 85 % für ganz Deutschland (eigene Berechnungen nach Angaben von Unternehmen sowie statistischen Daten der jeweiligen Branchen). Ein Teil der befragten Betriebe gibt an, dass deren Auslastung für das Jahr 2013 nahezu 100 % beträgt. Dadurch ist das Lastverschiebepotenzial in den meisten Fällen begrenzt, da bei längeren oder häufigeren Abrufen an positiver Leistung nicht mehr genug Zeit für das Nachholen vorhanden wäre.

Querschnittstechnologien weisen normalerweise deutlich geringere Abrufdauern auf, da die jeweiligen Produktionsbereiche mit Energie in verschiedenen Formen (z.B. Druckluft, Kälte etc.) versorgt werden müssen. Allerdings ist die maximale Häufigkeit des Abrufes bei stromintensiven Prozessen im Fall der Lastverschiebung mit 20 bis 50

¹⁵ Für die Primäraluminiumerzeugung waren zum Zeitpunkt der Berechnung nur Daten für 2011 verfügbar.

Zyklen pro Jahr deutlich geringer anzusetzen als beispielsweise bei Querschnittstechnologien, welche bereits nach kürzerer Zeit wieder einsatzbereit sind.

Erkenntnisse aus Online-Fragebögen und Vor-Ort-Experten-Interviews

In einer Online-Umfrage im Rahmen der Potenzialermittlung für Süddeutschland /FFE-09 13/ werden Betriebe dazu befragt, welche Technologien ihrer Meinung nach das größte und zweitgrößte Potenzial für Lastmanagementmaßnahmen aufweisen. Die relative Häufigkeit der Nennungen je Technologie ist in **Abbildung 7-21** dargestellt. Der Großteil der Betriebe (ca. 39 %) sieht bei Produktionsanlagen das größte Potenzial. Auch sehr hohes Potenzial wird Lüftungsanlagen (16 %) zugeschrieben. Allerdings werden beim zweitgrößten Potenzial am häufigsten Druckluft und Beleuchtung (jeweils ca. 19 %) genannt.

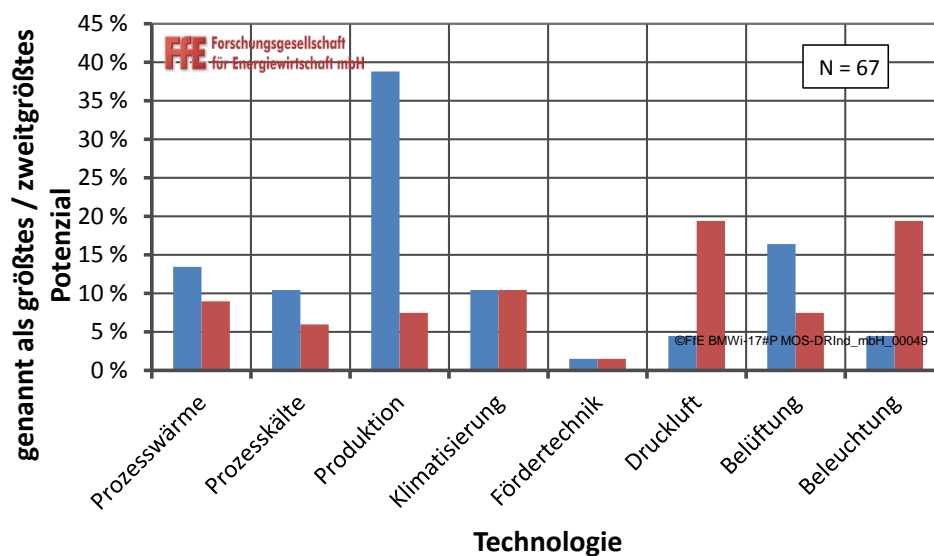


Abbildung 7-21: Technologien mit größtem und zweitgrößtem Potenzial für Lastmanagementmaßnahmen lt. Antworten im Online-Fragebogen nach /FFE-09 13/

Fast alle Betriebe geben in dieser Online-Befragung an, dass die flexibilisierbare Last für bis zu 30 Minuten abschalt- oder reduzierbar wäre (vgl. **Abbildung 7-22**). Nur noch 60 % der Befragten könnten die Last bis zu zwei Stunden abschalten. Bis zu vier Stunden oder darüber hinaus können nur noch wenige Betriebe (ca. 10 %) ihre Last abschalten oder reduzieren. Allerdings muss berücksichtigt werden, dass die flexibilisierbare Zeitdauer nur generell abgefragt wird, es erfolgt keine Verknüpfung mit flexibilisierbaren Lasten einzelner Anlagen. Somit ist aus dieser Befragung nicht bekannt, bei welchen Anlagen eine Laständerung über einen längeren Zeitraum möglich ist und bei welchen dies nur kurzzeitig realisierbar ist.

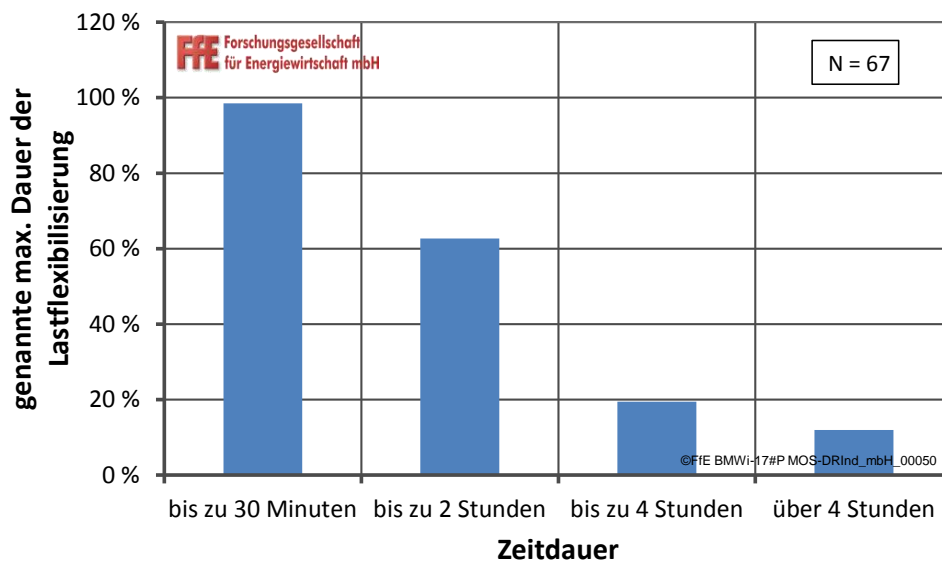


Abbildung 7-22: Maximale Abrufdauer für Lastmanagementmaßnahmen lt. Antworten im Online-Fragebogen nach /FFE-09 13/

Die Ergebnisse aus den 27 Vor-Ort-Interviews liefern ähnliche Erkenntnisse wie die Befragungen in /FFE-09 13/. Allerdings unterscheiden sich die Ergebnisse im Bereich Druckluft. In den Vor-Ort-Interviews wird Druckluft nicht als flexibilisierbare Technologie genannt, eine Abschaltung der Druckluftversorgung oder einzelner Druckluftkompressoren ist nach Aussage der Energieverantwortlichen nicht realisierbar.

Das Dimmen der Beleuchtung erfolgt meist über einen längeren Zeitraum, in den Interviews werden Zeiträume zwischen einer und acht Stunden genannt, um den Einfluss auf die Behaglichkeit des Mitarbeiters durch die ständige Änderung der Beleuchtungsstärke möglichst gering zu halten. Ein Teil der Betriebe könnte sich vorstellen, die Beleuchtungsstärke in einigen Bereichen für eine halbe Schicht (vier Stunden) zu reduzieren, teilweise wird nach Angaben von Betrieben bereits ein Teil der Beleuchtung für das betriebsinterne Spitzenlastmanagementsystem genutzt. Eine Abschaltung ist jedoch, wie bereits erwähnt, nur in Ausnahmefällen möglich.

Kältemaschinen können meist für 15 bis 60 Minuten zu- oder abgeschaltet werden. Ist ein Kältespeicher (z.B. in Form eines Eiswasserspeichers) installiert, kann die Kompressionskältemaschine auch länger außer Betrieb genommen werden, typische Abschaltdauern liegen hier nach Aussagen von Unternehmen bis zu vier Stunden.

Lüftungsanlagen als Flexibilitätsoption werden in den Befragungen am häufigsten genannt, diese schaltbaren Leistungen stehen zwischen 15 Minuten und zwei Stunden zur Verfügung, meist sind es Abrufdauern von bis zu 30 Minuten. Dies ist wiederum abhängig davon, ob der Volumenstrom nur reduziert oder die gesamte Lüftungsanlage abgeschaltet wird. Während ein Teil der Unternehmen einer Abschaltung dieser Anlagen eher kritisch gegenübersteht, spricht für die meisten Befragten nichts gegen eine Reduktion des Volumenstroms.

Pumpen, welche nicht bereits anderen Bereichen (z.B. Wärme- und Kälteverteilung) zugeordnet sind, können meist über wenige Minuten bis hin zu 30 Minuten abgeschaltet bzw. reduziert werden. Auch eine Zuschaltung (Abrufdauer unter einer Stunde) ist

möglich, beide Möglichkeiten zur Lastflexibilisierung sind jedoch abhängig von dem Vorhandensein und dem Füllstand eines nachgelagerten Speichers.

Heizungsumwälzpumpen können über Zeiträume von 15 Minuten bis zu einer Stunde abgeschaltet werden. Größte Nachteile sind die schon beschriebene geringe Leistung der einzelnen Pumpen und die fehlende übergeordnete Steuerung für alle Pumpen. Aufgrund des hohen Aufschaltaufwandes ist davon auszugehen, dass sich eine Flexibilisierung dieser Pumpen nicht wirtschaftlich darstellen lässt.

Tageszeitliche und saisonale Einflüsse

Tageszeitliche und saisonale Einflüsse im Bereich der stromintensiven Prozesse sind eher selten, lediglich bei Zementwerken wirken sich diese aus. Dort wird in den Wintermonaten nicht oder nur in geringem Umfang produziert, zudem finden gewisse Prozesse überwiegend nachts statt (u.a. aufgrund der günstigeren Beschaffungsbedingungen – diese Zeiten können sich jedoch zukünftig ändern). In den anderen stromintensiven Branchen sind diese Einflüsse vernachlässigbar, da hier das Ziel ist, eine nahezu konstant hohe Produktion über das gesamte Jahr zu erreichen.

Der Einfluss von tageszeitlichen oder saisonalen Schwankungen auf das Lastflexibilisierungspotenzial von Querschnittstechnologien wird in der Methodik zur Potenzialermittlung bereits berücksichtigt. Es wird für die drei Betriebszustände Normalbetrieb (f1), reduzierter Betrieb (f2) und Grundlastbetrieb (f3) jeweils ein Potenzial ausgewiesen (vgl. Abbildung 7-12 auf S. 193). Das tatsächliche Potenzial liegt je nach Tages- und Wochenzeit zwischen dem des f1- und des f3-Betriebs. Das maximale positive Potenzial entspricht dem f1-Potenzial. Für das minimale positive bzw. das maximale negative Potenzial wird aus f1, f2 und f3 ein typischer Sonntagnachmittag definiert. Hierbei wird berücksichtigt, dass sich der überwiegende Teil des produzierenden Gewerbes im Grundlast- oder reduzierten Betrieb befindet, ein geringer Anteil der Industrie (v.a. in der Chemiebranche) ist im Normalbetrieb, da hier beispielsweise in Chargen produziert wird, weshalb die Anlagen das Wochenende über durchlaufen.

Die Dauer der jeweiligen Betriebszustände ist teilweise branchenabhängig, beispielsweise produziert die Branche Steine und Erden überwiegend einschichtig, wohingegen im Maschinen- und Fahrzeugbau Zwei- und Dreischichtbetrieb üblich sind. Die Branchenzugehörigkeit kann zwar einen Hinweis auf die Betriebszustände und deren Zeitanteile geben, verlässlicher sind jedoch Schichtmodelle des einzelnen Betriebs. Eine Potenzialbestimmung für ein Unternehmen ist daher immer abhängig von individuellen Einflussgrößen und muss separat für jeden Standort erfolgen.

Saisonale Abhängigkeiten ergeben sich überwiegend in den Bereichen Lüftung und Kälteerzeugung. Eine Abschaltung einer Lüftungsanlage sehen Energieverantwortliche bei sehr geringen Außentemperaturen im Winter kritisch, sofern die Anlage überwiegend zur Raumluft erwärmung eingesetzt wird. Wird die Lüftungsanlage im Sommer zum Abtransport warmer Hallenluft genutzt, können sich auch bei sehr hohen Außentemperaturen Potenzialeinschränkungen ergeben.

Bei der Kälteerzeugung muss unterschieden werden nach Prozess- und Klimakälte. Meist wird Prozesskälte unabhängig von saisonalen Einflüssen benötigt. Ein Teil der Klimakälte ist nur im Sommer erforderlich, wodurch sich auch das positive und negative

Potenzial zu diesen Zeiten erhöht. Im Winter reduziert sich das Potenzial (Klimakälte) dagegen deutlich.

7.3.5 Technisches Potenzial

Aufbauend auf den beschriebenen Methoden sowie der räumlichen Verteilung und der zeitlichen Verfügbarkeit wird im Anschluss das Potenzial für stromintensive Prozesse und Querschnittstechnologien regional aufgelöst ausgewiesen.

Stromintensive Prozesse

Die technischen Potenziale werden für die Fälle Lastverschiebung und Produktionsausfall für Deutschland und Österreich berechnet. Je nach Verfahren steht ein unterschiedlich hoher Anteil der mittleren Last als Flexibilität zur Verfügung. Die regionale Verteilung wird lediglich für den Fall Lastverschiebung dargestellt. Bei einem Produktionsausfall wird die gesamte Produktionsanlage abgeschaltet. Da für diesen Fall nicht ausreichend Daten zur Verfügung stehen, kann hier keine regionale Abbildung des Potenzials erfolgen.

Die der Potenzialermittlung für die Lastverschiebung zugrundeliegenden Parameter wie beispielsweise spezifischer Stromverbrauch und Produktionsmengen sind in **Tabelle 7-13** zusammengefasst. Diese enthält zudem die technischen Potenziale sowie Angaben zu Abrufdauer und Abrufhäufigkeit.

Die flexibilisierbare Leistung bei der Aluminiumelektrolyse liegt aufgrund von technischen Restriktionen deutlich unterhalb der installierten Leistung, da jeweils nur ein Teil der Elektrolysezellen in der Leistungsaufnahme variiert werden kann. Beim Elektrolichtbogenofen sind es im Mittel etwa 75 % der installierten Leistung, welche als Flexibilität zur Verfügung gestellt werden können. Bei Zement- und Rohmühlen beträgt der flexibilisierbare Anteil aufgrund von Speicherkapazitäten und teilweisem Betrieb bei Nacht im Mittel bis zu 40 %. Holzschleifer und Refiner hingegen können vollständig heruntergefahren werden. In der Chlorindustrie besteht die Möglichkeit, die Elektrolyseanlagen auf eine Mindestlast von ca. 40 % zu reduzieren, eine vollständige Abschaltung wird jedoch aus prozesstechnischen Gründen nicht empfohlen.

Tabelle 7-13: *Stromintensive Prozesse: verwendete Parameter sowie technisches Lastverschiebepotenzial*

Prozess/Anlage	Aluminium-Elektrolyse	Elektrolichtbogenofen	Zementmühle	Zementmühle	Holzschliff	TMP-Verfahren	Amalgamverfahren	Membran-Verfahren
Spezifischer Strombedarf	15.875	423	26	45	2.090	2.640	3.200	2.500 kWh/t
mittlere Benutzungsdauer	6.100	6.100	5.500	5.500	7.500	7.500	7.700	7.700 h/a
Produktionsmenge 2011* / 2012	433	14.464	27.787	36.887	1.134	299	574	2.363 kt/a
Strombedarf	6.866	6.123	722	1.657	2.370	789	1.837	5.907 GWh/a
mittlerer Leistungsbedarf	1.126	1.004	131	301	316	105	239	767 MW
flexibilisierbarer Anteil	25 %	75 %	40 %	40 %	100 %	100 %	60 %	60 %
Lastflexibilisierungspotenzial	281	753	53	121	316	105	143	460 MW
Dauer Lastverlagerung	2	2	4	4	2	2	2	2 h/Abruf
Aktivierungshäufigkeit	20...50	20...50	20...50	20...50	20...50	20...50	20...50	20...50 pro Jahr

* Für die Primäraluminiumerzeugung waren zum Zeitpunkt der Berechnung nur Daten für 2011 verfügbar.

Das Lastverschiebepotenzial stromintensiver Prozesse beträgt in Deutschland und Österreich insgesamt etwa 2.230 MW. Das ausgewiesene Potenzial gilt für eine Abrufdauer von einer Stunde bei einer maximalen Abrufhäufigkeit von 20 bis 50 pro Jahr. Das Potenzial differenziert nach Ländern zeigt **Tabelle 7-14**.

Tabelle 7-14: *Lastverschiebepotenzial stromintensiver Prozesse in Deutschland und Österreich (gerundet)*

Branche	Lastverschiebepotenzial		
	Österreich	Deutschland	
Papier	110	310	MW
Zement	20	150	MW
Aluminium	0	280	MW
Chlor	10	590	MW
Stahl	40	720	MW
Summe	180	2.050	MW

Für Deutschland und Österreich ergibt sich damit eine Verteilung der Lastverschiebung, wie sie in **Abbildung 7-23** dargestellt ist. Im Ruhrgebiet ist aufgrund von dort angesiedelten Aluminiumwerken und Betrieben der chemischen Industrie relativ hohes Potenzial vorhanden. Des Weiteren bestehen ebenfalls größere Potenziale im Süden von Bayern und Baden-Württemberg.

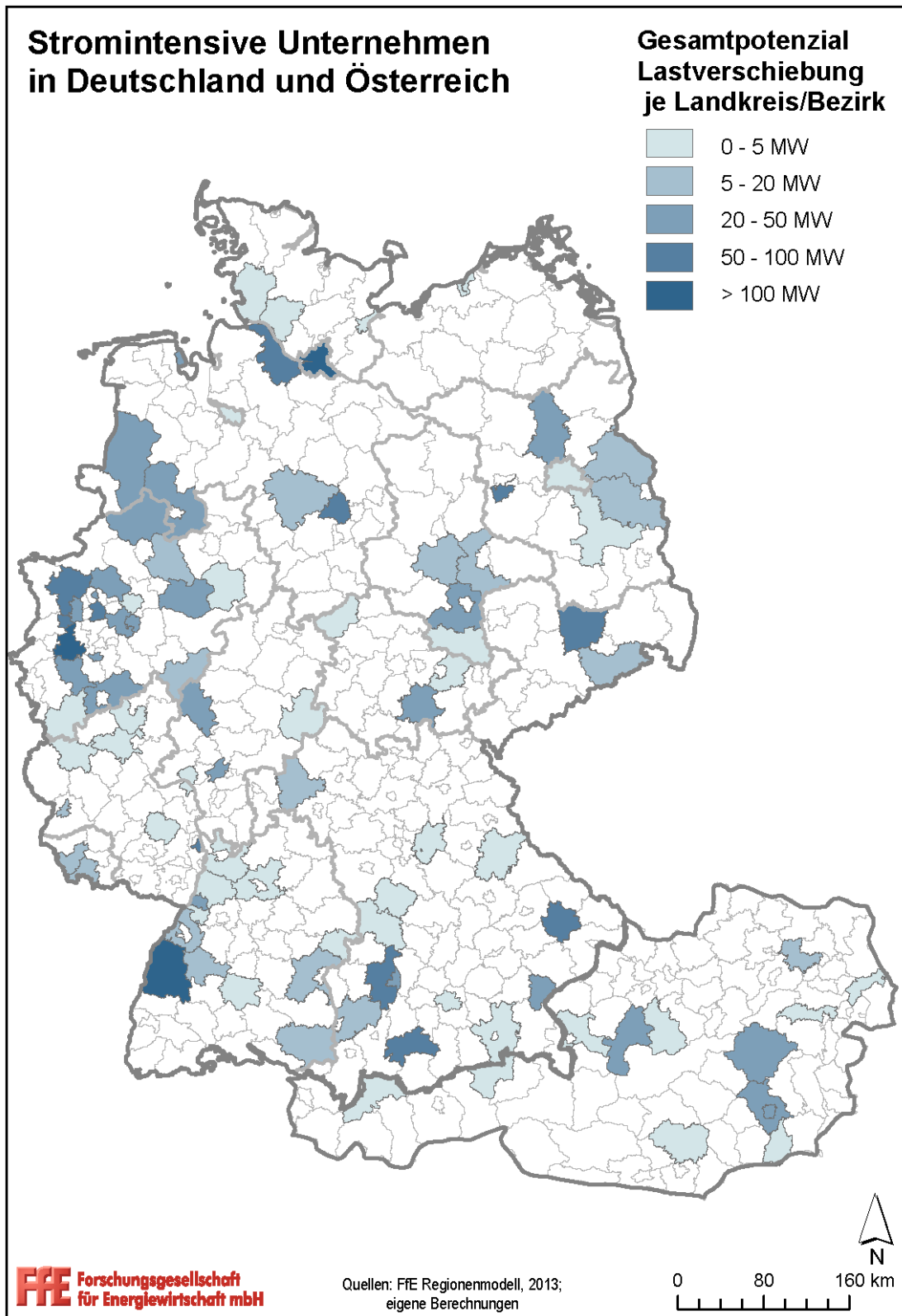


Abbildung 7-23: Regionales Lastverschiebepotenzial stromintensiver Prozesse in Deutschland und Österreich über eine Stunde nach /FFE-01 14/

Das technische Potenzial für den Produktionsausfall sowie die zugrunde gelegten Parameter enthält **Tabelle 7-15**. Die mittlere Leistung entspricht hier dem Lastflexibilisierungspotenzial. Der Stromverbrauch je Branche stammt aus Statistiken und wurde auf Basis von Produktionsmengen und spezifischen Stromverbräuchen (inkl. Nebenaggregate) berechnet /DESTATIS-03 14/, /EEFA-01 05/, /FFE-22 10/, /FFE-24 09/

Tabelle 7-15: *Stromintensive Prozesse: verwendete Parameter sowie technisches Lastflexibilisierungspotenzial bei Produktionsausfall (eigene Berechnung nach /DESTATIS-03 14/, /EEFA-01 05/, /FFE-22 10/, /FFE-24 09/)*

		Papier	Chlor	Zement	Alu	Stahl	
DE	Stromverbrauch	20,4	7,6	5,1	6,9	6,8	TWh/a
	Betriebsstunden	7.500	7.700	5.500	6.100	6.100	h/a
	mittlere Leistung	2.720	988	921	1.126	1.114	MW
AT	Stromverbrauch	4,6	0,1	0,7	0,0	0,3	TWh/a
	Betriebsstunden	7.500	7.700	5.500	6.100	6.100	h/a
	mittlere Leistung	615	17	124	0	55	MW
Summe DE und AT	Stromverbrauch	25,0	7,7	5,7	6,9	7,1	TWh/a
	Betriebsstunden	7.500	7.700	5.500	6.100	6.100	h/a
	mittlere Leistung	3.335	1.006	1.045	1.126	1.169	MW

Die zukünftige Entwicklung der Lastverschiebepotenziale beinhaltet, wie bereits erläutert, einen Rückgang der spezifischen Stromverbräuche, verschiedene Produktionsentwicklungen und in Einzelfällen die Substitution von Produktionsverfahren. Bis zum Jahr 2030 ist unter den beschriebenen Annahmen mit einer geringfügigen Verminderung des Flexibilitätspotenzials zu rechnen, wie **Tabelle 7-16** zeigt. Dieselben Produktionsentwicklungen werden auch für die Ausweisung des zukünftigen Potenzials für den Produktionsausfall zugrunde gelegt (vgl.

Tabelle 7-17).

Tabelle 7-16: *Lastverschiebepotenzial stromintensiver Prozesse in Deutschland und Österreich bis 2030*

	2015	2020	2025	2030	
Papier	421	391	346	307	MW
Zement	173	172	171	169	MW
Alu	281	277	257	238	MW
Chlor	603	549	718	711	MW
Stahl	753	750	773	755	MW
Summe	2.232	2.139	2.266	2.180	MW
Veränderung zu 2015	100 %	96 %	102 %	98 %	

Tabelle 7-17: *Lastflexibilisierungspotenzial stromintensiver Prozesse bei Produktionsausfall in Deutschland und Österreich bis 2030*

	2015	2020	2025	2030	
Papier	3.335	3.095	2.743	2.433	MW
Zement	1.045	1.040	1.033	1.023	MW
Alu	1.126	1.107	1.029	951	MW
Chlor	1.006	1.270	1.257	1.643	MW
Stahl	1.169	1.164	1.201	1.172	MW
Summe	7.680	7.676	7.263	7.223	MW
Veränderung zu 2015	100 %	100 %	95 %	94 %	

Querschnittstechnologien

Das technische Potenzial (Leistung), das sich unter Berücksichtigung aller oben genannten Faktoren für Querschnittstechnologien im Normalbetrieb ergibt, ist in **Abbildung 7-24** dargestellt. Die höchsten positiven und negativen Potenziale weisen die Branchen (NE-) Metallerzeugung / Metallbearbeitung, Chemie sowie Maschinen- und Fahrzeugbau auf.

Betrachtet man die Anteile der Querschnittstechnologien an den Potenzialen, ist erkennbar, dass ein Großteil der positiven Leistung durch Reduzierung und Abschaltung von Druckluft-, Kälte- und Lüftungsanlagen erreicht werden kann. Die negative Leistung ist hauptsächlich auf die Zuschaltung oder Lasterhöhung von Druckluftkompressoren und Kältemaschinen zurückzuführen. Etwa ein Fünftel der Abschaltpotenziale lassen sich über die Reduzierung der Lüftungsleistung realisieren.

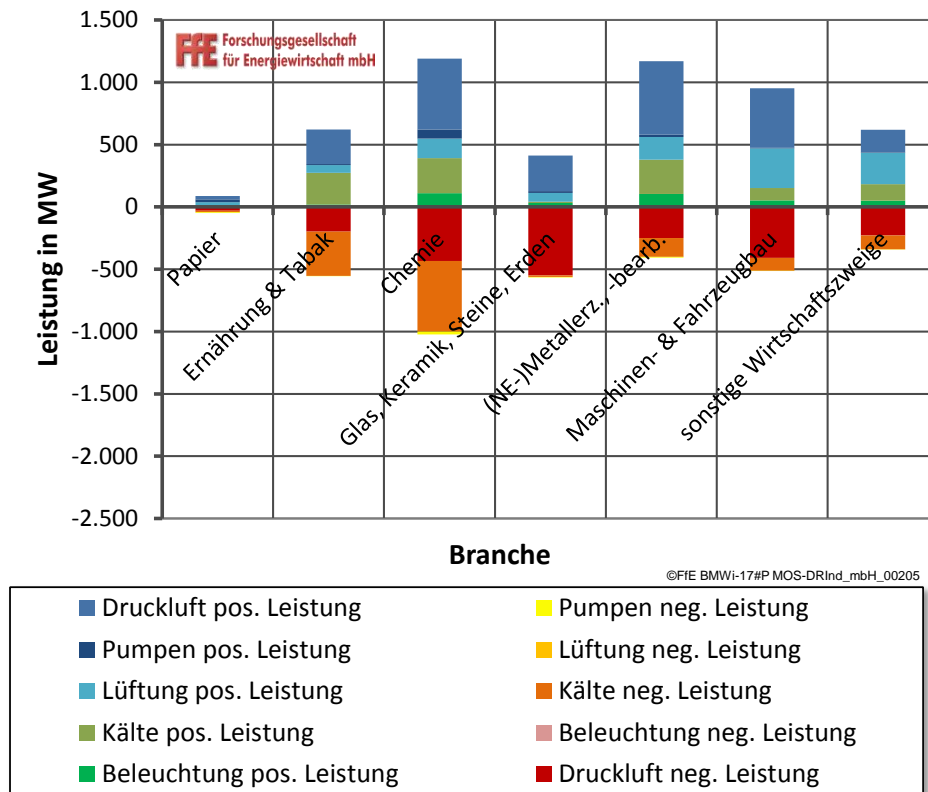


Abbildung 7-24: Positive und negative Leistung durch Flexibilisierung von QST in Deutschland und Österreich (Normalbetrieb) – realisierbares Potenzial ohne Kostenbetrachtung für die Implementierung (Personal und I&K)

Das positive Potenzial verringert sich im reduzierten Betrieb (vgl. **Abbildung 7-25**), wohingegen sich das negative Potenzial deutlich erhöht.

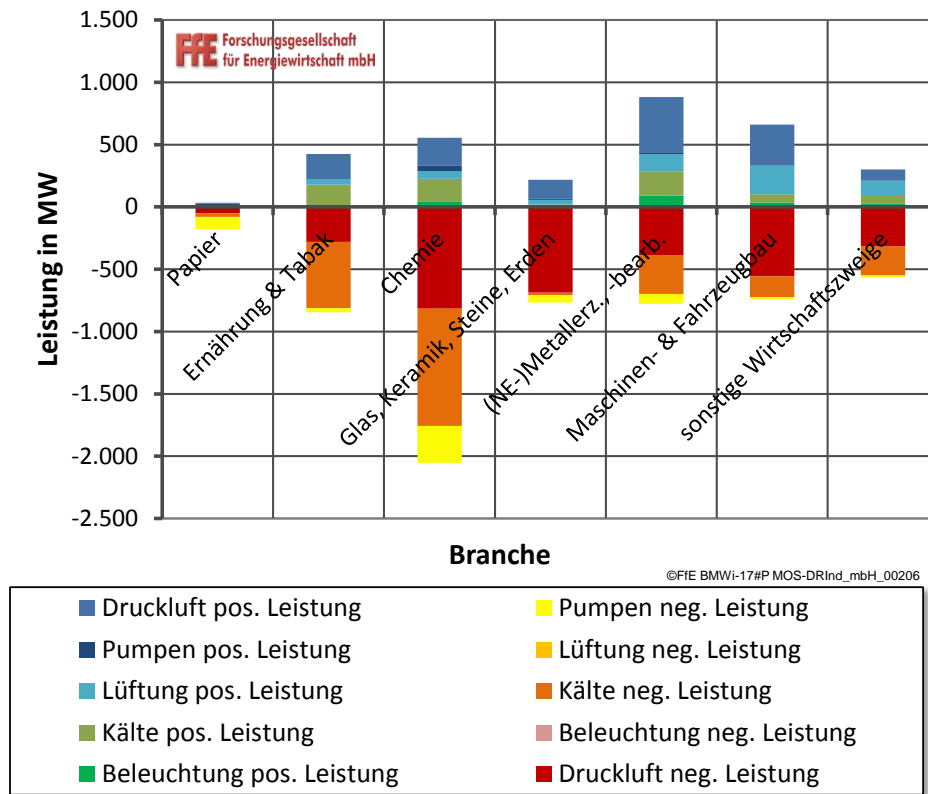


Abbildung 7-25: Positive und negative Leistung durch Flexibilisierung von QST in Deutschland und Österreich (reduzierter Betrieb) – realisierbares Potenzial ohne Kostenbetrachtung für die Implementierung (Personal und I&K)

Unter Berücksichtigung der Abrufdauer je Technologie könnten im Normalbetrieb für die Dauer von einer Stunde in Deutschland knapp 1.180 MW und in Österreich ca. 390 MW abgeschaltet werden (**Abbildung 7-26** und **Abbildung 7-27**). Obwohl die Druckluft einen hohen Anteil an der flexibilisierbaren Last aufweist, kann sie keinen nennenswerten Beitrag zum Potenzial (Energienmenge) leisten, da diese Anwendung üblicherweise nur sehr kurzzeitig verlagerbar ist. Der überwiegende Anteil des positiven Potenzials ist in den Branchen (NE-)Metallerzeugung / -bearbeitung, Chemie sowie Maschinen- und Fahrzeugbau vorhanden. Das höchste negative Potenzial weisen die Bereiche Chemie sowie Ernährung & Tabak auf. Einer der Gründe ist der hohe Kältebedarf im Ernährungsgewerbe.

Im Verhältnis zur mittleren Last der betrachteten Querschnittstechnologien, die in Deutschland bei etwa 11,9 GW liegt, entspricht der flexibilisierbare Anteil somit etwa 10 %. Im Vergleich zur gesamten mittleren Verbrauchslast der Industrie von 41 GW in Deutschland beträgt der Anteil lediglich 2,9 % /FFE-22 10/.

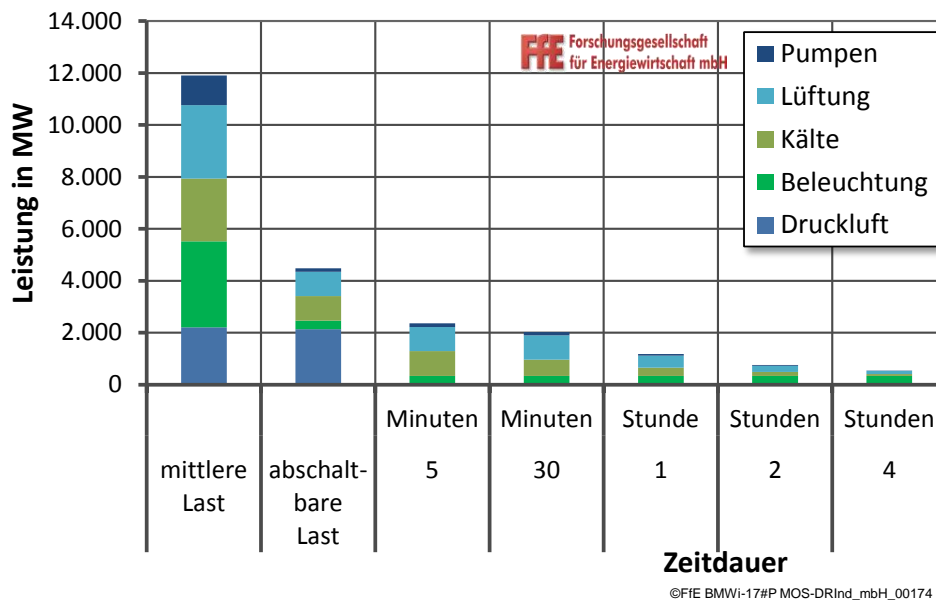


Abbildung 7-26: Abschaltbare Leistung durch Flexibilisierung von Querschnittstechnologien in Deutschland (Normalbetrieb) in Abhängigkeit der Abrufdauer – technisches Potenzial für geeignete Betriebe ohne Kostenbetrachtung für die Implementierung (Personal und I&K)

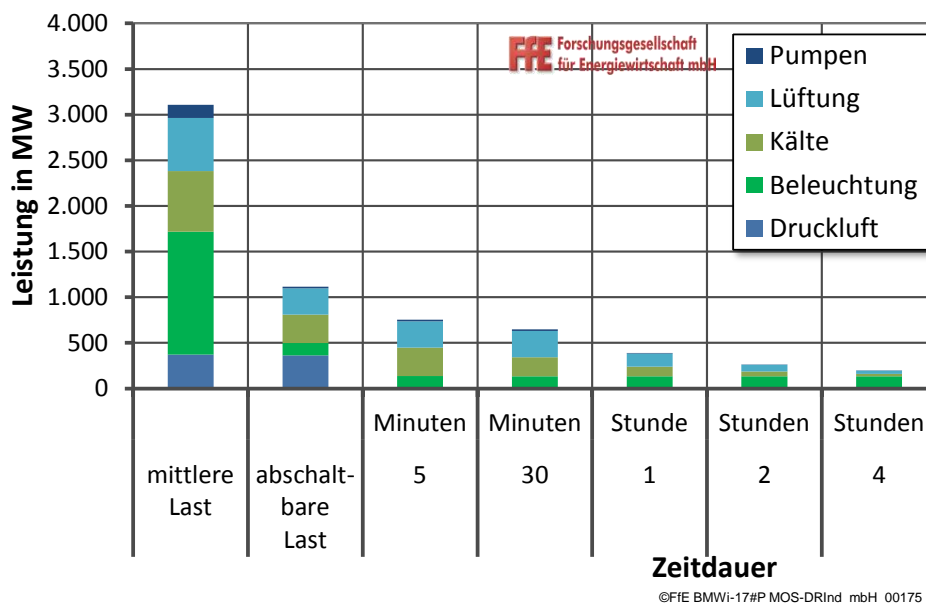


Abbildung 7-27: Abschaltbare Leistung durch Flexibilisierung von Querschnittstechnologien in Österreich (Normalbetrieb) in Abhängigkeit der Abrufdauer – technisches Potenzial für geeignete Betriebe ohne Kostenbetrachtung für die Implementierung (Personal und I&K)

Der relative Beitrag der einzelnen Branchen zur Flexibilisierung von Querschnittstechnologien über einen Zeitraum von einer Stunde unterscheidet sich erheblich. Die mittlere Last im Normalbetrieb kann um 0 % bis maximal 17 % in Abhängigkeit der Branche reduziert werden.

Im reduzierten Betrieb sind über die gleiche Zeitdauer noch etwa 710 MW (Deutschland) und 190 MW (Österreich, vgl. **Abbildung 7-28** und **Abbildung 7-29**), im

Grundlastbetrieb noch ca. 300 MW (Deutschland) und 90 MW (Österreich) reduzier- oder abschaltbar.

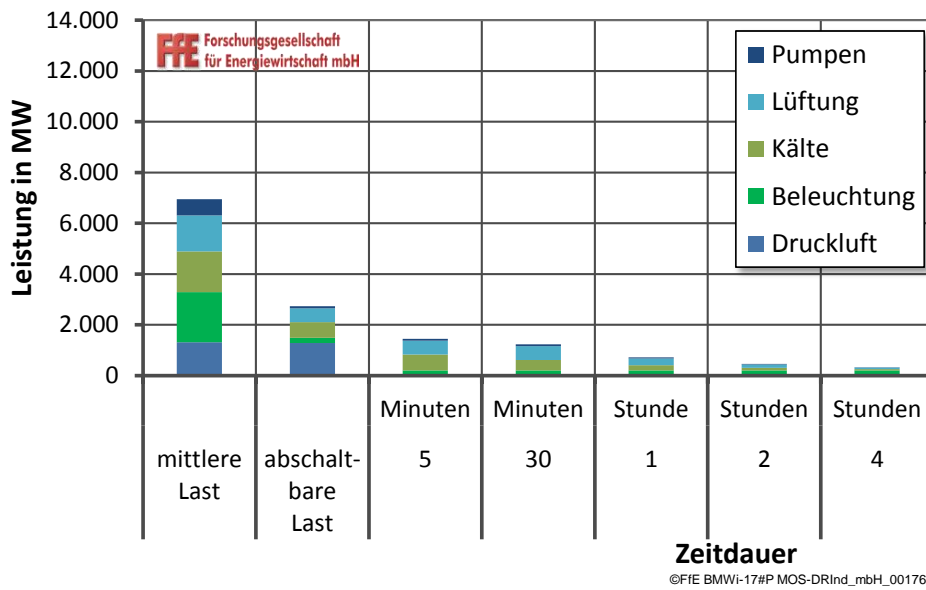


Abbildung 7-28: Abschaltbare Leistung durch Flexibilisierung von Querschnittstechnologien in Deutschland (reduzierter Betrieb) in Abhängigkeit der Abrufdauer – technisches Potenzial für geeignete Betriebe ohne Kostenbetrachtung für die Implementierung (Personal und I&K)

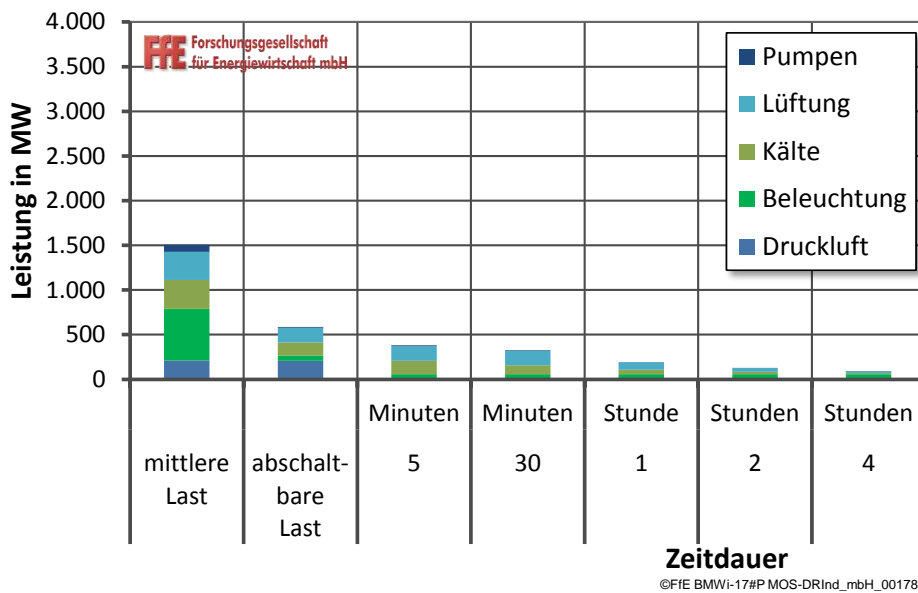


Abbildung 7-29: Abschaltbare Leistung durch Flexibilisierung von Querschnittstechnologien in Österreich (reduzierter Betrieb) in Abhängigkeit der Abrufdauer – technisches Potenzial für geeignete Betriebe ohne Kostenbetrachtung für die Implementierung (Personal und I&K)

Die regionale Verteilung des Zu- und Abschaltpotenzials über eine Stunde ist in den nachfolgenden Karten dargestellt. **Abbildung 7-30** zeigt das maximal abschaltbare

Potenzial über eine Stunde, in **Abbildung 7-31** ist das maximal zuschaltbare Potenzial über eine Stunde ersichtlich. Die maximale positive Leistung über eine Stunde kann am Werktag während des Normalbetriebs zur Verfügung gestellt werden, während die maximale negative Leistung über eine Stunde am Sonntagnachmittag abrufbar ist. In der regionalen Verteilung ist ersichtlich, dass die größten positiven Potenziale in Nordrhein-Westfalen, Bayern, Baden-Württemberg und Niedersachsen zu finden sind, da hier viele Unternehmen des produzierenden Gewerbes angesiedelt sind. Diese Bundesländer weisen zudem auch das höchste negative Potenzial auf.

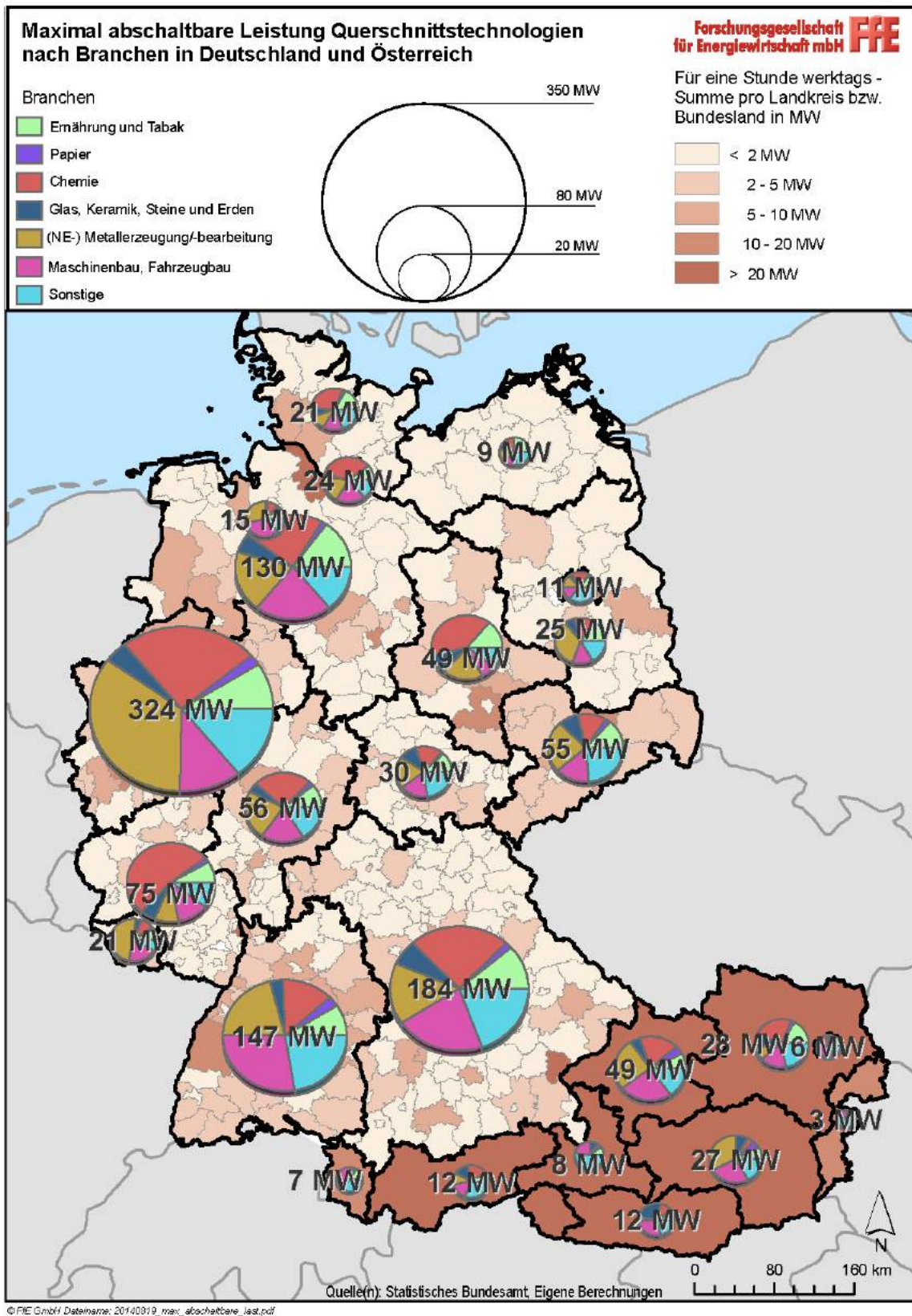


Abbildung 7-30: Maximal abschaltbares Potenzial bei Querschnittstechnologien über eine Stunde am Werktag

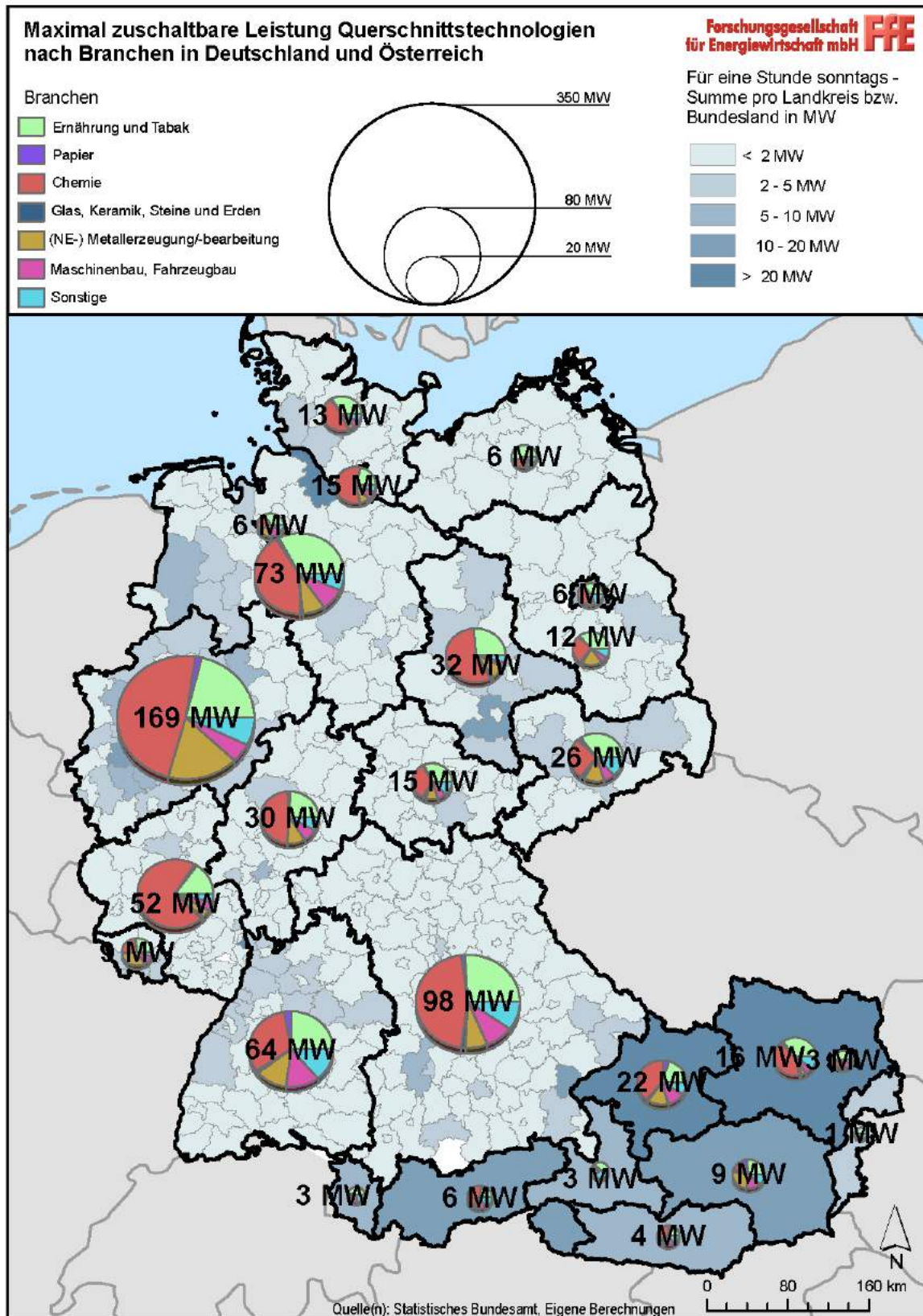


Abbildung 7-31: Maximal zuschaltbares Potenzial bei Querschnittstechnologien über eine Stunde am Sonntagnachmittag

Die zukünftige Entwicklung der Potenziale von Querschnittstechnologien zeigt **Tabelle 7-18** für den Normalbetrieb. Berücksichtigt werden, wie bereits beschrieben, Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz, zusätzliche flexibilisierbare Anlagen sowie ein bis 2020 leicht ansteigender und bis 2030 leicht rückläufiger Stromverbrauch in der Industrie. Das Potenzial reduziert sich zunächst geringfügig, erhöht sich bis zum Jahr 2030 jedoch wieder auf das ursprüngliche Niveau.

Tabelle 7-18: *Lastflexibilisierungspotenzial von Querschnittstechnologien in Deutschland und Österreich bis 2030 (Normalbetrieb)*

	2015	2020	2025	2030	
Deutschland	1.177	1.101	1.142	1.179	MW
Österreich	391	371	387	401	MW
Summe	1.567	1.472	1.529	1.580	MW
Veränderung zu 2015	100 %	94 %	98 %	101 %	

7.3.6 Betriebskosten und Investitionen

Neben dem vorhandenen technischen Potenzial sind die Kosten für Implementierung und Betrieb von Lastflexibilisierungsmaßnahmen entscheidend über eine Teilnahme an verschiedenen Märkten. In der Regel müssen zunächst Investitionen getätigt werden, um einen flexiblen Betrieb von Anlagen überhaupt ermöglichen zu können. Darüber hinaus fallen Kosten im laufenden Betrieb an.

Es erfolgt im ersten Schritt eine Differenzierung der Kosten nach Investitionen, fixen Betriebskosten und variablen Kosten. **Tabelle 7-19** zeigt beispielhaft, welche Kosten den drei Kostenarten zugeordnet werden können. Beispielsweise kann es erforderlich sein, in Mess- und Regelungstechnik oder Software zu investieren. Investitionen in Form eines anfänglichen Personalaufwands für die Entwicklung einer Einsatzstrategie können ebenfalls notwendig sein. Fixe Betriebskosten treten unabhängig vom Abruf z. B. in Form der Prüfung der jährlichen Abrechnung oder für die Besetzung einer Leitwarte rund um die Uhr auf. Variable Kosten entstehen nur, wenn ein Abruf erfolgt. Während bei Prozessen mit Produktionsausfall die Opportunitätskosten einen wesentlichen Einfluss auf die variablen Kosten haben, setzen sich diese bei Querschnittstechnologien aus Personalkosten, Wartungsaufwand, Komforteinschränkungen und Wirkungsgrad-Verlusten zusammen.

Tabelle 7-19: *Kostenarten für Implementierung und Betrieb von Lastmanagement in der Industrie nach /FFE-27 13/*

Investitionen	Fixe Betriebskosten	Variable Kosten
Mess- und Regelungstechnik	Informationskosten	Opportunitätskosten
Zentrale Steuerungssoftware	Transaktionskosten	Speicherkosten
Kommunikationstechnologie	Steuerungskosten	Personalkosten
Demand Response Strategie		Wartungsaufwand
		Komforteinschränkungen
		Wirkungsgrad-Verluste

Die Kostenermittlung zur Bestimmung der genannten Kostenarten für stromintensive Prozesse und Querschnittstechnologien wird überwiegend durch Befragung von Unternehmen durchgeführt. Da bereits einige stromintensive Firmen aktiv die Flexibilisierung von Leistungen vermarkten, werden deren Angaben für die Bestimmung der Investitionen sowie der laufenden Kosten (fixe und variable Kosten) zugrunde gelegt. Die detaillierte Methodik zur Berechnung der Opportunitätskosten wird auf den nächsten Seiten beschrieben.

Für die anfallenden Kosten bei der Flexibilisierung von Querschnittstechnologien werden zum einen Betriebe befragt, welche noch keine schaltbaren Leistungen zur Verfügung stellen. Diese Firmen schätzen ab, welche Investitionen, fixe und variable Kosten anfallen würden, um an einem Lastflexibilisierungsprogramm teilnehmen zu können. Zum anderen werden Unternehmen interviewt, die einen Teil ihrer Anlagen bereits als Flexibilität vermarkten. Auch hier werden die verschiedenen Kostenbestandteile abgefragt. Die erhobenen Kosten werden anschließend verglichen, in die weitere Berechnung gehen jedoch nur die tatsächlich angefallenen Kosten ein. Darüber hinaus werden zusätzliche Berechnungen zur Bestimmung der Kosten einzelner Komponenten getätigt.

Stromintensive Prozesse

Für die Kostenermittlung bei stromintensiven Prozessen wird neben den Befragungen eine Literaturrecherche durchgeführt. Anschließend werden diese Werte mit den Ergebnissen der Unternehmensbefragung und der Berechnung der Opportunitätskosten verglichen.

Abbildung 7-32 zeigt die spezifischen Investitionen für stromintensive Prozesse und Querschnittstechnologien in Abhängigkeit der Anzahl der Anlagen. Die hier dargestellten spezifischen Kosten basieren auf realen Kostenangaben von Betrieben, die bereits aktiv schaltbare Leistungen vermarkten. Die anfallenden Investitionen setzen sich überwiegend aus der Umprogrammierung von Steuerungen, Installation von Kommunikationstechnik und dem Personalaufwand für die Festlegung einer Vermarktungsstrategie zusammen. In Einzelfällen fallen z.B. Kosten für die Nachrüstung einer Kopf-SPS an.

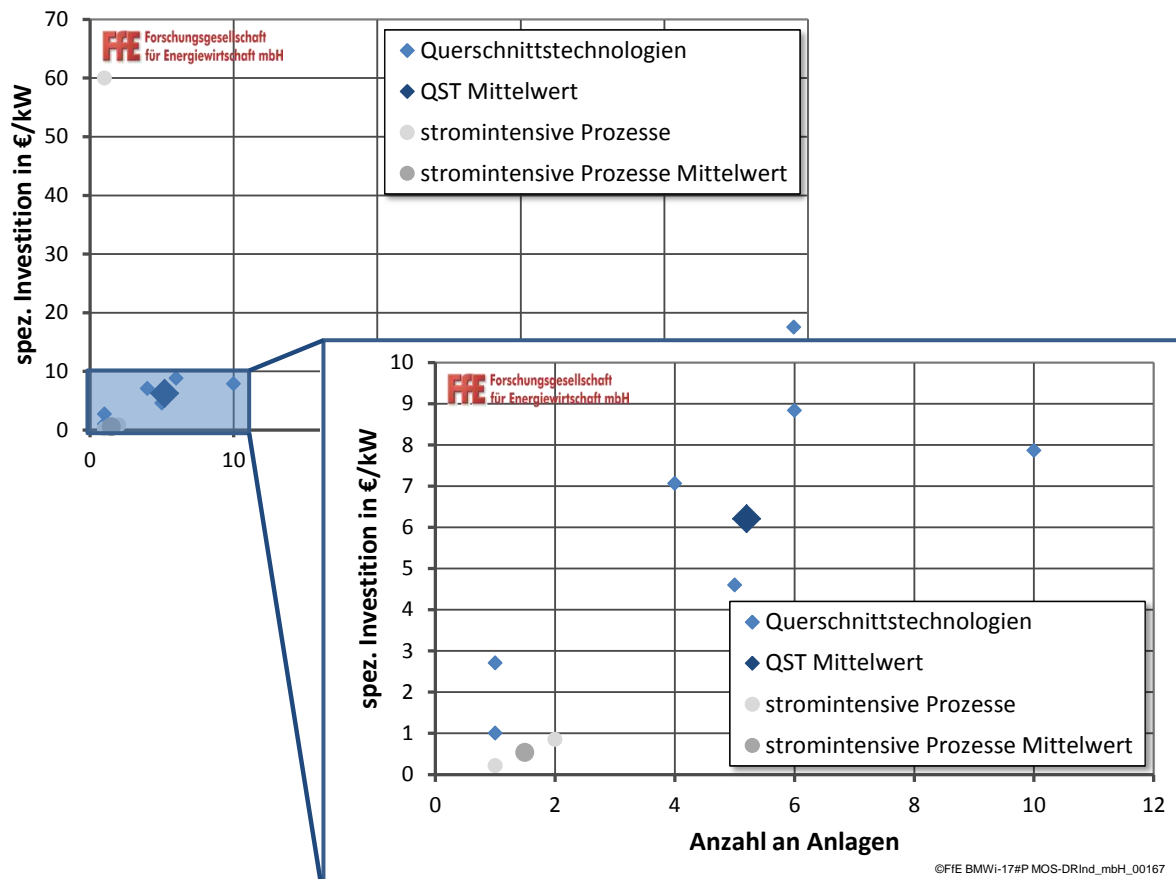


Abbildung 7-32: Spezifische Investitionen in Abhängigkeit der Anzahl an Anlagen

Die spezifischen Investitionen sind für stromintensive Prozessen mit im Mittel 0,5 € pro kW flexibilisierbarer Leistung sehr gering. In den bisherigen Untersuchungen wird der Aufwand nicht höher als 1 € pro kW installierter Leistung geschätzt /DENA-07 10/, /EWI-09 10/.

Die fixen Kosten bestehen hauptsächlich aus dem zusätzlichen Personalaufwand für z.B. eine Besetzung der Leitwarte rund um die Uhr oder die regelmäßige Aktualisierung der angebotenen Leistung und belaufen sich auf etwa 0,05 €/(kW*a).

Bei stromintensiven Prozessen müssen die variablen Kosten für die beiden Fälle Lastverschiebung und Produktionsausfall separat ausgewiesen werden. Während die Investitionen sowie die fixen Betriebskosten für beide Fälle gleich sind, unterscheiden sich die variablen Kosten deutlich voneinander. Die Lastverschiebung verursacht nur sehr geringe variable Kosten, da lediglich ein etwas erhöhter Personalaufwand je Abruf anfällt (wenige Prozesse können automatisiert abgeschaltet, jedoch nur manuell wieder angefahren werden). Näherungsweise können diese auf Basis der Befragungen mit 0 €/MWh angesetzt werden. Wird jedoch von einem Produktionsausfall ausgegangen, erhöhen sich die variablen Kosten deutlich. Die variablen Kosten entsprechen in diesem Fall den Opportunitätskosten.

Die variablen Kosten aus der Literatur unterscheiden sich aufgrund der verschiedenen Methoden teilweise deutlich voneinander (vgl. **Tabelle 7-20**). Eine detaillierte Beschreibung der unterschiedlichen Ansätze kann /FFE-10 14/ entnommen werden.

Tabelle 7-20: Literaturangaben zu den variablen Kosten bei stromintensiven Prozessen /FFE-10 14/

Prozesse	Variable Kosten [€/MWh]		
	/EWI-09 10/	/ISI-03 09/	/PRA-01 13/
Chlorelektrolyse	> 100	-	870
Alumniumelektrolyse	500 - 1.500	75	620
Elektrolichtbogenofen	> 2.000	-	
Holzschleifer	< 10	-	470
Zementmühlen	400 - 1.000	490	1.750

Für die Quantifizierung der Opportunitätskosten wird zunächst die Kostenstruktur eines Unternehmens analysiert (vgl. **Abbildung 7-33**). Der Preis für ein Gut setzt sich vereinfacht aus den fixen und den variablen Kosten sowie der Gewinnmarge zusammen (vgl. **Formel (7-3)**). Die fixen und variablen Kosten entsprechen den Gesamtkosten (**Formel (7-4)**). Die variablen Kosten können wiederum aufgeteilt werden in Stromkosten und Material- und sonstige Energiekosten (ohne Strom). Die Stromkosten bestehen aus dem Großhandelspreis für Strom sowie Steuern, Abgaben und Umlagen (**Formel (7-5)**)

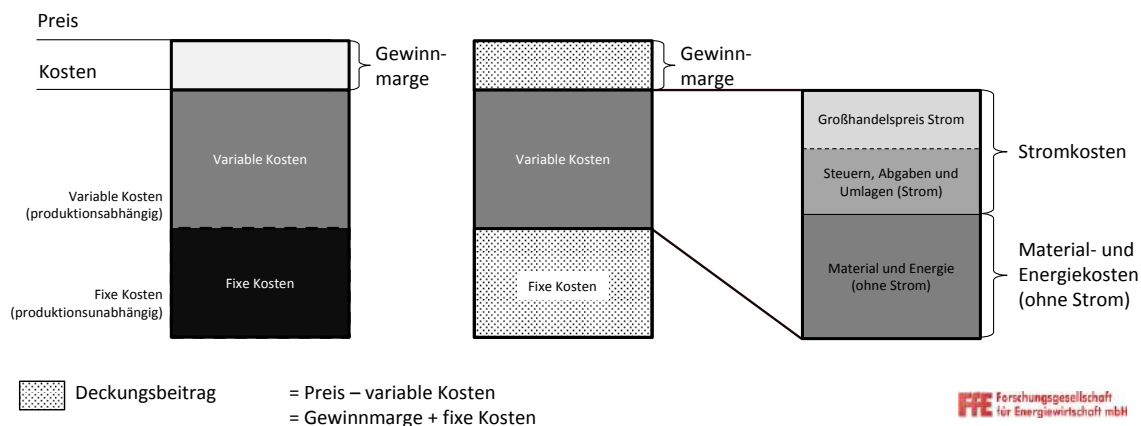


Abbildung 7-33: Vereinfachter Zusammenhang der Kosten, des Preises und der Gewinnmarge für industrielle Produkte

$$P = K_f + K_v + G \quad (7-3)$$

P – Preis
 K_f – fixe Kosten
 K_v – variable Kosten
 G – Gewinnmarge

$$K_G = K_f + K_v \quad (7-4)$$

K_G – Gesamtkosten

$$K_v = K_{v,el} + K_{v,ma,e} = K_{v,el,eex} + K_{v,el,a} + K_{v,ma,e} \quad (7-5)$$

el – Strom
 ma – Material
 e – Energie (ohne Strom)
 eex – Großhandelspreis Strom
 a – zusätzliche Kostenanteile für Strom (Steuern, Abgaben, Umlagen)

Der Deckungsbeitrag eines Unternehmens ergibt sich aus dem Preis des Gutes abzüglich der variablen Kosten (vgl. **Formel (7-6)**), welche nicht auftreten, wenn keine Produktion stattfindet (siehe **Abbildung 7-33**).

$$DB = P - K_v \quad (7-6)$$

DB – Deckungsbeitrag

Üblicherweise beziehen stromintensive Unternehmen ihren Strom direkt von der Börse (European Energy Exchange (EEX)). Anfallende Umlagen, Steuern und Abgaben müssen zusätzlich an den Staat und den Netzbetreiber gezahlt werden (vgl. **Abbildung 7-34**).

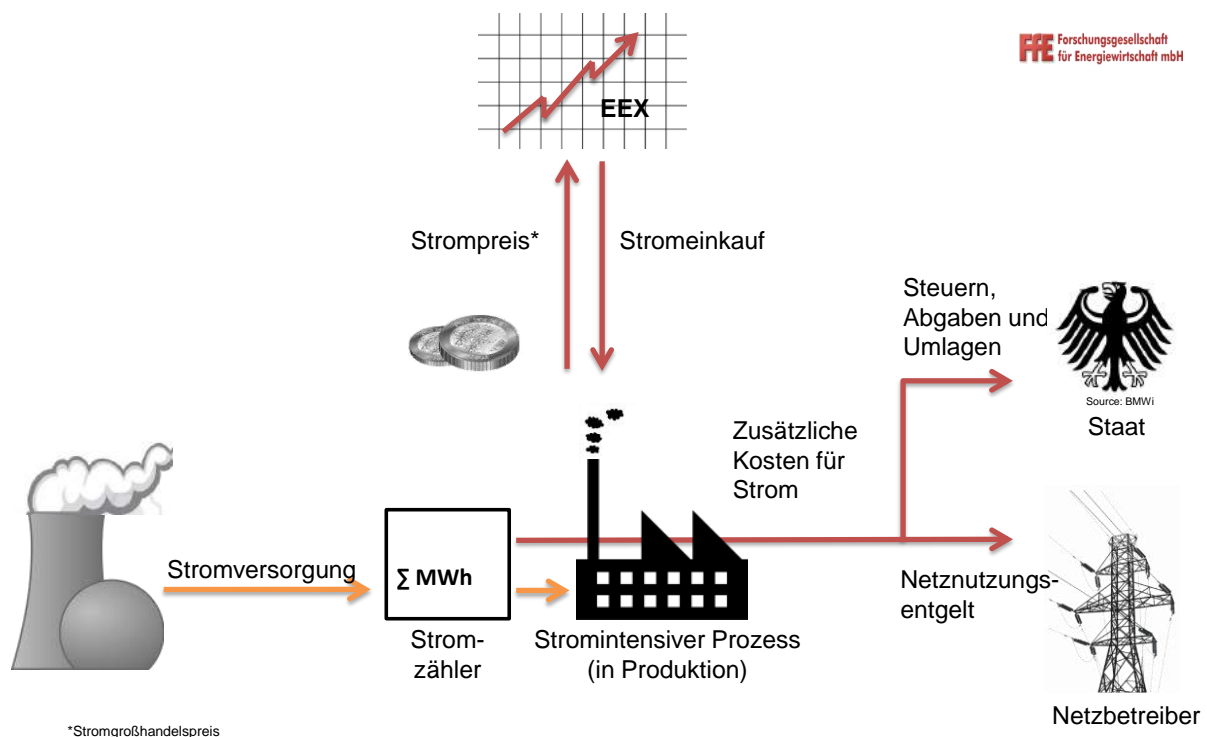


Abbildung 7-34: *Strombezug eines Unternehmens mit stromintensiven Prozessen sowie dabei anfallende Kosten*

Wird aufgrund eines Abrufs an positiver Leistung nicht produziert, muss das Unternehmen allerdings weiterhin den vertraglich vereinbarten Strombezug bezahlen. Physikalisch wird der nicht bezogene Strom jedoch in das öffentliche Netz eingespeist. Dem Unternehmen entstehen somit bei einem Abruf der Flexibilität zusätzlich Kosten in Höhe des Großhandelspreises für Strom (vgl. **Abbildung 7-35**). Weitere Kosten, wie Abgaben oder Steuern, müssen nur gezahlt werden, wenn das Unternehmen den Strom tatsächlich verbraucht und dieser über den Stromzähler erfasst wird.

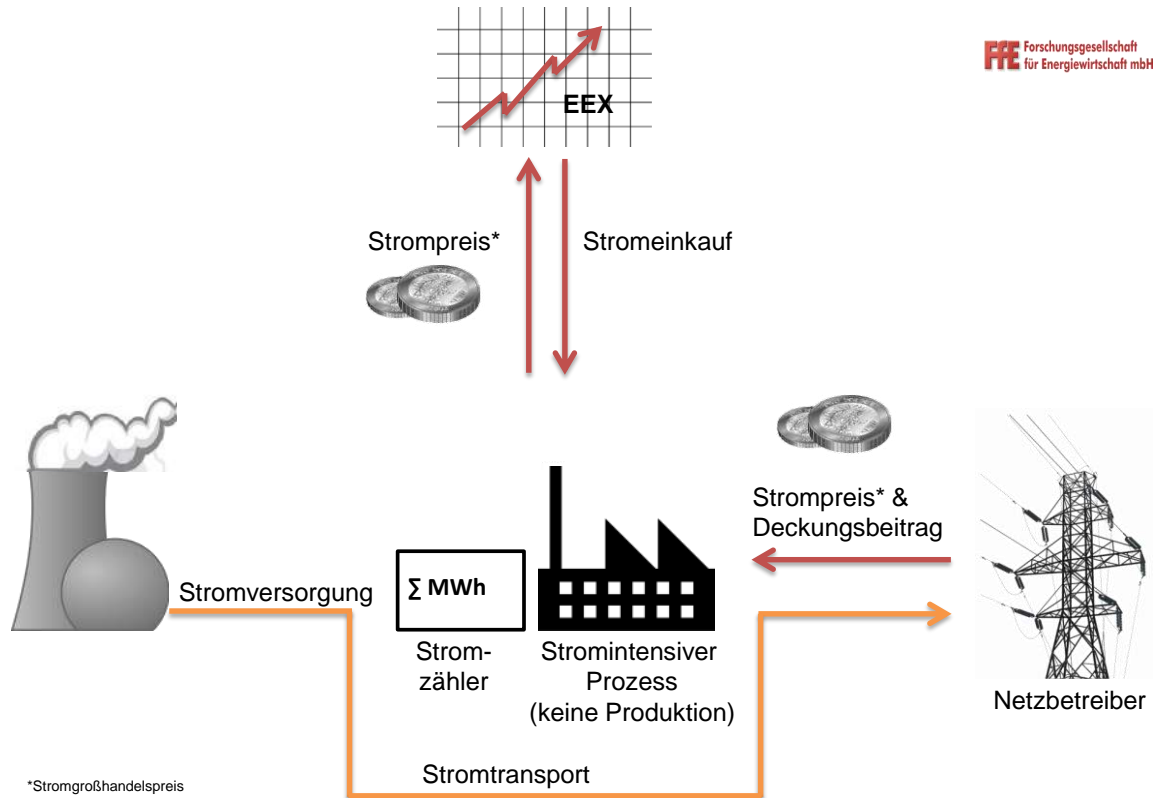


Abbildung 7-35: *Strombezug eines Unternehmens mit stromintensiven Prozessen sowie dabei anfallende Kosten im Fall eines Abrufs von Flexibilität*

Eine Lastreduktion, die nicht ausgeglichen werden kann, führt zu einem Produktionsausfall. Wirtschaftlich ist dieser nur, wenn die Erlöse des Abrufs mindestens den Opportunitätskosten entsprechen. Die Opportunitätskosten setzen sich somit aus dem Deckungsbeitrag (bestehend aus Gewinnmarge und fixen Kosten) und dem Stromgroßhandelspreis zusammen (siehe **Abbildung 7-36** und **Formel (7-7)**). Alternativ lassen sich die Opportunitätskosten auch durch Abzug der variablen Kosten vom Verkaufspreis ermitteln.

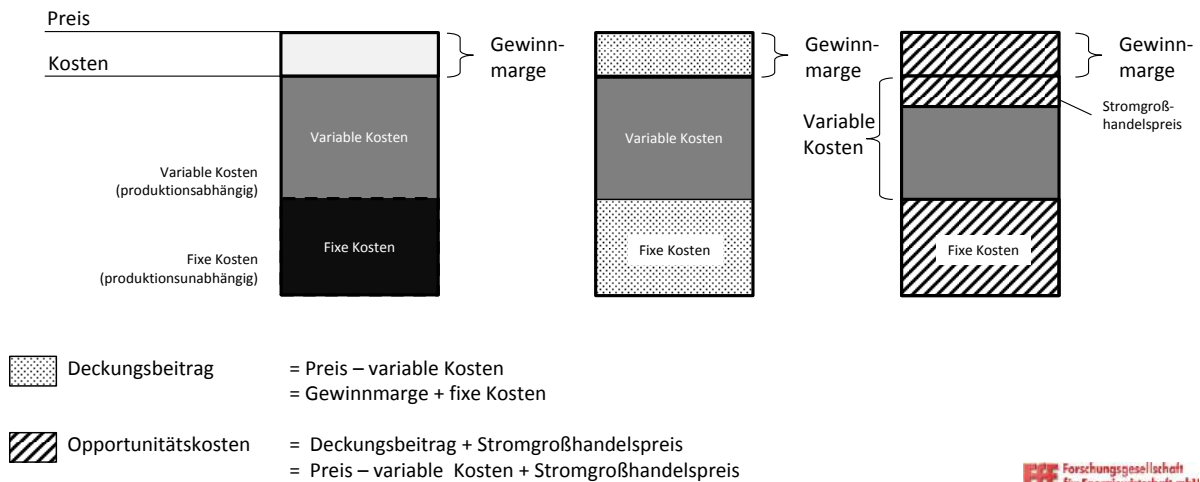


Abbildung 7-36: *Struktur der Kosten und Erlöse, Deckungsbeitrag und Opportunitätskosten*

$$OK = DB + K_{v,el,eex} = P - K_v + K_{v,el,eex} \quad (7-7)$$

OK – Opportunitätskosten

Die jeweiligen Kostenanteile werden nach den **Formeln (7-8, (7-9) und (7-10)** berechnet.

$$k_{v,el} = \frac{K_{v,el}}{K_G} \quad (7-8)$$

k_v – Kostenanteil der variablen Kosten

$$k_{v,ma,e} = \frac{K_{v,ma,e}}{K_G} \quad (7-9)$$

$$k_f = \frac{K_f}{K_G} \quad (7-10)$$

k_f – Kostenanteil der fixen Kosten

$$k_{v,el} + k_{v,ma,e} + k_f = 100 \% \quad (7-11)$$

Da die spezifischen Gesamtkosten nicht bekannt sind, werden diese anhand der vorliegenden Daten (Anteil der Stromkosten an den Gesamtkosten sowie spezifische Stromkosten inkl. Steuern, Abgaben und Umlagen) bestimmt (vgl. **Formel (7-12) und Formel (7-13)**).

$$K_{v,el} = K_G * k_{v,el} = K_{v,el,eex} + K_{v,el,a} \quad (7-12)$$

$$K_G = \frac{K_{v,el,eex} + K_{v,el,a}}{k_{v,el}} \quad (7-13)$$

Der Anteil der Gewinnmarge am Preis des Gutes wird mittels **Formel (7-14)** ermittelt.

$$i = \frac{G}{P} \quad (7-14)$$

i – Anteil der Gewinnmarge

Die Opportunitätskosten eines Unternehmens können nun nach **Formel (7-15)** bestimmt werden. Eingangsgrößen sind der Strompreis sowie Anteil der Gewinnmarge des Betriebs.

$$OK = \frac{(1 + i) - k_{v,ma,e} - k_{v,el} * \left(\frac{(K_{v,el,eex} + K_{v,el,a}) - K_{v,el,eex}}{(K_{v,el,eex} + K_{v,el,a})} \right)}{\frac{k_{v,el}}{(K_{v,el,eex} + K_{v,el,a})}} \quad (7-15)$$

Für die Berechnung der Opportunitätskosten wird die Kostenverteilung der stromintensiven Industrie nach /ISI-03 09/ für die Branchen Stahl, Papier, Zement Aluminium und Chlor genutzt. Der Stromgroßhandelspreis wird mit 45 €/MWh, die

Gewinnmarge mit 20 % angesetzt. Die sich daraus ergebenden Opportunitätskosten sind in **Abbildung 7-37** dargestellt. Während sie für Chlor mit etwa 100 €/MWh eher gering ausfallen, betragen sie für die Papier- und Stahlproduktion zwischen 350 und 400 €/MWh. Im Vergleich dazu erhält man bei Teilnahme an der AbLaV zusätzlich zum Leistungspreis eine maximale variable Vergütung von 400 €/MWh.

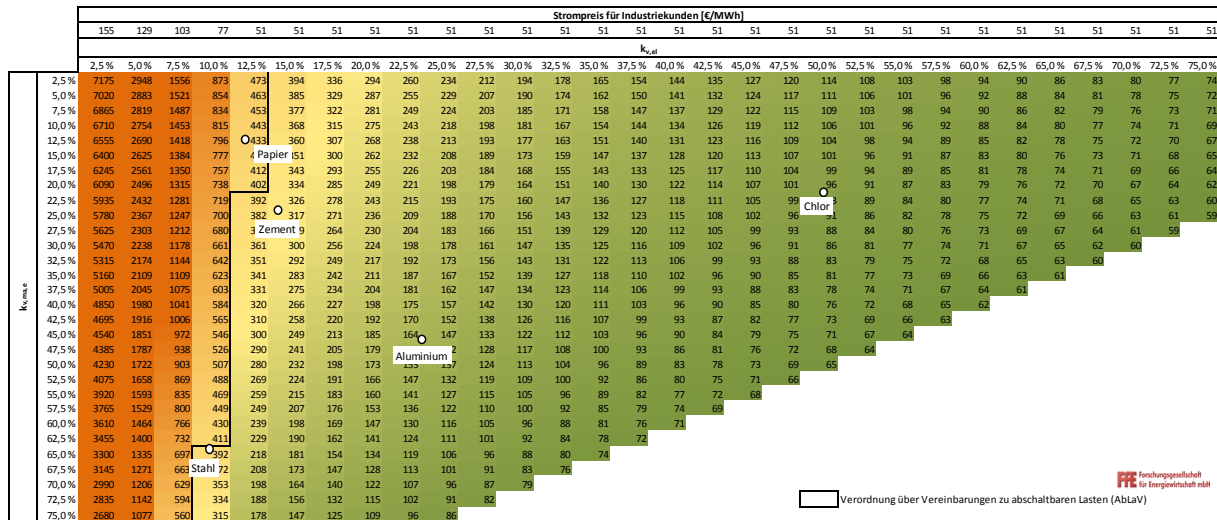


Abbildung 7-37: Opportunitätskosten industrieller Prozesse in Abhängigkeit der Kostenstruktur mit Beispielen von stromintensiven Branchen

Zukünftige Entwicklung der Kosten bei stromintensiven Prozessen

Die Kosten für die Implementierung und den laufenden Betrieb (fixe Betriebskosten) von Lastflexibilisierung bei einem stromintensiven Betrieb sind bereits heute als sehr gering einzustufen. Daher wird in absehbarer Zeit von keiner deutlichen Kostendegression ausgegangen.

Die Opportunitätskosten sind abhängig von der Kostenverteilung im Unternehmen sowie dem Preis für Strom (Börsenpreis sowie Steuern, Abgaben und Umlagen). Da der Großhandelspreis in diesen Unternehmen den Großteil der Stromkosten ausmacht, wird eine Sensitivitätsanalyse hinsichtlich des Börsenpreises durchgeführt. Die Kosten für Material und Brennstoffe sowie weitere Kosten werden als konstant angesetzt. **Abbildung 7-38** zeigt, dass sich die Opportunitätskosten bei sehr hohen oder sehr geringen Stromgroßhandelspreisen im Vergleich zum Referenzpreis von 45 €/MWh um maximal 30 €/MWh reduzieren bzw. um 40 €/MWh erhöhen würden. Verändert sich der Börsenpreis nur geringfügig, sind die Auswirkungen auf die Opportunitätskosten entsprechend geringer.

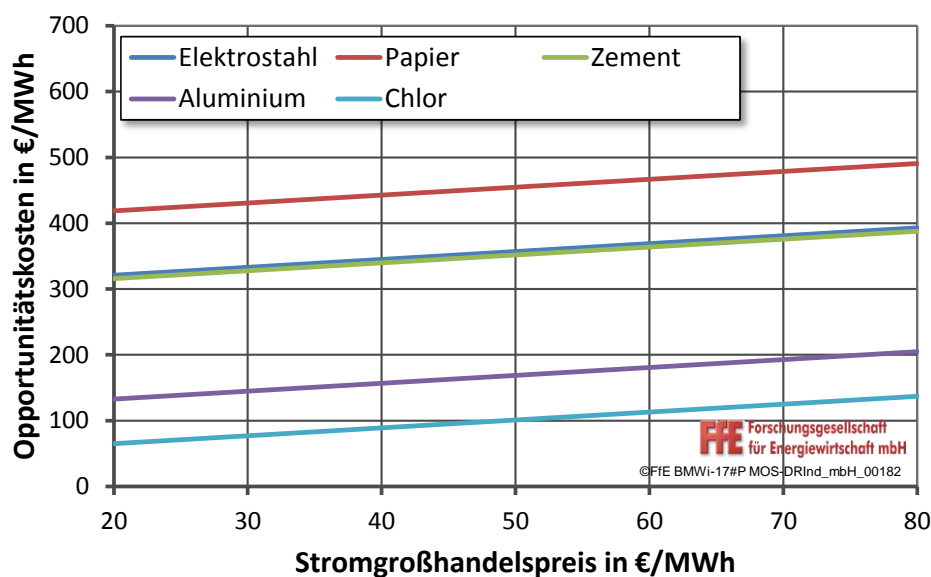


Abbildung 7-38: *Opportunitätskosten in Abhängigkeit des Stromgroßhandelspreises*

Für die zukünftige Entwicklung wird daher keine Veränderung der Opportunitätskosten angesetzt.

Querschnittstechnologien

In der im Rahmen von MOS erstellten Masterarbeit „Demand Response in der Industrie: Quantifizierung der Kosten“ /FFE-28 13/ wird eine Methodik zur Bestimmung der Kosten für Querschnittstechnologien entwickelt. Während in der Masterarbeit Betriebe interviewt werden, welche noch keine schaltbaren Leistungen vermarkten, werden in MOS zusätzlich Unternehmen befragt, die bereits an Lastflexibilisierungsprogrammen teilnehmen. Die Erhebung der Kostenarten wird im Rahmen des Fragebogens (Vor-Ort-Interviews und Telefoninterviews) durchgeführt. Die Ergebnisse beider befragten Unternehmenstypen werden nachfolgend zusammengefasst.

Der Großteil aller 27 interviewten Betriebe gibt an, Investitionen in den Bereichen Regelungs- und Messtechnik, Kommunikationstechnik, Schulung der Mitarbeiter und Umstellung bzw. Neuanschaffung von Software tätigen zu müssen bzw. getätigt zu haben (vgl. **Abbildung 7-39**).

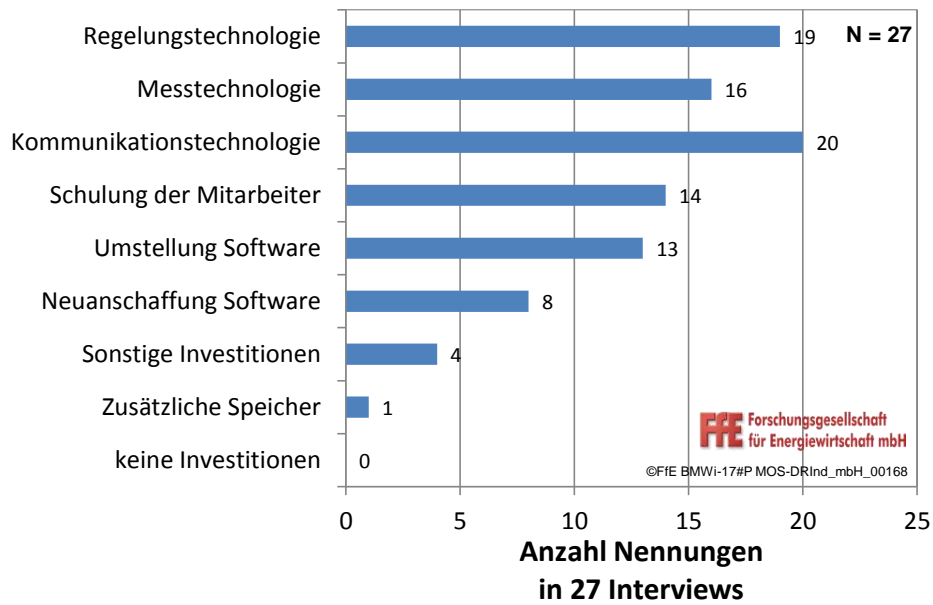


Abbildung 7-39: *Notwendige Investitionen für Lastmanagement mit Querschnittstechnologien (Befragung beider Unternehmenstypen)*

Zunächst werden nun die erhobenen Kosten erläutert, welche von Betrieben, die keine schaltbaren Lasten vermarkten, geschätzt wurden. Auf Basis der Befragungen kann davon ausgegangen werden, dass ein Großteil der Komponenten zur Datenerfassung und -übertragung in den Unternehmen bereits vorhanden ist. Die noch nachzurüstenden Bauteile sind in **Abbildung 7-40** rot markiert.

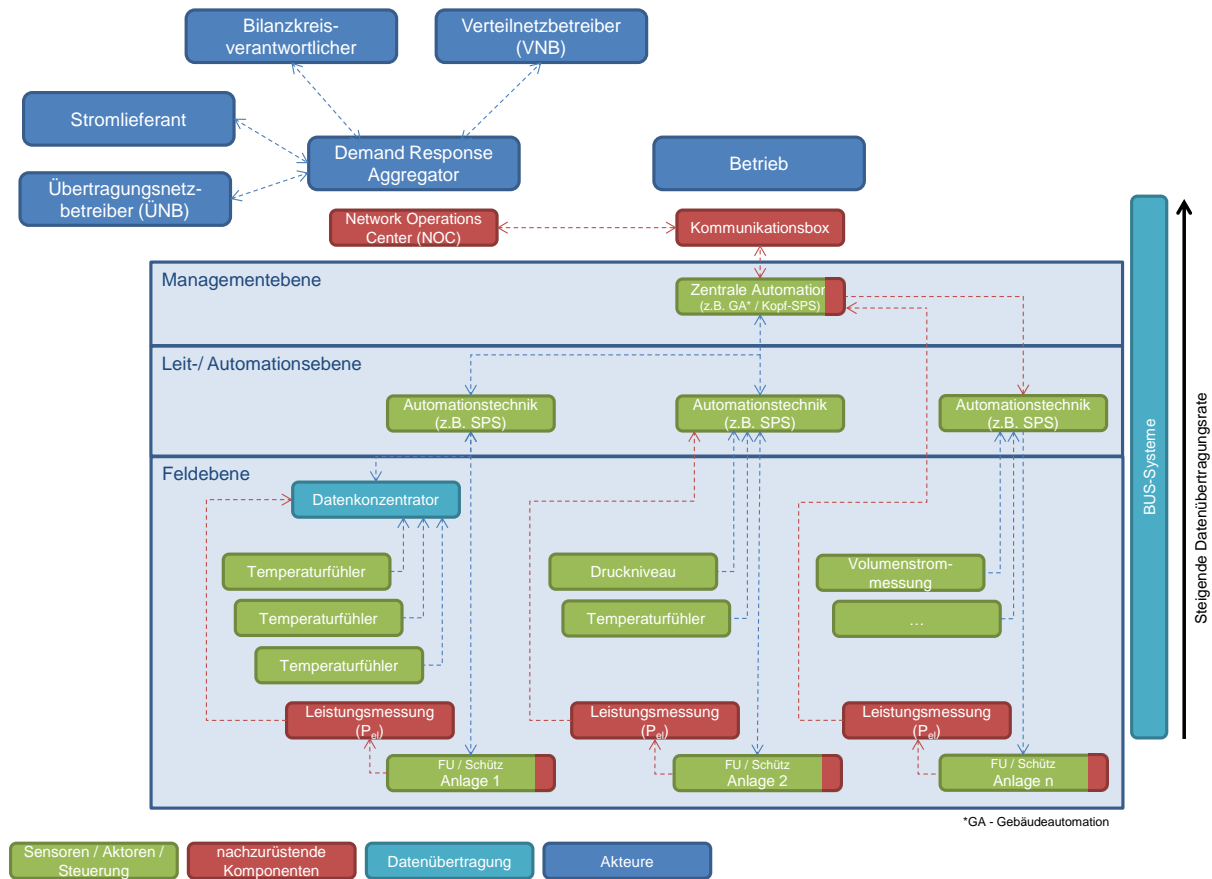


Abbildung 7-40: Nachzurüstende Komponenten für die Informations- und Kommunikationsflüsse zwischen Industrieunternehmen und Flexibilitäts-Vermarkter

Im Betrieb selbst müssen vereinzelt Leistungs- oder Zustandsmessungen an den flexibilisierbaren Anlagen nachgerüstet werden, in Einzelfällen ist auch eine Messung des Gesamtlastgangs in Kombination mit dem Zustandssignal der Anlage möglich. Wird eine zusätzliche Leistungsmessung benötigt, beläuft sich diese auf etwa 1.000 € pro Anlage. Basis für diese Kostenangabe sind neben einer Vielzahl an Datenerhebungen im Rahmen der Initialberatungen in den Energieeffizienz-Netzwerken /FFE-83 12/, Erkenntnisse aus den Interviews sowie Validierung der Daten mit einem Vermarkter von Flexibilitäten. Oft ist es auch erforderlich, zusätzlich zur dezentralen SPS eine übergeordnete Steuerung zu installieren, über welche von extern auf die Anlagen zugegriffen werden kann.

Es ist davon auszugehen, dass für die externe Steuerung der Anlagen teilweise zusätzliche Schütze oder in Einzelfällen auch Frequenzumrichter eingebaut werden müssen, bei der Beleuchtung wären es beispielsweise dimmbare elektronische Vorschaltgeräte. Die Investitionen für die einzelnen Komponenten können **Tabelle 7-21** entnommen werden.

Tabelle 7-21: *Investitionen für ggf. nachzurüstende Regelungstechnologien eigene Berechnungen, /FFE-27 13/*

Nachrüstung von Regelungstechnologien	Investition	Einheit
Relais / Schütz	6 bis 9	€/kW
Frequenzumrichter	10 kW:	2.000 €
	100 kW:	7.000 €
	500 kW:	30.000 €
dimmbares elektronisches Vorschaltgerät	100	€/Leuchtmittel

Um die Anlage steuern oder regeln zu können und trotzdem Grenzwerte nicht zu überschreiten, ist es in den meisten Fällen erforderlich, die Programmierung in der Prozess- oder Gebäudeleittechnik o.ä. anzupassen. Selten ist es notwendig, Software neu zu installieren, um Lastmanagement betreiben zu können. Die Befragungen haben die Annahme bestätigt, dass der Aufwand mit zunehmender Anzahl an aufschaltbaren Anlagen abnimmt, da die Programmänderung teilweise auf weitere Maschinen übertragbar ist. Für die erste Anlage werden somit 1.000 € angesetzt, für alle weiteren 250 €.

In jedem Fall muss im Betrieb eine Kommunikationsbox montiert werden, welche den Datenaustausch mit dem Network Operations Center des Flexibilitäts-Vermarkters realisiert. Dafür sind nach Angaben eines Vermarkters in Summe etwa 3.000 € an Investitionen zu entrichten /FFE-09 13/.

Der Personalaufwand für die Entwicklung einer Einsatzstrategie sowie die Mitarbeiterschulung wurde von den Unternehmen unterschiedlich hoch abgeschätzt, wie **Abbildung 7-41** zeigt. Die mittleren Investitionen für Potenzialanalyse und Einsatzstrategie werden mit etwa 6.000 € pro Betrieb angesetzt.

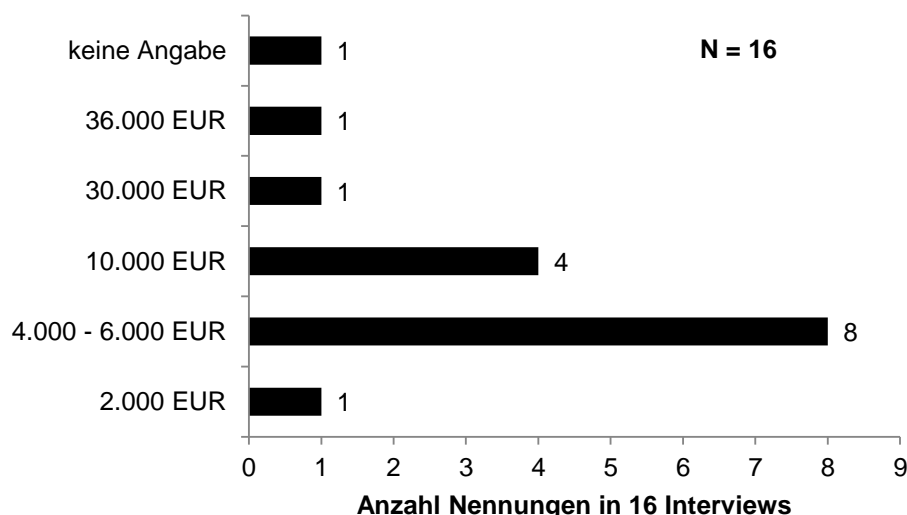


Abbildung 7-41: *Abschätzung der Investitionen für Potenzialanalyse und Lastflexibilisierungs-Einsatzstrategie /FFE-27 13/*

Die Kostenschätzungen der nicht in der Vermarktung aktiven Unternehmen werden anschließend mit den angegebenen Kosten von Betrieben verglichen, die tatsächlich an Lastflexibilisierungsprogrammen teilnehmen. Die spezifischen Investitionen letzterer

Firmen belaufen sich auf etwa 6,2 €/kW. Diese Kosten gelten für Betriebe ab einer schaltbaren Leistung von etwa 500 kW. Bei einer geringeren Höhe an Flexibilität müssen mindestens die Kosten für die Kommunikationsbox (3.000 €) veranschlagt werden.

Die auf Basis der Kostenabschätzungen und typischen flexibilisierbaren Leistungen berechneten spezifischen Kosten zeigen, dass die Unternehmen, die noch nicht vermarkten, von etwa doppelt so hohen Investitionen ausgehen wie die tatsächlich anfallenden Kosten von Unternehmen, die bereits die Investitionen getätigt haben. Allerdings muss beachtet werden, dass die interviewten Vermarkter schaltbarer Leistungen nur sehr geringen Aufwand hinsichtlich der Umprogrammierung oder Nachrüstung von Steuerungstechnik hatten, da nur geringfügige Anpassungen erforderlich waren. Diese Kosten können bei mittelständischen Betrieben deutlich höher ausfallen.

Die Aufwandsabschätzung der Unternehmen bezüglich der fixen jährlichen Personalkosten zeigt **Abbildung 7-42**. Der erhöhte Aufwand einzelner Firmen entsteht durch den höheren Personalaufwand, da davon ausgegangen wird, dass das gesamte Energieteam eingebunden werden muss. Dieses besteht in größeren Betrieben meist aus mehr Mitarbeitern als in kleineren Unternehmen.

Im Mittel werden jährliche Personalkosten von etwa 5.000 € für das erste Jahr angesetzt. Ab dem zweiten Jahr reduzieren sich diese Kosten, da die weitere Überwachung des Systems deutlich geringeren Aufwand hervorruft als zu Beginn und zudem ein Lerneffekt bei den Mitarbeitern eintritt.

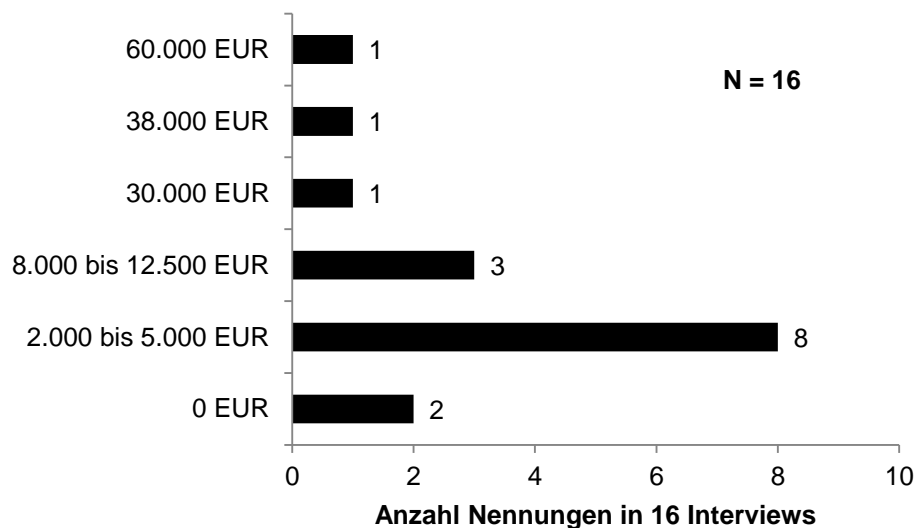


Abbildung 7-42: Quantifizierung der jährlichen Personalkosten / FFE-27 13/

Die fixen Kosten für den Datenaustausch werden vernachlässigt, da nahezu alle befragten Unternehmen angeben, dass keine zusätzlichen Kosten für den Datenaustausch entstehen. Ebenfalls sind die zusätzlichen Wartungs- und Instandhaltungskosten vernachlässigbar.

Die tatsächlich anfallenden jährlichen fixen Kosten belaufen sich auf 0,45 €/(kW*a), mindestens ist jedoch ein Aufwand von einem Manntag einzukalkulieren. Das entspricht bei einem Stundenlohn von 50 € jährlich 400 €. Vergleicht man die Schätzungen

wiederum mit den realen Kosten, wird deutlich, dass auch hier die Kosten deutlich überschätzt werden (etwa Faktor 7). Eine regelmäßige Kontrolle der Anlagen aufgrund des Anbietens von Lastflexibilisierungsmaßnahmen ist in den meisten Fällen nicht erforderlich.

Der Großteil der variablen Kosten ist für die befragten Unternehmen schwer quantifizierbar und geht somit auch nicht in die Vermarktungsstrategie ein. Beispielsweise sind dies die häufig genannten Komforteinschränkungen. Weiter wurden zusätzlicher Personalaufwand, Wirkungsgradverluste und Speicherverluste aufgezählt, welche ebenfalls nicht quantifiziert werden können. Der Großteil der nicht in der Vermarktung aktiven Betriebe rechnet mit variablen Kosten, wenn für jeden einzelnen Schaltvorgang entschieden wird, ob ein Abruf erfolgen kann. Daher werden pro Abruf 10 Minuten an Zeitaufwand für Querschnittstechnologien angesetzt. Multipliziert mit einem internen Stundensatz von 50 € ergeben sich somit etwa 8 €/Abruf.

Die tatsächlich anfallenden variablen Kosten sind vernachlässigbar, da sie sich auf 0 €/MWh belaufen. Die an Lastflexibilisierungsprogrammen teilnehmenden Unternehmen bemerken in den meisten Fällen einen Abruf nicht, auch die Abrechnung verläuft automatisiert, so dass kein zusätzlicher Aufwand im Betrieb entsteht.

Zukünftige Entwicklung der Kosten bei Querschnittstechnologien

Zukünftig ist von einem leichten Rückgang bei den Investitionen auszugehen. Zum einen ist dies bei Komponenten, wie z.B. Informations- und Kommunikationstechnik, zu erwarten. Zum anderen geht auch der Personalaufwand für die Programmierung etc. aufgrund von Lerneffekten zurück. Angesetzt wurde für IKT eine Preisdegression von 10 % in fünf Jahren. Der Personalaufwand reduziert sich in den ersten fünf Jahren um 10 %, ab 2020 nur noch um 5 %, da hier der Lerneffekt anfangs höher ist. Für geringere Leistungen unter 500 kW entstehen in jedem Fall Kosten für die Kommunikationsbox, die mit einer Preisdegression von 15 % in fünf Jahren angesetzt wird.

Die fixen Betriebskosten werden bis 2030 als konstant angesetzt, da diese bereits auf geringem Niveau liegen. Die spezifischen Investitionen bis 2030 sind in **Tabelle 7-22** dargestellt.

Tabelle 7-22: *Entwicklung der spezifischen Investitionen bis 2030*

	2015	2020	2025	2030
Investitionen unter 500 kW	3.000 €	2.550 €	2.100 €	1.650 €
spezifische Investitionen (ab 500 kW)	6,2 €/kW	5,6 €/kW	5,3 €/kW	4,9 €/kW

Tabelle 7-23 beinhaltet die für die weiteren Berechnungen verwendeten Kosten.

Tabelle 7-23: *Verwendete Kosten für Implementierung und Betrieb von Lastflexibilisierung bei stromintensiven Prozessen und Querschnittstechnologien*

Technologie	Investitionen	Fixe Betriebskosten	Variable Kosten
Stromintensive Prozesse Verschiebung	0,5 €/kW	0,05 €/kW	0 €/MWh
Stromintensive Prozesse Produktionsausfall	0,5 €/kW	0,05 €/kW	100...450 €/MWh
Querschnittstechnologien	unter 500 kW: 3.000 € ab 500 kW: 6,2 €/kW	0,45 €/kW, Mindestaufwand 400 €/a	0 €/MWh

Merit-Order

Die erhobenen Kostenanteile sowie die ermittelten Potenziale werden anschließend in einer Merit Order zusammengefasst. Nachfolgend ist in **Abbildung 7-43** die Merit Order der variablen Kosten für Querschnittstechnologien und stromintensive Prozesse für die beiden Fälle Lastverschiebung und Produktionsausfall dargestellt. Während die Lastverschiebung keine variablen Kosten aufweist, steigen die variablen Kosten im Fall des Produktionsausfalls deutlich an. Die Obergrenze der variablen Kosten stellt der Produktionsausfall bei nicht stromintensiven Betrieben dar. Deren Opportunitätskosten liegen näherungsweise zwischen 10.000 und 20.000 €/MWh und sind im Diagramm nur angedeutet.

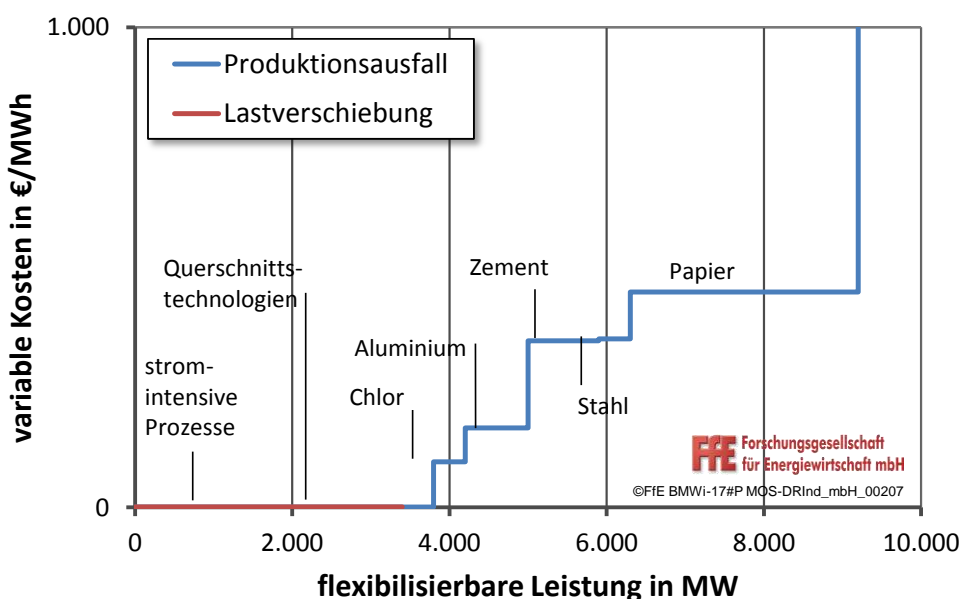


Abbildung 7-43: *Merit Order für die variablen Kosten bei Querschnittstechnologien und stromintensiven Prozessen für die Fälle Lastverschiebung und Produktionsausfall in Deutschland und Österreich*

Die Zusammenführung von Investitionen, fixen Betriebskosten und variablen Kosten in eine Merit Order erfolgt in **Abbildung 7-44** bis **Abbildung 7-47**. Variiert wird in den Diagrammen die Anzahl der jährlichen Abrufe zwischen 1, 10, 100 und 1.000 Stunden. Es ist ersichtlich, dass Investitionen und fixe Betriebskosten lediglich bei einer sehr geringen Anzahl an abgerufenen Stunden pro Jahr einen wesentlichen Einfluss auf die spezifischen Gesamtkosten im Fall der Lastverschiebung (stromintensive Prozesse und

Querschnittstechnologien) haben. Bereits bei 10 Stunden (Lastverschiebung bei stromintensiven Prozessen) bzw. 100 Stunden (Querschnittstechnologien) an jährlichem Abruf nähern sich die spezifischen Gesamtkosten an 0 €/MWh an.

Bei mehr als 1.000 Stunden Abruf pro Jahr reduziert sich das Potenzial der Lastverschiebung bei stromintensiven Prozessen, da hier eine maximale Abrufhäufigkeit von 20 bis 50 Mal pro Jahr zugrunde liegt.

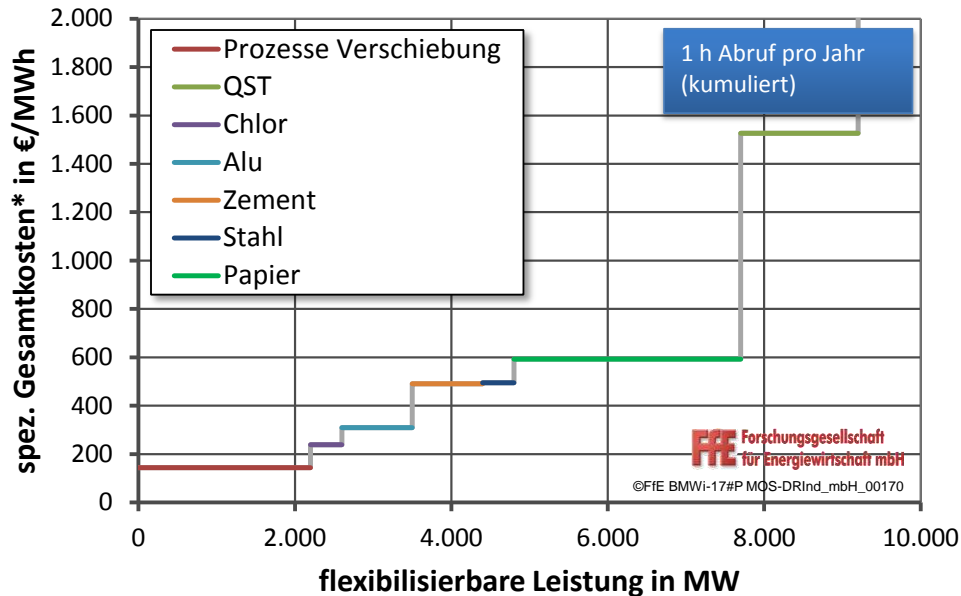


Abbildung 7-44: Merit Order (alle Kosten) bei Querschnittstechnologien und stromintensiven Prozessen für die Fälle Lastverschiebung und Produktionsausfall in Deutschland und Österreich, 1 h Abruf pro Jahr

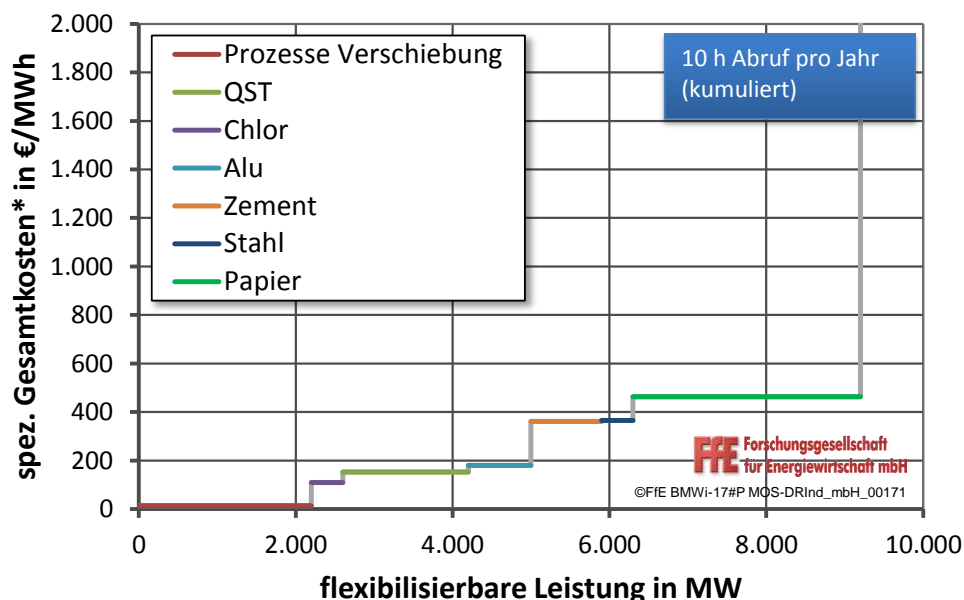


Abbildung 7-45: Merit Order (alle Kosten) bei Querschnittstechnologien und stromintensiven Prozessen für die Fälle Lastverschiebung und Produktionsausfall in Deutschland und Österreich, 10 h Abruf pro Jahr

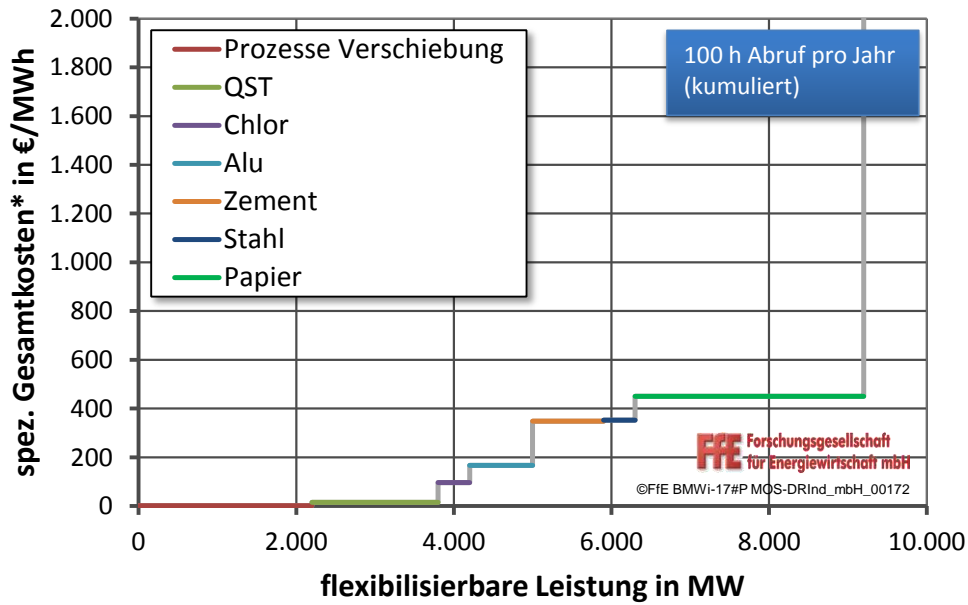


Abbildung 7-46: Merit Order (alle Kosten) bei Querschnittstechnologien und stromintensiven Prozessen für die Fälle Lastverschiebung und Produktionsausfall in Deutschland und Österreich, 100 h Abruf pro Jahr

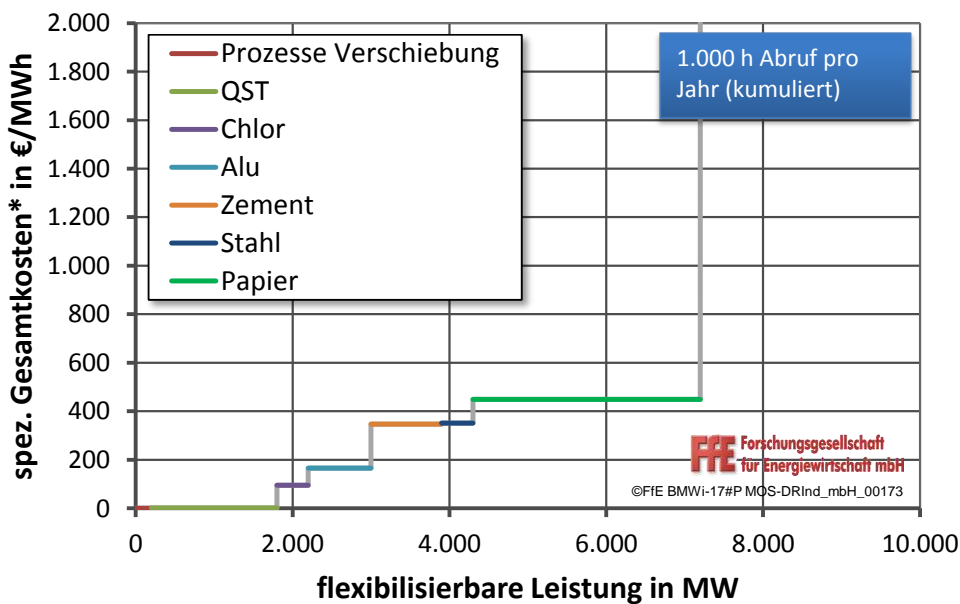


Abbildung 7-47: Merit Order (alle Kosten) bei Querschnittstechnologien und stromintensiven Prozessen für die Fälle Lastverschiebung und Produktionsausfall in Deutschland und Österreich, 1.000 h Abruf pro Jahr

7.3.7 Zusammenfassung

Die relevanten technoökonomischen Kennwerte für Lastflexibilisierung in der Industrie sind in **Tabelle 7-24** (Lastverschiebung bei stromintensiven Prozessen), **Tabelle 7-25** (Produktionsausfall bei stromintensiven Prozessen) und **Tabelle 7-26** (Querschnittstechnologien) zusammengefasst.

Tabelle 7-24: *Technoökonomische Kennwerte für Lastflexibilisierung in der Industrie mit stromintensiven Prozessen (Lastverschiebung)*

Kategorie	Kennwert	Jahr				Einheit
		2015	2020	2025	2030	
(1) Technische Kennwerte (je Speichersystem)	Nutzungsgrad	Verluste sind vernachlässigbar				
	Zeitliche Speicherverluste	vernachlässigbar				
	Lebensdauer	8				Jahre
	Aktivierungszeit	Der Leistungsgradient sowie die Mindestlast sind abhängig von der jeweiligen Anlage. Hinsichtlich der Aktivierungszeit kann der Großteil der Anlagen innerhalb von Sekunden bis einigen Minuten geschaltet werden. Generell gilt, dass die Produktionsanlagen nicht dauerhaft zur Verfügung stehen, da in allen Unternehmen der Fokus auf der Produktion liegt. In Einzelfällen würde das Hochfahren aus dem Stillstand bis zu einigen Stunden dauern; in diesen Fällen wird nur eine Reduzierung der Last angestrebt, keine Abschaltung der gesamten Anlage.				
	Leistungsgradient					
	Be- und Entladeleistung	Je Anlage: dreistelliger-kW _{el} bis dreistelliger MW _{el} -Bereich				
	Speicherkapazität	Je Anlage: dreistelliger kWh- bis dreistelliger MWh-Bereich je Abruf				
	Be-/Entladedauer bzw. Abrufdauer	max. 2...4				h/Abruf
	Speicherdauer	bis zu 24				Stunden
(2) Potenzial (für DE/AT)	Verfügbares Potenzial	2.060 / 180	1.970 / 170	2.110 / 160	2.030 / 150	MW
		Angegeben wird das positive (abschaltbare) Potenzial, da alle betrachteten stromintensiven Prozesse hohe jährliche Betriebsstunden aufweisen und kein oder nur geringes negatives Potenzial besteht. In Einzelfällen ist eine Erhöhung der benötigten Leistung möglich (z.B. Chlorherstellung, Zementproduktion).				
	Räumliche Verfügbarkeit	starke räumliche Einschränkung auf Standorte der stromintensiven Prozesse, insgesamt 106 Standorte in Deutschland und 18 Standorte in Österreich (Branchen Alu, Stahl, Chemie, Zement, Papier)				
	Zeitliche Verfügbarkeit	20...50				Abrufe/a
(3) Kosten	Investitionen	0,50	0,50	0,50	0,50	€/kW
	Fixe Betriebskosten	0,05	0,05	0,05	0,05	€/(kW*a)
	Variable Kosten	0	0	0	0	€/MWh

Tabelle 7-25: *Technoökonomische Kennwerte für Lastflexibilisierung in der Industrie mit stromintensiven Prozessen (Produktionsausfall)*

Kategorie	Kennwert	Jahr				Einheit
		2015	2020	2025	2030	
(1) Technische Kennwerte (je Speichersystem)	Nutzungsgrad	Verluste sind vernachlässigbar				
	Zeitliche Speicherverluste	vernachlässigbar				
	Lebensdauer	8				Jahre
	Aktivierungszeit	Der Leistungsgradient sowie die Mindestlast sind abhängig von der jeweiligen Anlage. Hinsichtlich der Aktivierungszeit kann der Großteil der Anlagen innerhalb von Sekunden bis einigen Minuten geschaltet werden. Im Fall des Produktionsausfalls wird die gesamte Anlage abgeschaltet; in Einzelfällen muss berücksichtigt werden, dass das Hochfahren aus dem Stillstand bis zu einigen Stunden dauert.				
	Leistungsgradient					
	Be- und Entladeleistung	Je Anlage: dreistelliger-kW _{el} bis dreistelliger MW _{el} -Bereich				
	Speicherkapazität	Wird je Anlage über die verschiebbare Leistung x Abrufdauer berechnet: max. Speicherkapazität je Anlage liegt im dreistelligen-MWh bis dreistelligen GWh-Bereich (max. 640 GWh/a für eine Anlage)				
	Be-/Entladedauer bzw. Abrufdauer	Max. Abrufdauer entspricht den jährlichen Betriebsstunden des jeweiligen Prozesses, max. 5.500 bis 7.700 h/a				
	Speicherdauer	Unendlich				
(2) Potenzial (für DE/AT)	Verfügbares Potenzial*	6.870 / 810	6.910 / 770	6.560 / 710	6.570 / 650	MW
		Angegeben wird das positive (abschaltbare) Potenzial, da alle betrachteten stromintensiven Prozesse hohe jährliche Betriebsstunden aufweisen, wodurch kein oder nur geringes negatives Potenzial besteht.				
	Räumliche Verfügbarkeit	starke räumliche Einschränkung auf Standorte der stromintensiven Prozesse, insgesamt 106 Standorte in Deutschland und 18 Standorte in Österreich (Branchen Alu, Stahl, Chemie, Zement, Papier)				
	Zeitliche Verfügbarkeit	Je nach Prozess max. 5.500 bis 7.700 h/a, entspricht den jährlichen Betriebsstunden der jeweiligen Prozesse				
(3) Kosten	Investitionen	0,50	0,50	0,50	0,50	€/kW
	Fixe Betriebskosten	0,05	0,05	0,05	0,05	€/(kW*a)
	Variable Kosten	100...450	100...450	100...450	100...450	€/MWh

* Kann nicht als zusätzliches Potenzial zur Lastverschiebung addiert werden, da entweder Lastverschiebung oder Produktionsausfall realisiert werden kann

Tabelle 7-26: *Technoökonomische Kennwerte für Lastflexibilisierung in der Industrie mit Querschnittstechnologien*

Kategorie	Kennwert	Jahr				Einheit
		2015	2020	2025	2030	
(1) Technische Kennwerte (je Speichersystem)	Nutzungsgrad	Verluste sind vernachlässigbar				
	Zeitliche Speicherverluste	vernachlässigbar				
	Lebensdauer	8				Jahre
	Aktivierungszeit	Der Leistungsgradient sowie die Mindestlast sind abhängig von der jeweiligen Anlage. Hinsichtlich der Aktivierungszeit kann der Großteil der Anlagen innerhalb von Sekunden bis einigen Minuten geschaltet werden.				
	Leistungsgradient					
	Be- und Entladeleistung	Je Anlage: einstelliger kW _{e1} bis einstelliger MW _{e1} -Bereich				
	Speicherkapazität	Je Anlage: einstelliger kWh- bis einstelliger MWh-Bereich je Abruf				
	Be-/Entladedauer bzw. Abrufdauer	üblicherweise etwa 0,5 h/Abruf, in Einzelfällen auch längere Abrufdauer von bis zu mehreren Stunden möglich, allerdings oft abhängig von der aktuellen Produktion (z.B. Kältemaschinen mit Speicher)				
	Speicherdauer	maximal 24 Stunden, üblicherweise kürzere Zeiträume von einigen Stunden, abhängig vom Bedarf der Produktion (z.B. Prozesskälte) bei Anlagen ohne Speicherwirkung (Lüftung, Beleuchtung): unendliche Speicherdauer				
(2) Potenzial (für DE/AT)	Verfügbares Potenzial					
	Positives Potenzial (werktags über 1 h abschalten)	1.180 / 390	1.100 / 370	1.140 / 390	1.180 / 400	MW
	Negatives Potenzial (Sonntag nachmittags über 1 h zuschalten)	530 / 260	540 / 250	560 / 260	580 / 260	MW
	Räumliche Verfügbarkeit	Potenzial verteilt sich auf ganz Deutschland in Abhängigkeit des Stromverbrauchs des produzierenden Gewerbes				
	Zeitliche Verfügbarkeit	Großteil der Anlagen steht täglich zur Verfügung, da durch Flexibilisierung von Nebenaggregaten kein direkter Einfluss auf Produktion stattfindet. Einige der Anlagen stehen mehrmals pro Tag für einen Abruf zur Verfügung, teilweise ist dies abhängig von der aktuellen Produktion (z.B. Kältemaschinen). mittlere Verfügbarkeit ca. 500 h/a				
(3) Kosten	Investitionen					
	< 500 kW flex. Leistung	3.000 €	2.550 €	2.100 €	1.650 €	€
	> 500 kW flex. Leistung	6,20	5,60	5,30	4,90	€/kW
	Fixe Betriebskosten	0,45	0,45	0,45	0,45	€/(kW*a)
	Variable Kosten	0	0	0	0	€/MWh

7.4 Mögliche Einsatzoptionen

Im Folgenden werden potenzielle Einsatzoptionen für die Lastflexibilisierung in der Industrie aus System- und Akteurssicht identifiziert. Die Identifikation der Einsatzoptionen wird entsprechend der vorgestellten Methodik für die technoökonomischen Kennwerte im Jahr 2030 vorgenommen.

In Bezug auf die Einsatzoptionen aus Akteurssicht gilt es zu erwähnen, dass die Möglichkeit der Vermarktung von Flexibilitäten innerhalb der Energiewirtschaft bereits heute von diversen Industriebetrieben genutzt wird. Dabei stehen vor allem Einsatzoptionen im Fokus, die im derzeitigen Energieversorgungssystem einen wirtschaftlichen Vorteil für den jeweiligen Industriekunden mit sich bringen. Sowohl die jeweils geeigneten Vermarktungsmöglichkeiten als auch die dadurch zu erzielenden Gewinne können sich zwischen den einzelnen Industriebetrieben deutlich unterscheiden. Diese Tatsache wird auch für das Jahr 2030 Bestand haben. Aus diesem Grund wurden im Rahmen des Projektes MOS 2030 derzeit genutzte Einsatzoptionen und die daraus resultierende Wirtschaftlichkeit für den Akteur Industriekunden einer genaueren Analyse unterzogen. Diese Analyse dient als Ergänzung und zur detaillierteren Einordnung der Bewertungen, die für das Jahr 2030 getroffen wurden. Die jeweiligen Auswertungen sind im Anschluss an die Identifikation möglicher Einsatzoptionen aus Akteurssicht bzw. im Anschluss an die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung aus Akteurssicht zu finden.

7.4.1 Systemsicht

Wie **Tabelle 7-27** zeigt, kommt die Flexibilisierung stromintensiver Prozesse und Querschnittstechnologien für eine Vielzahl der Einsatzoptionen aus Systemsicht in Frage.

Tabelle 7-27: *Identifikation relevanter Einsatzoptionen für die Lastflexibilisierung in der Industrie aus Systemsicht (Lastverschiebung stromintensiver Prozesse und Querschnittstechnologien)*

Einsatzoption	Eignung	Relevanz	Kommentar
Lastglättung	x	x	---
Integration überschüssiger gesetzter Einspeisung	nicht geeignet	nicht relevant	Die Abrufdauer ist auf wenige Stunden begrenzt.
Ausgleich des erkannten Prognosefehlers	x	x	---
Redispatch	x	x	---
Vermeiden von Einspeisemanagement	x	x	---
Bereitstellung von Primärregelleistung (PRL)	x	nicht relevant	Die Aktivierungszeit von <30 s kann nur von sehr wenigen Industriebetrieben erfüllt werden.
Bereitstellung von Sekundärregelleistung (SRL)	x	x	---
Bereitstellung von Minutenreserve (MRL)	x	x	---
Bereitstellung gesicherter Leistung	nicht geeignet	nicht relevant	Die Leistungsbereitstellung kann nicht gesichert über mehrere Stunden erfolgen.

Zeitliche Einschränkungen in der Leistungsreduktion bzw. -bereitstellung führen jedoch zu einem Ausschluss für die Integration überschüssiger gesetzter Einspeisung sowie die Bereitstellung gesicherter Leistung. Für die PRL ist die Flexibilisierung in der Industrie prinzipiell geeignet, jedoch können nur sehr wenige Betriebe die Aktivierungszeit erfüllen.

Im Falle eines Produktionsausfalls (vgl. **Tabelle 7-28**) wird zudem die Bereitstellung von SRL und MRL ausgeschlossen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der Produktionsausfall aus betrieblicher Sicht einer ausreichenden Vorlaufzeit bedarf.

Tabelle 7-28: *Identifikation relevanter Einsatzoptionen für die Lastflexibilisierung in der Industrie aus Systemsicht (Produktionsausfall)*

Einsatzoption	Eignung	Relevanz	Kommentar
Lastglättung	x	x	---
Integration überschüssiger gesetzter Einspeisung	nicht geeignet	nicht relevant	Eine Verschiebung des Produktionsprozesses kann nur über wenige Stunden erfolgen.
Ausgleich des erkannten Prognosefehlers	x	x	---
Redispatch	x	x	---
Vermeiden von Einspeisemanagement	x	x	---
Bereitstellung von Primärregelleistung (PRL)	nicht geeignet	nicht relevant	Anforderungen an die Aktivierungszeit mit der innerbetrieblichen Planung eines Produktionsausfalls nur sehr eingeschränkt vereinbar.
Bereitstellung von Sekundärregelleistung (SRL)	nicht geeignet	nicht relevant	Anforderungen an die Aktivierungszeit mit der innerbetrieblichen Planung eines Produktionsausfalls nur sehr eingeschränkt vereinbar.
Bereitstellung von Minutenreserve (MRL)	nicht geeignet	nicht relevant	Anforderungen an die Aktivierungszeit mit der innerbetrieblichen Planung eines Produktionsausfalls nur sehr eingeschränkt vereinbar.
Bereitstellung gesicherter Leistung	nicht geeignet	nicht relevant	Die Leistungsbereitstellung kann nicht gesichert über mehrere Stunden erfolgen.

7.4.2 Akteurssicht

Wie einleitend erwähnt, werden aus Akteurssicht zuerst potenzielle zukünftige Einsatzoptionen identifiziert, bevor auf die derzeitigen Vermarktungsmöglichkeiten für die Lastflexibilisierung in der Industrie näher eingegangen wird.

Potenzielle zukünftige Einsatzoptionen

Eine Bewertung, für welche Einsatzoption die Lastflexibilisierung in der Industrie im Jahr 2030 eine relevante Speichertechnologie darstellen könnte, wird nachfolgend durchgeführt. In **Tabelle 7-29** ist die Identifikation der Einsatzoptionen für die Flexibilisierung stromintensiver Prozesse und die Flexibilisierung von Querschnittstechnologien zusammengefasst. In **Tabelle 7-30** werden die Einsatzoptionen für den Produktionsausfall in der stromintensiven Industrie dargelegt.

Tabelle 7-29: *Identifikation relevanter Einsatzoptionen für die Lastflexibilisierung in der Industrie aus Akteurssicht (Lastverschiebung stromintensiver Prozesse und Querschnittstechnologien)*

Einsatzoption	Betrachtung	Eignung	Relevanz	Kommentar
Einhaltung von Lieferverpflichtungen	x	nicht geeignet	nicht relevant	Anforderungen an die Aktivierungszeit im Sekundenbereich können nicht erfüllt werden.
Optimierung der EEG-Vermarktung	nicht betrachtet	nicht geeignet	nicht relevant	Optimierung der EEG-Vermarktung industrieller BHKW-Anlagen benötigen keinen zusätzlichen Speicher; auch wenn Speicher benötigt würden, könnte Anforderung an reine Zwischenspeicherung nicht erfüllt werden.
Bereitstellung von Primärregelleistung (PRL)	x	x	nicht relevant	Die Aktivierungszeit von <30 s kann nur von sehr wenigen Industriebetrieben erfüllt werden.
Bereitstellung von Sekundärregelleistung (SRL)	x	x	x	---
Bereitstellung von Minutenreserve (MRL)	x	x	x	---
Teilnahme am Day-Ahead-Handel	x	x	x	Industriebetrieb verschiebt seine Produktion sofern er durch Vermarktung der Kapazitäten am Strommarkt höhere Erlöse erzielt.
Teilnahme am Intraday-Handel	x	x	x	Industriebetrieb verschiebt seine Produktion sofern er durch Vermarktung der Kapazitäten am Strommarkt höhere Erlöse erzielt.
Erhöhung des Eigenverbrauchs	nicht betrachtet	nicht geeignet	nicht relevant	Einsatzoption richtet sich primär an Haushaltskunden.
(Spitzen-) Lastmanagement	x	x	x	Haupteinsatzoption für die Flexibilisierung in der Industrie.
Notstromversorgung	x	nicht geeignet	nicht relevant	Anforderungen an die Vorhaltdauer können nicht erfüllt werden.

Tabelle 7-29 lässt sich entnehmen, dass die Flexibilisierung stromintensiver Prozesse und die Flexibilisierung von Querschnittstechnologien für die Bereitstellung von Sekundärregelleistung, die Bereitstellung von Minutenreserve, die Teilnahme am kurzfristigen Stromhandel sowie für das Spitzenlastmanagement eingesetzt werden können. Für die Einhaltung von Lieferverpflichtungen und die Bereitstellung von Primärregelleistung stellt die Aktivierungszeit eine Hürde dar, bei der Notstromversorgung können neben den Anforderungen an die Aktivierungszeit auch die

Anforderungen an die Vorhaltdauer nicht erfüllt werden. In die Betrachtung der Einsatzoption Optimierung der EEG-Vermarktung wurde die Lastflexibilisierung in der Industrie nicht mit einbezogen. Die Technologie würde jedoch auch bei einem Einbezug als nicht relevant klassifiziert werden, da sie die Anforderung an eine reine Zwischenspeicherung nicht erfüllen kann. In die Betrachtung der Einsatzoption Erhöhung des Eigenverbrauchs wurde die Lastflexibilisierung in der Industrie ebenfalls nicht als Technologie mit einbezogen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass sich die Einsatzoption primär an Haushaltskunden richtet. Bei Industriekunden ist im Allgemeinen der Bedarf nach einer Erhöhung des Eigenverbrauchs nur sehr eingeschränkt vorhanden.

Tabelle 7-30: Identifikation relevanter Einsatzoptionen für die Lastflexibilisierung in der Industrie aus Akteurssicht (Produktionsausfall)

Einsatzoption	Betrachtung	Eignung	Relevanz	Kommentar
Einhaltung von Lieferverpflichtungen	x	nicht geeignet	nicht relevant	Anforderungen an die Aktivierungszeit im Sekundenbereich können nicht erfüllt werden.
Optimierung der EEG-Vermarktung	nicht betrachtet	nicht geeignet	nicht relevant	Optimierung der EEG-Vermarktung industrieller BHKW-Anlagen benötigen keinen zusätzlichen Speicher; auch wenn Speicher benötigt würden, könnte Anforderung an reine Zwischenspeicherung nicht erfüllt werden.
Bereitstellung von Primärregelleistung (PRL)	x	nicht geeignet	nicht relevant	Anforderungen an die Aktivierungszeit mit innerbetrieblicher Planung eines Produktionsausfalls nur sehr eingeschränkt vereinbar.
Bereitstellung von Sekundärregelleistung (SRL)	x	nicht geeignet	nicht relevant	Anforderungen an die Aktivierungszeit mit innerbetrieblicher Planung eines Produktionsausfalls nur sehr eingeschränkt vereinbar.
Bereitstellung von Minutenreserve (MRL)	x	nicht geeignet	nicht relevant	Anforderungen an die Aktivierungszeit mit innerbetrieblicher Planung eines Produktionsausfalls nur sehr eingeschränkt vereinbar.
Teilnahme am Day-Ahead-Handel	x	x	x	Industriebetrieb unterbricht seine Produktion sofern er durch Vermarktung der Kapazitäten am Strommarkt höhere Erlöse erzielt.
Teilnahme am Intraday-Handel	x	nicht geeignet	nicht relevant	Anforderungen an die Aktivierungszeit mit innerbetrieblicher Planung eines Produktionsausfalls nur sehr eingeschränkt vereinbar.
Erhöhung des Eigenverbrauchs	nicht betrachtet	nicht geeignet	nicht relevant	Einsatzoption richtet sich primär an Haushaltskunden.
(Spitzen-) Lastmanagement	x	x	x	---
Notstromversorgung	x	nicht geeignet	nicht relevant	Anforderung an die Vorhaltdauer können nicht erfüllt werden.

Für die Lastflexibilisierung in der Industrie mit Produktionsausfall werden zusätzlich die Einsatzoptionen Bereitstellung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve und die Teilnahme am Intraday-Handel ausgeschlossen (vgl. Tabelle 7-30). Der Ausschluss ist jeweils auf die Aktivierungszeit zurückzuführen. Industriebetriebe sind zum Teil in der Lage ihre Produktion innerhalb kurzer Zeit herunterzufahren. Dem kontrollierten Herunterfahren geht jedoch ein Planungsprozess voraus, der sich mit den Anforderungen an die Aktivierungszeit nur sehr bedingt vereinbaren lässt.

Derzeitig genutzte Vermarktungsmöglichkeiten

Lastmanagement in der Industrie kann in verschiedenen Formen eingesetzt werden. Grundsätzlich wird unterschieden zwischen betrieblicher und übergeordneter Lastflexibilisierung, wobei ausschlaggebend ist, ob das Signal für eine Laständerung von einer externen Stelle oder von intern kommt. Setzt man als Systemgrenze den Produktionsstandort, können flexibilisierbare Lasten für das betriebliche Spitzenlastmanagementsystem genutzt werden.

Für flexibilisierbare Leistungen im übergeordneten Sinne bestehen derzeit in Deutschland folgende Vermarktungsmöglichkeiten:

- Erbringung von Regelleistung (Sekundärregelleistung und Minutenreserve)
- Vermarktung am Stromgroßhandelsmarkt
 - Day-Ahead-Markt
 - Intraday Handel (seit November 2011 können neben Stunden-Kontrakten auch 15-Minuten-Kontrakte gehandelt werden)
- Teilnahme an der Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV)
- Reduzierung des Engpassmanagements (Lastflexibilisierung als Alternative zu Redispatch oder Einspeisemanagement)
- Anbieten von Ausgleichsenergie im Rahmen des Bilanzkreismanagements

Ein Teil der stromintensiven Prozesse wird bereits als Regelleistung (Minutenreserve oder Sekundärregelleistung) vermarktet, hier sind beispielsweise Holzschleifer in der Papierindustrie zu nennen. Auch eine optimierte Beschaffung von Strom am Spotmarkt wird aktuell (überwiegend von Unternehmen mit eigenem Bilanzkreis) schon durchgeführt. Der überwiegende Anteil dieser Anlagen wird heute allerdings für das betriebliche Lastmanagement genutzt /FFE-09 13/.

Im Gegensatz dazu werden Querschnittstechnologien derzeit nur in Pilotprojekten für die Vermarktung von Regelleistung eingesetzt. Fast alle Anlagen sind im für Minutenreserve aktiv, aktuell wird vereinzelt auch Sekundärregelleistung angeboten. Üblicherweise kommen die flexibilisierbaren Maschinen derzeit im Rahmen des betrieblichen Spitzenlastmanagements zum Einsatz.

Da sich die Einsatzgebiete über technische (und organisatorische) Restriktionen, wie beispielsweise Abrufdauer, -häufigkeit oder verfügbare flexibilisierbare Leistung definieren, besteht die Möglichkeit, dass sich diese Technologien in absehbarer Zeit in weiteren Märkten etablieren. Es wird daher bewertet, ob die betrachteten Systemkomponenten die genannten Kriterien für die unterschiedlichen Vermarktungsmöglichkeiten erfüllen.

Betriebliches Lastmanagement

Die einfachste Möglichkeit, flexibilisierbare Leistungen zu nutzen, ist das betriebliche Lastmanagement. Dabei ist das Ziel, die Kosten für den Strombezug zu senken.

Eine Lastspitze kann beispielsweise vermieden werden, wenn der Anfahrvorgang von Maschinen mit hoher Leistungsaufnahme um einen definierten Zeitraum von wenigen Minuten bis zu wenigen Stunden, je nach aktueller Last, verschoben werden kann (siehe Lastverschiebung in **Abbildung 7-48**). Die Abschaltung oder Reduzierung von

Maschinen ohne Nachholbedarf (positive Leistung) ist eine zweite Variante zur Reduktion der Spitzenlasten (vgl. Lastabsenkung in Abbildung 7-48). Die Kostenreduktion ergibt sich durch das Nichtüberschreiten der vertraglich festgelegten Maximallast. Übersteigt der Lastabruf des Betriebs diesen Maximalwert, kann für die über dem Grenzwert liegende bezogene Last ein höherer Leistungspreis anfallen. Um dies zu vermeiden, besteht die Möglichkeit, diverse Lasten zu verschieben bzw. Anlagen abzuschalten oder zu reduzieren.

Die im betrieblichen Spitzenlastmanagement üblicherweise eingesetzten Anlagen (z.B. Lüftungsanlagen, Kompressionskältemaschinen, Produktionsmaschinen mit hoher elektrischer Leistungsaufnahme) können meist problemlos über kürzere Zeiträume verschoben, abgeschaltet oder reduziert werden.

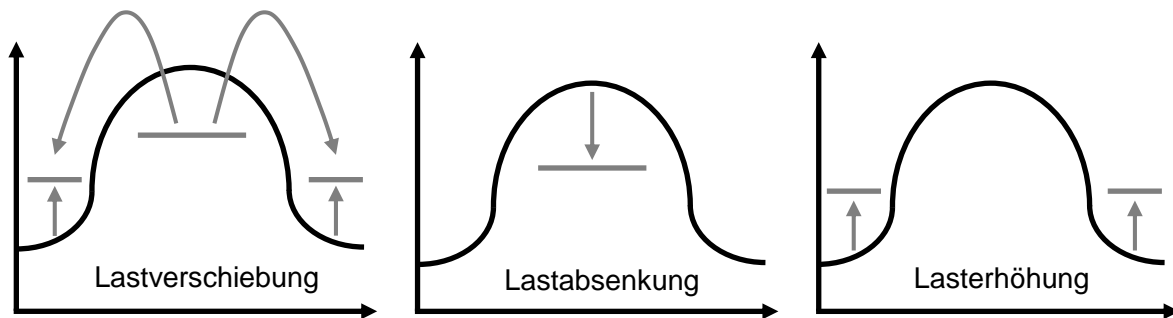


Abbildung 7-48: *Beeinflussungsmöglichkeiten des Verbraucherlastgangs*

Zudem kann im Rahmen der Sonderformen der Netznutzung nach StromNEV §19 Abs. 2 eine individuelle Netzentgeltvereinbarung abgeschlossen werden (Details hierzu siehe Kapitel 7.2). Vor allem in Bezug auf stromintensive Produktionsprozesse mit einer hohen Anzahl an jährlichen Benutzungsstunden ist dies bereits üblich.

Eine weitere Form des betrieblichen Lastmanagements ergibt sich bei zeitlich variablen Strompreisen, z.B. bei der einfachsten Form eines Hoch- und Niedertarifs. Hier ist es sogar denkbar, dass Verbraucher in Zeiten mit geringen Preisen zusätzlich zugeschaltet werden (vgl. Lasterhöhung in Abbildung 7-48). Als Beispiel kann hier das Aufheizen eines Wärmespeichers genannt werden. Bei sehr geringem Strompreis kann es unter Umständen günstiger sein, den Speicher, der normalerweise mittels Brennstoff erwärmt wird, elektrisch zu beheizen.

Regelenergiemarkt

Eine Möglichkeit, schaltbare Lasten zu vermarkten, bietet die Teilnahme am Regelenergiemarkt. Bisher sind nach Angaben von TenneT und TransnetBW in Süddeutschland etwa 76 MW an industriellen Lasten für den Regelenergiemarkt präqualifiziert (Stand April 2013) /FFE-09 13/.

Die Mindestangebotsgröße von 5 MW bei Sekundärregelleistung und Minutenreserve kann durch Pooling von industriellen Anlagen erreicht werden. Bei prozesstechnischen Anlagen ist unter Umständen keine Poolbildung erforderlich, da eine einzelne Maschine diese Leistung bereitstellen kann. Die Aktivierungsgeschwindigkeit von 15 Minuten bei der Minutenreserve stellt für den Großteil der Querschnittstechnologien kein Hemmnis dar. Für das Anbieten von Sekundärregelleistung muss die Last innerhalb von 5 Minuten zu- oder abschaltbar bzw. reduzierbar oder steigerbar sein. Einige

Prozesstechnologien stoßen hier an ihre Grenzen, die Last von Querschnittstechnologien hingegen kann oft innerhalb weniger Minuten verändert werden. Eine Erhöhung der Last oder Zuschaltung eines Gerätes ist nur dann nicht möglich, wenn dadurch lediglich ein Mehrverbrauch ohne Speicherwirkung generiert wird.

Die Intervalldauer beträgt für Sekundärregelleistung jeweils 12 Stunden, für Minutenreserve 4 Stunden. Dieses Kriterium kann für Querschnittstechnologien nur durch Pooling erfüllt werden, da der überwiegende Anteil an Anlagen nur über geringere Zeiträume flexibilisierbar ist.

Ein weiteres relevantes Kriterium ist die Abrufhäufigkeit. Vergleicht man die Abrufhäufigkeit für Sekundärregelleistung und Minutenreserve, so ist erkennbar, dass Sekundärregelleistung deutlich häufiger benötigt wird als Minutenreserve. Während bei Prozesstechnologien tendenziell nur selten Abrufe erfolgen sollten (Lastverschiebung), können Querschnittstechnologien häufiger für einen Abruf zur Verfügung stehen, da diese keinen oder einen nur marginalen Einfluss auf die Produktion haben. Es ist daher zu erwarten, dass sich das Angebot von flexibilisierbaren Lasten bei Querschnittstechnologien am Regelenergiemarkt erhöhen wird.

Beitrag zur Netzentlastung – Engpassmanagement (Redispatch / Einspeisemanagement)

Ein Beitrag zur Netzentlastung bzw. zum Engpassmanagement kann ebenfalls mittels Lastmanagement geleistet werden. Liegt in einer Netzregion ein kritischer Zustand vor, können Redispatch oder Einspeisemanagement Abhilfe schaffen. Als Alternative zu diesen Maßnahmen können auch flexibilisierbare industrielle Anlagen eingesetzt werden. Befinden sich beispielsweise prozesstechnische Anlagen oder Querschnittstechnologien mit ausreichend hohen flexibilisierbaren Leistungen in unmittelbarer Nähe des Engpasses, könnten diese den Bedarf an Redispatch oder Einspeisemanagement aktiv verringern.

Es bedarf allerdings detaillierter Auswertungen bezüglich des Engpassmanagements (siehe Berichtsteil 1, Abschnitt 3.2), ob stromintensive Prozesse oder Querschnittstechnologien dafür geeignet sind. Auf dieser Basis kann anschließend eine genauere Beurteilung der Industrieprozesse bezüglich des Engpassmanagements erfolgen.

Bilanzkreisausgleich

Flexibilisierbare Lasten können außerdem für den Bilanzkreisausgleich genutzt werden. Die Anforderungen an die Flexibilitäten sind hier geringer als bei der Teilnahme am Regelleistungsmarkt, da keine Präqualifikation, keine Echtzeit-Messung oder aufwendige Kommunikationstechnologie erforderlich ist /DENA-07 10/. Allerdings werden Lastflexibilisierungsmaßnahmen nur dann einen Beitrag zum Bilanzkreisausgleich leisten können, wenn deren Kosten geringer als die Kosten für Ausgleichsenergie sind.

Teilnahme am Spotmarkt

Während das betriebliche Spitzenlastmanagement eine Reaktion auf betriebsinterne Signale (z.B. aktuelle Last) darstellt, kann auch eine Flexibilisierung aufgrund äußerer Signale erfolgen, indem industrielle Lasten in Abhängigkeit der Preise am Spotmarkt (Day-Ahead- und Intraday-Markt) betrieben werden. Beispielsweise können

Produktionsprozesse mit hohen Lasten teilweise in Zeiten mit günstigeren Preisen verschoben werden. Vor allem sind hier die Zement- und Papierherstellung zu nennen. Auch Querschnittstechnologien (z.B. Kältemaschinen mit nachgeschalteten Speichern) werden bereits teilweise in Abhängigkeit der Spotmarktpreise betrieben.

Ein Einsatz am Day-Ahead-Spotmarkt führt tendenziell zur Verschiebung von Lasten in Schwachlastzeiten. Zwischen Residuallast¹⁶ und Day-Ahead-Spotmarkt besteht wiederum ein funktionaler Zusammenhang, so dass davon ausgegangen werden kann, dass durch die Teilnahme am Spotmarkt ein Beitrag zur Glättung der Residuallast geleistet werden kann.

Da die Anforderungen an die Teilnahme am Spotmarkt im Vergleich zu anderen Vermarktungsmöglichkeiten gering sind, können sich sowohl Prozesse als auch Querschnittstechnologien an diesem Markt etablieren. Querschnittstechnologien sind sowohl für den Day-Ahead- als auch für den Intraday-Markt geeignet.

Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV)

Die Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) wurde im Dezember 2012 verabschiedet. Sie dient ebenfalls zur Reduzierung bzw. Vermeidung von Netzengpässen bzw. zur Netzfrequenzstabilisierung. Die erste Ausschreibung erfolgte im Juli 2013, wobei die Mindestangebotsleistung an einem Netzknoten im Hoch- oder Höchstspannungsnetz 50 MW betragen muss. Diese Einschränkung führt dazu, dass nur Verbraucher mit sehr hohen Leistungen überhaupt teilnahmeberechtigt sind, für den überwiegenden Anteil an Unternehmen kommt diese Art der Vermarktung nicht in Frage. Insgesamt werden 1.500 MW an schnell abschaltbaren Lasten sowie 1.500 MW an sofort abschaltbaren Lasten ausgeschrieben /BUN-02 12/. Bisher werden diese Leistungen bei weitem noch nicht angeboten, wie **Abbildung 7-49** zeigt.

Da der überwiegende Anteil der Unternehmen diese Voraussetzungen nicht erfüllt, wird diese Vermarktungsmöglichkeit auch in Zukunft für den Großteil der Betriebe keine Option darstellen, sofern die Rahmenbedingungen nicht geändert werden.

¹⁶ Als Residuallast wird der Anteil der Stromnachfrage bezeichnet, welcher nicht durch Erneuerbare Energien und wärmegeführte KWK-Anlagen gedeckt werden kann.

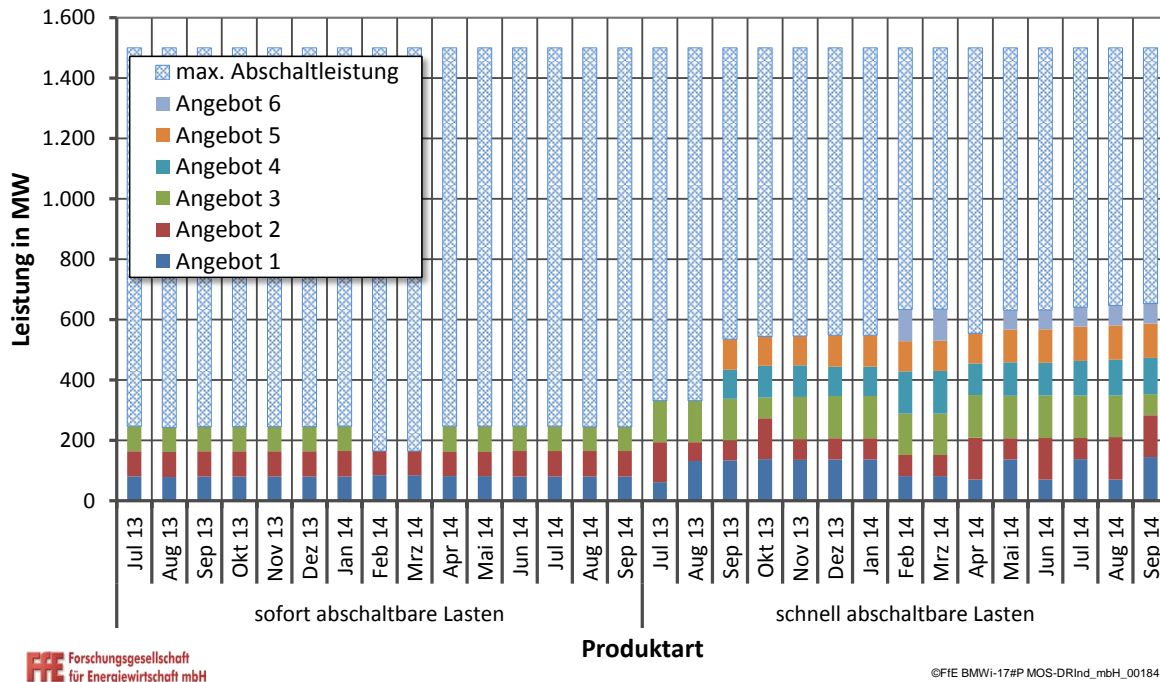


Abbildung 7-49: Angebotene sofort und schnell abschaltbare Leistungen nach AbLaV für Juli 2013 bis Mai 2014 /eigene Darstellung nach /ÜNB-02 14/

Die maximale Angebotsleistung liegt für beide Bereiche bei 1.500 MW, angeboten wurden für den Mai 2014 ca. 247 MW sofort abschaltbare Lasten sowie 631 MW schnell abschaltbare Lasten. Es ist davon auszugehen, dass sich die Angebotsleistungen noch etwas erhöhen werden. Im Februar 2014 wurden jeweils für eine Stunde 80 MW und 85 MW sofort abschaltbare Lasten aktiviert, für eine Stunde erfolgte zudem ein Abruf von 82 MW an schnell abschaltbaren Lasten. Im April 2014 gab es einen weiteren Abruf über eine Stunde, bei welchem drei sofort abschaltbare Lasten mit Leistungen von 80, 82 und 85 MW betroffen waren.

Tabelle 7-31 fasst die beschriebenen Einsatzmöglichkeiten für Lastmanagement in der Industrie für den heutigen und den zukünftigen Einsatz zusammen. Heute werden bereits stromintensive Prozesse wie auch Querschnittstechnologien für das betriebsinterne Spitzenlastmanagement eingesetzt, überwiegend Produktionsanlagen auch für die atypische Netznutzung. Ein Teil der genannten stromintensiven Prozesse wird bereits aktiv für das überbetriebliche Lastmanagement in Form von Regelleistungsbereitstellung (Minutenreserve, Sekundärregelleistung) oder zur Vermarktung am Spotmarkt (Day Ahead) genutzt. Vereinzelt werden Querschnittstechnologien über einen Pool am Regelleistungsmarkt angeboten.

Die Abrufdauer variiert je nach Prozess und kann bis zu einige Stunden betragen. Während die Abrufhäufigkeit für Minutenreserve sehr gering ist, liegt diese für Sekundärregelleistung deutlich höher. Dies kann ein möglicher Einflussfaktor bei der Wahl des Marktes sein, da bei stromintensiven Prozessen tendenziell eine möglichst geringe Anzahl an Abrufen an positiver Leistung erfolgen sollte. Im Fall einer häufigeren Reduzierung oder Abschaltung dieser Lasten würde die jährlich produzierte Menge sinken, dadurch müssten die Opportunitätskosten für Lastflexibilisierung eingerechnet werden.

Die Teilnahme am Intraday Markt erfordert teilweise relativ kurze Reaktionszeiten, die ggf. nicht alle Produktionsanlagen erfüllen können.

Tabelle 7-31: *Vermarktungsmöglichkeiten von Lastmanagement in der Industrie – heute und zukünftig*

	Vermarktungsmöglichkeit	Stromintensive Prozesse	Querschnittstechnologien
Einsatz heute	betriebliches Spitzenlastmanagement	x	x
	Regelleistungsmarkt (Minutenreserve)	x	vereinzelt
	Regelleistungsmarkt (Sekundärregelleistung)	x	
	Redispatch / Engpassmanagement		
	Bilanzkreisausgleich		
	Spotmarkt (Day Ahead)	x	
	Spotmarkt (Intraday)		
	Verordnung zu abschaltbaren Lasten	x	
Einsatz zukünftig	betriebliches Spitzenlastmanagement	x	x
	Regelleistungsmarkt (Minutenreserve)	x	x
	Regelleistungsmarkt (Sekundärregelleistung)	x	x
	Redispatch / Engpassmanagement	noch zu bestimmen	noch zu bestimmen
	Bilanzkreisausgleich	noch zu bestimmen	noch zu bestimmen
	Spotmarkt (Day Ahead)	x	x
	Spotmarkt (Intraday)	x	x
	Verordnung zu abschaltbaren Lasten	x	

Zukünftig könnte die Möglichkeit bestehen, stromintensive Anlagen wie auch Querschnittstechnologien für den Bilanzkreisausgleich oder Engpassmanagementmaßnahmen zu nutzen. Allerdings muss im Detail untersucht werden, welche Anlagen mit welchen Lasten regional zur Verfügung stehen, um einen Bilanzkreis auszugleichen oder Engpässe zu entschärfen bzw. zu vermeiden.

Bisher werden nur vereinzelt Anlagen der Querschnittstechnologien für überbetriebliches Lastmanagement eingesetzt. Befragungen haben allerdings ergeben, dass technische Restriktionen, wie Mindestleistung, Abrufdauer oder -häufigkeit nicht allein die Hemmnisse für eine verstärkte Teilnahme am Regelenergiemarkt oder Spotmarkt darstellen. Beispielsweise wird von vielen Unternehmen die Schaltung durch einen Externen noch kritisch gesehen. Aufgrund einer zunehmenden Anzahl an Berichten von Firmen mit positiven Erfahrungen zur Schaltung durch eine übergeordnete Stelle ist davon auszugehen, dass auch dieses Hemmnis zukünftig deutlich reduziert wird. Darüber hinaus kann durch Pooling von Anlagen die am Regelenergiemarkt angebotene Leistung mittels Querschnittstechnologien deutlich erhöht werden. Die bisherige Beschränkung auf Minutenreserve wird vermutlich entfallen, da durch das Pooling von Anlagen ein längerer Abrufzeitraum gewährleistet werden kann. Eine Vermarktung von Sekundärregelleistung wird derzeit in Pilotprojekten getestet und sollte zukünftig ebenso wie die Teilnahme am Day-Ahead oder Intraday Markt möglich sein.

Der Beitrag zum Engpassmanagement ist derzeit nach erster Schätzung aus folgenden Gründen eher gering:

- Die aktuell regional verfügbare flexibilisierbare Last der Querschnittstechnologien ist noch zu gering, um einen Beitrag zu leisten.
- Erste Auswertungen zeigen, dass der lokale Engpass meist über einen längeren Zeitraum vorliegt. Dadurch reduzieren sich die verfügbaren Lasten von Querschnittstechnologien deutlich.

Die Teilnahme an der Ausschreibung nach AbLaV wird auch zukünftig nur für wenige stromintensive Prozesse in Frage kommen (z.B. Aluminiumschmelze, Stahlschmelze).

7.5 Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen

Im Folgenden wird eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für die vorab identifizierten Einsatzoptionen aus System- und Akteurssicht durchgeführt. Die Betrachtung erfolgt dabei für die drei Optionen: Flexibilisierung stromintensiver Prozesse, Flexibilisierung von Querschnittstechnologien und Produktionsausfall der stromintensiven Industrie. Aufgrund der verschiedenen Prozesscharakteristika (schaltbare Last, Opportunitätskosten, Einsatzdauer etc.) wird für die System- und Akteurssicht zunächst eine Bewertung der Wirtschaftlichkeit ohne das Ausweisen eines konkreten Rentabilitätsindex durchgeführt. Anschließend wird für die derzeit genutzten Vermarktungsmöglichkeiten eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Im Rahmen der Sensitivitätsanalyse wird die Wirtschaftlichkeit aus Akteurssicht in Abhängigkeit der schaltbaren Leistung sowie der Opportunitätskosten untersucht.

7.5.1 Systemsicht

Rentabilitätsbewertung

Tabelle 7-32 zeigt, dass die Flexibilisierung von stromintensiven Prozessen ohne Produktionsausfall sowie die Flexibilisierung von Querschnittstechnologien in Abhängigkeit der schaltbaren Last sowie der Einsatzstunden zu einem Kostenreduktionspotenzial führen kann. Dieser kann für die Lastglättung bei bestimmten Anlagenkonfigurationen sogar im zweitstelligen Bereich liegen. Im Falle eines Produktionsausfalls ist unter Annahme der mittleren Erlöspotenziale am Regelleistungsmarkt kein Kostenreduktionspotenzial gegeben, da der Produktionsausfall mit Opportunitätskosten verbunden ist.

Tabelle 7-32: *Rentabilitätsbewertung für die Lastflexibilisierung in der Industrie aus Systemsicht*

Einsatzoption	Rentabilitätsbewertung*		
	Flexibilisierung stromintensive Prozesse	Flexibilisierung Querschnittstechnologien	Produktionsausfall stromintensive Industrie
Lastglättung und Ausgleich des erkannten Prognosefehlers			
Redispatch: Erhöhung der Wirkleistung			
Redispatch: Vermeiden der Reduktion der Wirkleistung			
Vermeiden von Einspeisemanagement			
Bereitstellung von negativer Sekundärregelleistung (nSRL)			
Bereitstellung von positiver Sekundärregelleistung (pSRL)			
Bereitstellung von negativer Minutenreserve (nMRL)			
Bereitstellung von positiver Minutenreserve (pMRL)			

* Da der Rentabilitätsindex zwischen einzelnen Industriebetrieben sehr stark variiert, wird an dieser Stelle nur eine Tendenz aufgezeigt, aber kein konkreter Index ausgewiesen.

Anwendungsportfolio

Für die Flexibilisierung industrieller Anlagen ist die Lastglättung die Haupteinsatzoption. Zudem ist ein bedingter Einsatz für den Redispatch, das Vermeiden

von Maßnahmen des EinsMan sowie die Bereitstellung von Sekundärregelleistung möglich. Es erfolgt daher eine weitere Aufwertung der RI um 0,125 Punkte. Im Falle eines Produktionsausfalls entfällt aufgrund des Planungshorizonts die Bereitstellung von Regelleistung, so dass die Aufwertung nur 0,075 Punkte beträgt.

7.5.2 Akteurssicht

Bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung aus Sicht des Akteurs erfolgt zunächst eine erste Einordnung der Wirtschaftlichkeit ohne das Ausweisen eines Rentabilitätsindex. Dies ist darauf zurückzuführen, dass es bei der Berechnung der Indizes zu starken Schwankungen zwischen einzelnen Industriebetrieben kommen kann. Diese Schwankungen sind vor allem auf die schaltbaren Leistungen und die Abrufhäufigkeit zurückzuführen. Aus diesem Grund schließt sich der Rentabilitätsbewertung eine Sensitivitätsanalyse an, im Rahmen derer die derzeit genutzten Vermarktungsmöglichkeiten auf ihre Wirtschaftlichkeit untersucht werden.

Rentabilitätsbewertung für potenzielle zukünftige Einsatzoptionen

Eine Rentabilitätsbewertung für die Lastflexibilisierung in der Industrie in Abhängigkeit der Einsatzoption ist in **Tabelle 7-33** gegeben. Die Bewertung basiert auf einem Ampelsystem, wobei grün zeigt, dass ein Gewinnpotenzial vorhanden ist und rot bedeutet es liegt kein Gewinnpotenzial vor.

Tabelle 7-33: *Rentabilitätsbewertung für die Lastflexibilisierung in der Industrie aus Akteurssicht*

Einsatzoption	Rentabilitätsbewertung*		
	Flexibilisierung stromintensive Prozesse	Flexibilisierung Querschnittstechnologien	Produktionsausfall stromintensive Industrie
Bereitstellung von negativer Sekundärregelleistung (nSRL)	Grün	Grün	Rot
Bereitstellung von positiver Sekundärregelleistung (pSRL)	Grün	Grün	Rot
Bereitstellung von negativer Minutenreserve (nMRL)	Grün	Grün	Rot
Bereitstellung von positiver Minutenreserve (pMRL)	Grün	Gelb	Rot
Teilnahme am kurzfristigen Stromhandel**	Grün	Grün	Rot
(Spitzen-)lastmanagement	Grün	Grün	Rot

* Da der Rentabilitätsindex zwischen einzelnen Industriebetrieben sehr stark variiert, wird an dieser Stelle nur eine Tendenz aufgezeigt, aber kein konkreter Index ausgewiesen.

** Für die Technologie Produktionsausfall in der stromintensiven Industrie beschränkt sich die Teilnahme auf den Day-Ahead-Handel.

Tabelle 7-33 zeigt, dass im Falle eines Produktionsausfalles kein Gewinnpotenzial vorliegt. Dies ist auf die Opportunitätskosten zurückzuführen. Für die Flexibilisierung der stromintensiven Anlagen und die Flexibilisierung von Querschnittstechnologien liegt hingegen mit Ausnahme der Bereitstellung von negativer Minutenreserve über alle Einsatzoptionen hinweg ein Gewinnpotenzial vor. Im Falle der Einsatzoption (Spitzen-)lastmanagement kann der RI für bestimmte Anlagenkonfigurationen sogar im zweistelligen Bereich liegen.

Anwendungsportfolio

Für die Flexibilisierung von stromintensiven Prozessen und von Querschnittstechnologien stellt das (Spitzen-)lastmanagement die Haupteinsatzoption dar. Desweiteren können sich beide Speichertechnologien bedingt an den Preissignalen des kurzfristigen Stromhandels orientieren, sowie bedingt Sekundärregelleistung bereitstellen. Dadurch wird der RI beider Technologien um 0,15 Punkte aufgewertet.

Für die Lastflexibilisierung in der Industrie mit Produktionsausfall entfällt die Möglichkeit der Aufwertung des RI durch die Bewirtschaftung eines Anwendungsportfolios. Dies ist darauf zurückzuführen, dass sich die Teilnahme am kurzfristigen Stromhandel als Haupteinsatzoption nicht mit dem (Spitzen-)Lastmanagement als optionale zweite Einsatzoption kombinieren lässt.

7.5.3 Weiterführende Betrachtungen

Die detailliertere Wirtschaftlichkeitsbetrachtung aus Akteurssicht wird für die folgenden drei Flexibilisierungsmöglichkeiten durchgeführt:

- Lastverschiebung bei stromintensiven Prozessen
- Produktionsausfall bei stromintensiven Prozessen
- Lastverschiebung bei Querschnittstechnologien

Im Detail werden die Kosten und Erlöse für die Flexibilisierung in den drei genannten Fällen gegenübergestellt. Da bisher nur vereinzelt Querschnittstechnologien aktiv vermarktet werden, erfolgt hier eine detailliertere Betrachtung der Kosten, zudem werden verschiedene Sensitivitätsanalysen erstellt.

Tabelle 7-34 beinhaltet die technischen und wirtschaftlichen Parameter zur Kostenermittlung aus Sicht des Unternehmens. Während bei stromintensiven Prozessen eine Anlage mit verhältnismäßig hoher flexibilisierbarer Leistung zur Verfügung steht, werden bei Querschnittstechnologien insgesamt 300 kW an schaltbaren Leistungen pro Betrieb angesetzt. Diese Leistung wird von drei Anlagen bereitgestellt. Die Abrufdauer beträgt im Fall der Lastverschiebung zwei Stunden und erfolgt je nach Technologie zwischen 50 und 365 Mal pro Jahr. Bei einem Produktionsausfall entspricht die theoretische maximale Verfügbarkeit der jährlichen Produktionszeit. Der Zinssatz beträgt 7 %, die Lebensdauer wird auf acht Jahre festgelegt. Beim Abruf von positiver Leistung bei Querschnittstechnologien, welche keinen Nachholeffekt aufweisen, wird zudem der Strombezug aus dem Netz vermieden. Dieser Aspekt wird in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung nicht explizit berücksichtigt.

Tabelle 7-34: Technische und wirtschaftliche Parameter für die Kostenermittlung aus Akteursicht

	Lastverschiebung		Produktionsausfall
	Querschnittstechnologien	stromintensive Prozesse	stromintensive Prozesse
Flexibilisierbare Leistung je Anlage	100 kW	5.000 kW	10.000 kW
Anzahl flexibilisierbarer Anlagen je Betrieb	3	1	1
Zinssatz (WACC)	7 %		
Inflation	1 %		
Lebensdauer IKT	8 a		
Investitionen	6,21 €/kW	0,53 €/kW	0,53 €/kW
Fixe Betriebskosten	0,45 €/(kW*a)	0,05 €/(kW*a)	0,05 €/(kW*a)
Variable Kosten	0 €/MWh	0 €/MWh	100...450 €/MWh
Abrufdauer	2 h	2...4 h	5.500 - 7.700 h
Abrufhäufigkeit	365 Mal pro Jahr	50 Mal pro Jahr	unendlich
Maximale Verfügbarkeit	730 h/a	100 h/a	entspricht den jährlichen Produktionszeiten (5.500 - 7.700 h/a)

Die industriellen Flexibilitäten können an verschiedenen Märkten angeboten werden. **Tabelle 7-35** gibt einen Überblick zu den an den jeweiligen Märkten erzielbaren spezifischen Erlösen im Jahr 2012. Für die Preisbestimmung werden die Zeitblöcke zwischen 8 und 20 Uhr (Minutenreserve) bzw. die HT-Zeitscheibe (Sekundärregelleistung) herangezogen. Es wird ein bezüglich der angebotenen Leistung gewichtetes Mittel des Leistungspreises aus allen Geboten mit Zuschlag bestimmt. Der Arbeitspreis entspricht dem Mittelwert aller gezahlten Arbeitspreise in den genannten Zeitintervallen. Es wird kein Erlös aus dem Arbeitspreis für die Teilnahme an der Verordnung zu abschaltbaren Lasten angesetzt, da seit Beginn der Ausschreibung lediglich zwei Mal ein Abruf für jeweils eine Stunde erfolgte.

Tabelle 7-35: Erlösmöglichkeiten an relevanten Energiemärkten für das Jahr 2012 (eigene Darstellung nach /ÜNB-02 14/)

Markt	Leistungs- / Arbeitspreis	Erlösmöglichkeit	
Positive Sekundärregelleistung	Mittlerer Leistungspreis (2012)	1,84	EUR/(MW*h)
	Mittlerer Grenz-Arbeitspreis (2012)	108,17	EUR/MWh
Negative Sekundärregelleistung	Mittlerer Leistungspreis (2012)	9,32	EUR/(MW*h)
	Mittlerer Grenz-Arbeitspreis (2012)	- 12,38	EUR/MWh
Positive Minutenreserve	Mittlerer Leistungspreis (2012)	1,09	EUR/(MW*h)
	Mittlerer Grenz-Arbeitspreis (2012)	190,57	EUR/MWh
Negative Minutenreserve	Mittlerer Leistungspreis (2012)	1,67	EUR/(MW*h)
	Mittlerer Grenz-Arbeitspreis (2012)	79,44	EUR/MWh
AbLaV	Leistungspreis nach AbLaV	3,47	EUR/(MW*h)
	Maximaler Arbeitspreis nach AbLaV	400,00	EUR/MWh

Zur Beantwortung der Frage, ab wann die Technologie als wirtschaftlich eingestuft werden kann, werden die anfallenden Kosten den derzeit erzielbaren Erlösen gegenübergestellt.

Stromintensive Prozesse

Die spezifischen Gesamtkosten und sowie die spezifischen erzielbaren Erlöse durch Lastverschiebung bei stromintensiven Prozessen sind in **Abbildung 7-50** dargestellt. Angesetzt wird ein Abrufanteil von 10 % der Vorhaltezeit, in diesem Fall beträgt die Vorhaltezeit 100 h pro Jahr. Unter diesen Bedingungen liegen die spezifischen Kosten deutlich unter den erzielbaren spezifischen Erlösen.

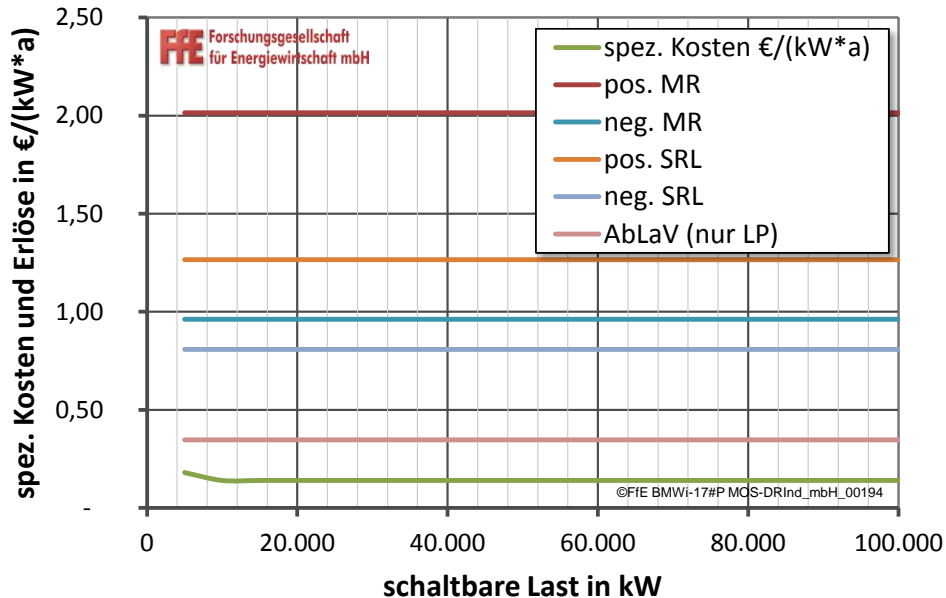


Abbildung 7-50: Spezifische jährliche Kosten und Erlöse pro Jahr für die Lastverschiebung bei stromintensiven Prozessen

Den Produktionsausfall mit einem Abrufanteil von 100 % zeigt **Abbildung 7-51** für Opportunitätskosten von 100 und 450 €/MWh. Bei 450 €/MWh Opportunitätskosten übersteigen die spezifischen Kosten die erzielbaren Erlöse deutlich, bei 100 €/MWh ist es theoretisch möglich, in den Märkten für positive Regelleistung noch Gewinne zu erzielen.

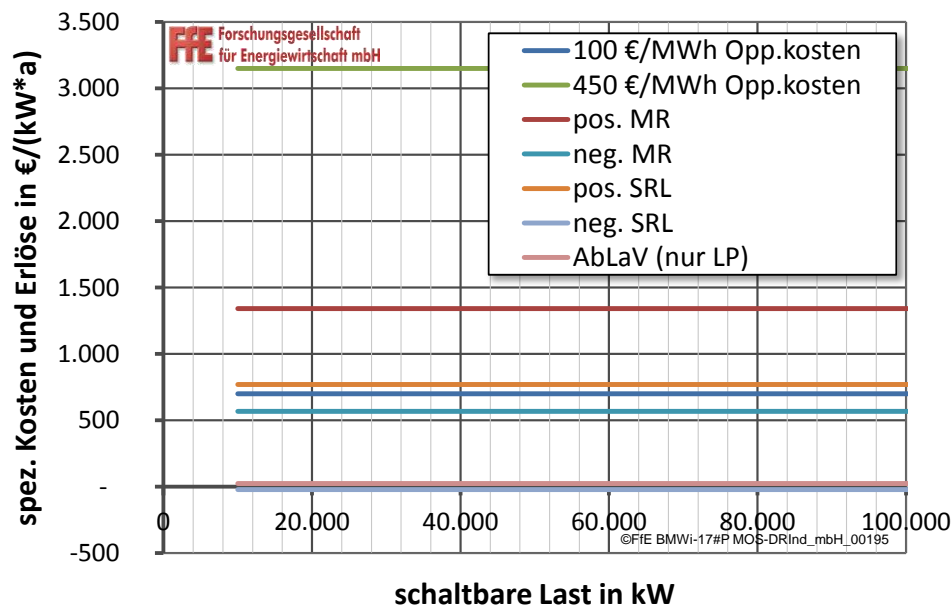


Abbildung 7-51: Spezifische jährliche Kosten und Erlöse pro Jahr für den Produktionsausfall bei stromintensiven Prozessen

Querschnittstechnologien

Eine erste Beispielrechnung hat bereits gezeigt, dass ein positiver Kapitalwert erreicht werden kann, wenn die zur Verfügung stehende schaltbare Last mindestens 500 bis 600 kW beträgt oder die Vorhaltezeit bei mindestens 2.400 Stunden pro Jahr liegt /FFE-28 13/.

Zusätzlich zur bisherigen Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wird gezeigt, wie sich Änderungen bei den Kostenarten Investitionen und fixe Betriebskosten sowie der Vorhaltezeit auswirken. **Abbildung 7-52** zeigt die jährlichen spezifischen Kosten und Erlöse bei Veränderung der Investitionen. Bei 100 % der Investitionen kann ab einer schaltbaren Leistung von ca. 400 kW bereits an allen Märkten eine Wirtschaftlichkeit erreicht werden. Erhöhen sich die Investitionen auf das Doppelte, ist ein positives Ergebnis an den Regelleistungsmärkten bei schaltbaren Lasten bereits ab 250 kW möglich (vgl. **Abbildung 7-53**).

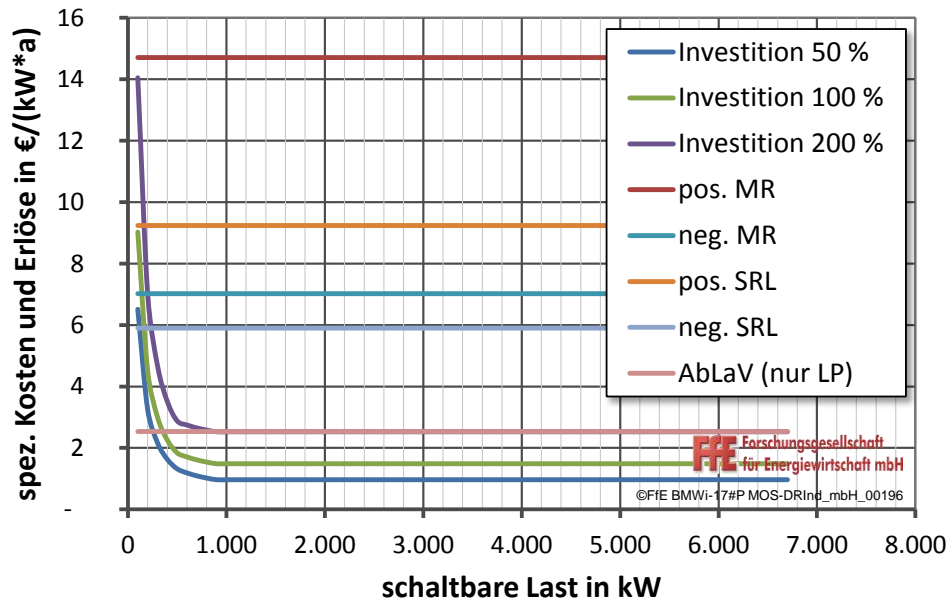


Abbildung 7-52: Spezifische jährliche Kosten und Erlöse pro Jahr bei Veränderung der Investitionen

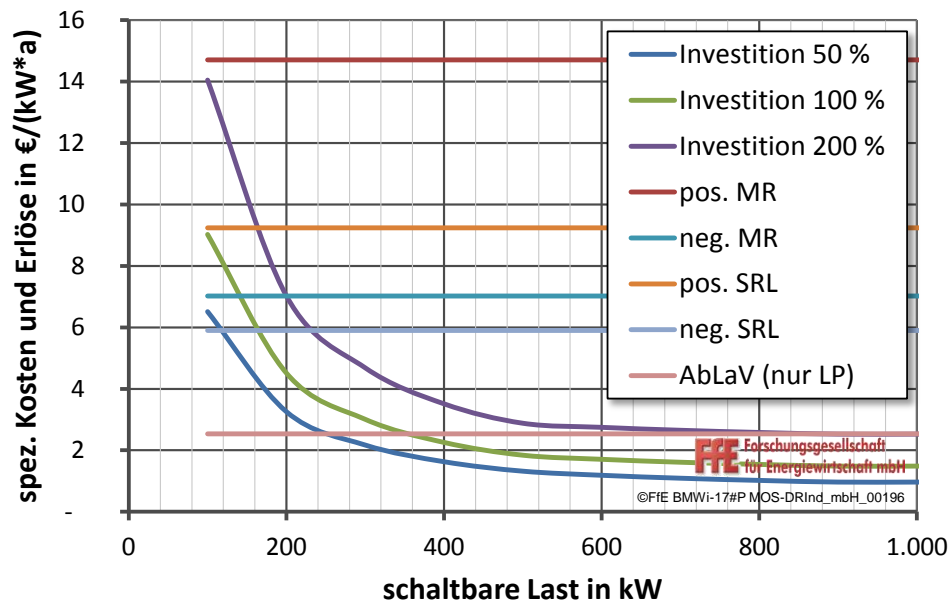


Abbildung 7-53: Auszug aus den spezifischen jährlichen Kosten und Erlöse pro Jahr bei Veränderung der Investitionen

Eine Variation der fixen Betriebskosten führt nicht zu nennenswerten Änderungen der Wirtschaftlichkeit bezüglich der Mindestgrenze für schaltbare Lasten, wie in **Abbildung 7-54** erkennbar ist.

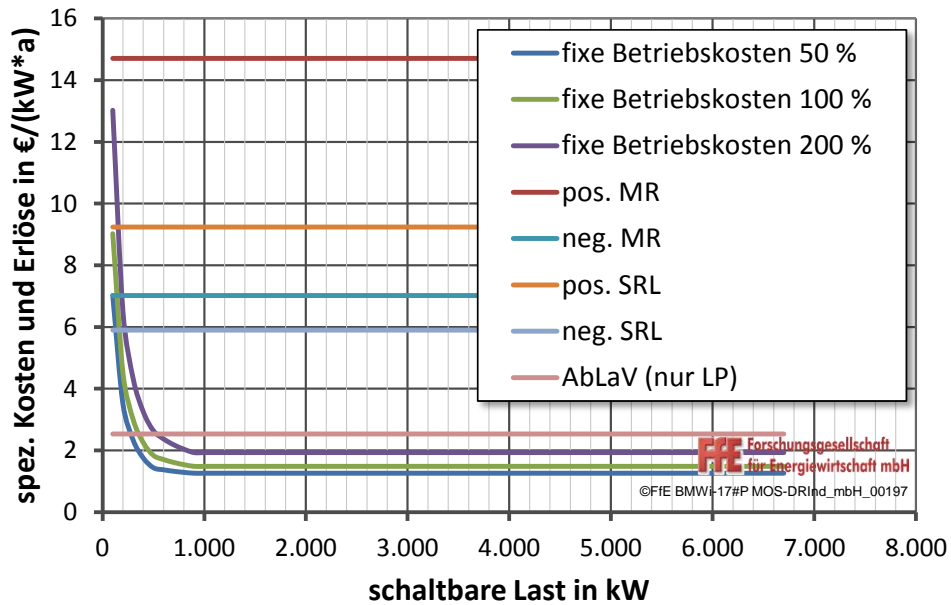


Abbildung 7-54: Spezifische jährliche Kosten und Erlöse pro Jahr bei Veränderung der fixen Betriebskosten

Je höher Vorhaltezeit und Abrufanteil sind, desto höher sind die erzielbaren Erlöse, wie **Abbildung 7-55** bis **Abbildung 7-57** zeigen.

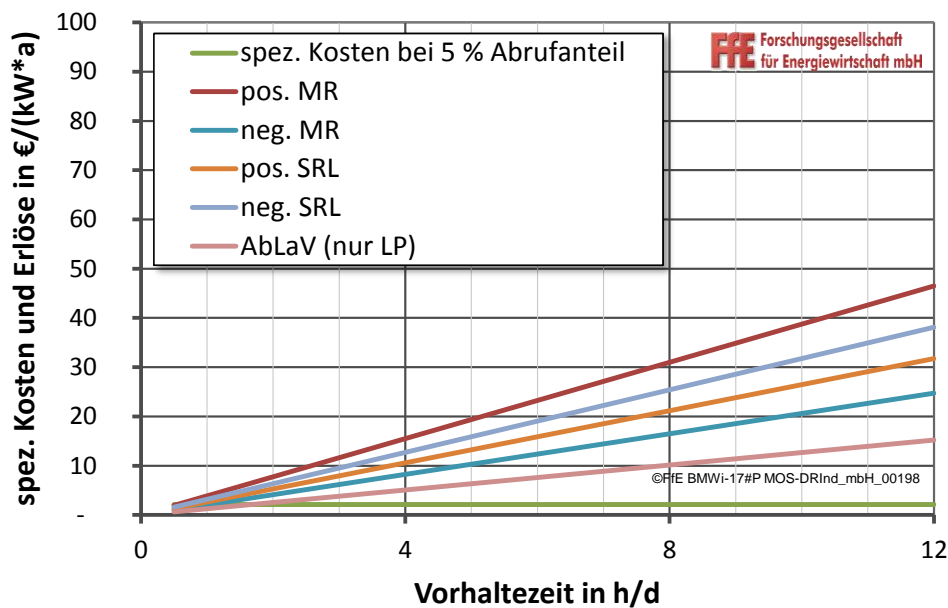


Abbildung 7-55: Spezifische jährliche Kosten und Erlöse pro Jahr bei Veränderung der Vorhalte- und Abrufzeit (hier: 5 % Abrufanteil)

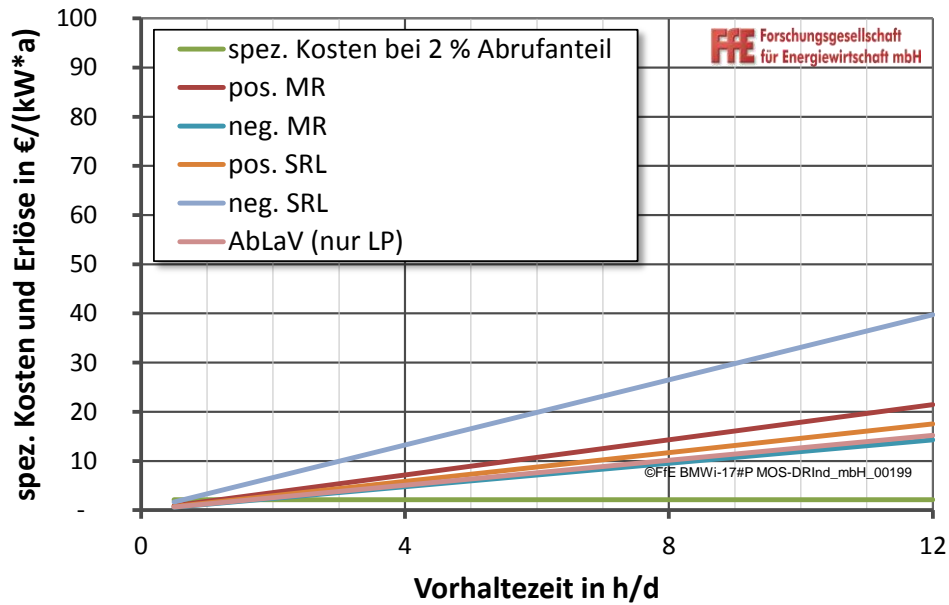


Abbildung 7-56: Spezifische jährliche Kosten und Erlöse pro Jahr bei Veränderung der Vorhalte- und Abrufzeit (hier: 2 % Abrufanteil)

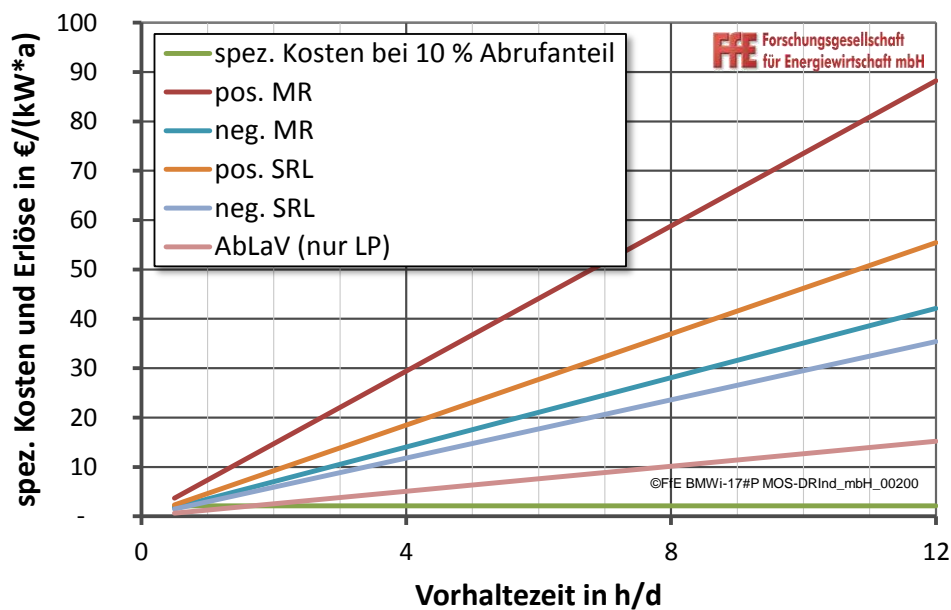


Abbildung 7-57: Spezifische jährliche Kosten und Erlöse pro Jahr bei Veränderung der Vorhalte- und Abrufzeit (hier: 10 % Abrufanteil)

Zusammenfassend kann gezeigt werden, dass sowohl Investitionen als auch die Vorhaltezeit sowie der Abrufanteil einen wesentlichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit haben. Eine Vermarktung auch geringerer schaltbarer Leistungen an den vorhandenen Leistungs- und Energiemärkten ist aus heutiger Sicht auch für Querschnittstechnologien bereits möglich, allerdings lassen sich nur ausreichend hohe Erlöse erzielen, wenn die Vorhaltezeit dementsprechend hoch ist.

8 Power-to-Gas (P2G)

Bearbeiter: Anika Regett, Sebastian Eller

Im P2G-Konzept wird elektrische Energie in chemisch gebundene Energie in Form von Gasen überführt. **Abbildung 8-1** stellt die Komponenten und Systemgrenzen des P2G-Konzepts dar. Die Kernbausteine sind die Wasserstofferzeugung aus elektrischer Energie durch eine Wasserelektrolyse sowie optional die anschließende Erzeugung von Methan aus Wasserstoff und Kohlendioxid (bzw. -monoxid) in einem Methanisierungssystem.

Der erzeugte Wasserstoff beziehungsweise das erzeugte Methan wird dann in Gasspeichern zwischengespeichert oder direkt der existierenden Erdgasinfrastruktur zugeführt. Im Gegensatz zu Methan ist die Einspeisung von Wasserstoff durch die zulässige Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur beschränkt. Neben der Einspeisung in das Erdgasnetz kann das erzeugte Gas auch für andere Anwendungen zum Einsatz kommen. Weitere direkte Anwendungsfälle für Wasserstoff sind nach /DENA-04 13/ zum Beispiel die Nutzung als Kraftstoff für die Mobilität und die stoffliche Nutzung von Wasserstoff in industriellen Prozessen.

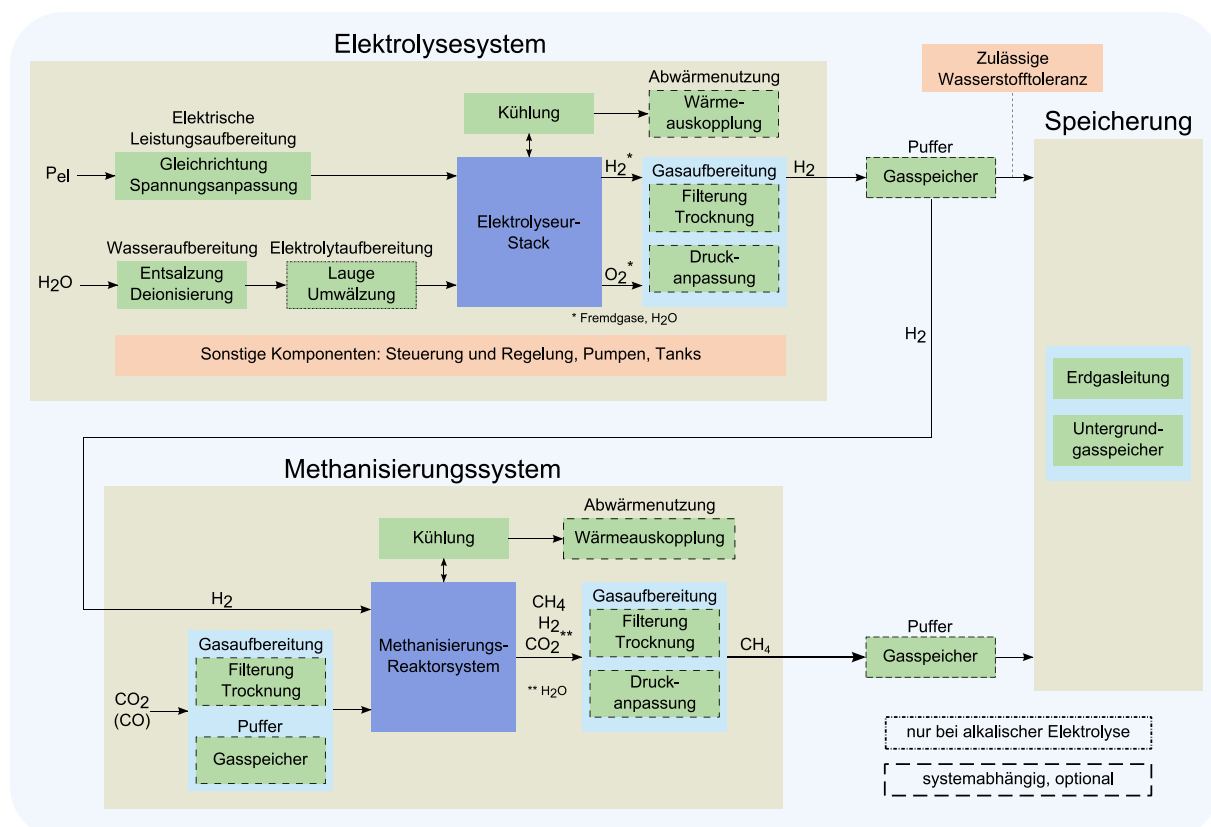


Abbildung 8-1: Komponenten und Systemgrenzen von P2G-Systemen /FFE-12 00/, /ENE-01 08/, /GWF-01 11/

Als P2G-Systeme werden hier Systeme mit und ohne Methanisierung verstanden. Wenn ein zusätzlicher Methanisierungsschritt vorhanden ist, wird dieser explizit benannt. Wie Abbildung 8-1 zeigt besteht ein P2G-System aus einem Elektrolysesystem und

gegebenenfalls einem Methanisierungssystem, welche neben dem Stack beziehungsweise dem Reaktor auch die notwendigen peripheren Komponenten beinhalten. Weiterhin werden je nach Anwendungsfall Wasserstoff- oder Erdgasspeicher benötigt.

8.1 Stand der Technik und Entwicklungspotenzial

Aufgrund der klar definierbaren Systemgrenzen zwischen Elektrolyse-, Methanisierungssystem und Speicherung in der Erdgasinfrastruktur bzw. im Wasserstoffspeicher (vgl. Abbildung 8-1) werden diese Teilsysteme im Folgenden separat beschrieben. Um einen Überblick über den Stand des tatsächlichen Betriebs von Power2Gas-Anlagen zu erhalten, werden im Anschluss aktuelle Pilotprojekte vorgestellt.

8.1.1 Elektrolysesysteme

Bei der Wasserelektrolyse wird Wasser unter Zufuhr elektrischer Energie in Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt. Es werden die alkalische (AEL), die Protonen-Austausch-Membran- (PEMEL) und die Hochtemperaturelektrolyse (HTEL) unterschieden – weiterhin wird nach der drucklosen (atmosphärischen) und der Druckelektrolyse differenziert. Abweichend vom Nennbetriebspunkt können Elektrolysesysteme dynamisch betrieben werden. Die dynamische Betriebsweise kann jedoch durch zu hohe Fremdgaskonzentrationen im Teillastbereich oder durch zu hohe Materialbeanspruchungen im intermittierenden Betrieb (Wechsel zwischen An- und Abschalten) eingeschränkt werden. Der erzeugte Wasserstoff kann im Erdgasnetz gespeichert werden. Die mögliche Wasserstoffeinspeisung wird jedoch durch die zulässigen Toleranzen von Wasserstoff im Erdgas limitiert.

Die Hauptbestandteile von Elektrolysesystemen sind in Abbildung 8-1 dargestellt und können zu Stack (blau) und peripheren Komponenten (grün) zusammengefasst werden. Der Stack ist die Wasserstoffproduktionseinheit des Elektrolysesystems und umfasst mehrere Elektrolysezellen. Es werden der parallele (monopolare) und der serielle (bipolare) Stackaufbau unterschieden – in Elektrolysesystemen wird überwiegend die serielle Verschaltung verwendet. Eine detaillierte Beschreibung der mono- und bipolaren Konfiguration und deren Vor- und Nachteile kann der Fachliteratur, zum Beispiel /IEEE-01 12/ und /ENE-01 08/, entnommen werden. Neben der Wasserstoffherzeugung im Stack benötigen Elektrolysesysteme weitere Anlagen, die unter peripheren Komponenten zusammengefasst und im Folgenden kurz erläutert werden.

Das zugeführte Wasser muss für den Elektrolyseprozess demineralisiert werden, um Mineralablagerungen in den Zellen und den damit verbundenen Verschleiß zu verhindern. Die Demineralisierung kann beispielsweise in regenerierbaren Mischbettentsalzungspatronen erfolgen. Für die Stromzufuhr über das öffentliche Versorgungsnetz müssen eine Gleichrichtung und Spannungsanpassung erfolgen (elektrische Leistungsaufbereitung). Bei der Elektrolyse entsteht Verlustwärme, die eine Kühlung erfordert, um die Betriebstemperatur halten zu können. Bei kleinen Systemen wird eine Luftkühlung, bei großen Systemen eine Wasserkühlung eingesetzt. Die alkalische Elektrolyse verwendet einen flüssigen Elektrolyten, der in einem Elektrolytkreislauf geführt und aufgearbeitet wird. Die Produktgase werden in Gas-Flüssig-Separatoren vom Wasser bzw. Elektrolyten (alkalische Elektrolyse) getrennt.

Bei der alkalischen Elektrolyse wird der Elektrolyt in Tanks bevorratet, die gleichzeitig als Gas-Flüssig-Separatoren dienen. Die Produktgase werden entsprechend der nachfolgenden Anwendung gegebenenfalls gereinigt, getrocknet und gespeichert.

Die folgenden Ausführungen beschreiben das Funktionsprinzip der Elektrolyse anhand der Elektrolysezelle, in der der Elektrolyseprozess abläuft. Die technischen Parameter der Elektrolyse werden für das gesamte Elektrolysesystem (Stack und periphere Komponenten) und je nach Datenverfügbarkeit für den Stack angegeben. Die peripheren Komponenten werden somit zusammengefasst betrachtet.

8.1.1.1 Elektrolysearten

Tabelle 8-1 zeigt den prinzipiellen Aufbau von Elektrolysezellen. Der elektrische Stromfluss wird durch Anlegen einer Gleichspannung zwischen zwei Elektroden hervorgerufen. Die Kathode (negative Elektrode), an der Wasserstoff gebildet wird, gibt Elektronen ab. Diese werden an der Anode (positive Elektrode) unter Bildung von Sauerstoff aufgenommen. Der Ladungsausgleich erfolgt über eine Ionenleitung zwischen den Elektroden. Die Elektroden sind in ein ionenleitfähiges Elektrolyt eingebettet und durch einen Separator (Diaphragma), den ausschließlich die gebildeten Ionen passieren können, getrennt. Der Separator ist weiterhin erforderlich, um die Rekombination der Produktgase Wasserstoff und Sauerstoff zu unterbinden. Die Elektrolysezelle mit den Hauptelementen Elektroden, Elektrolyt und Separator ist der Kernbaustein von Elektrolysesystemen. Die Gesamtreaktion der Elektrolyse ergibt sich nach **Formel (8-1)**:



Es gibt verschiedene Elektrolysearten, die nach dem verwendeten Elektrolyten unterschieden werden können /NOW-01 11/:

- Alkalische Elektrolyse: flüssiger basischer Elektrolyt (AEL)
- Saure Elektrolyse: polymerer Festelektrolyt (PEMEL¹⁷)
- Hochtemperatur-Elektrolyse: Festoxid als Elektrolyt (HTEL)

Die alkalische Elektrolyse lässt sich weiterhin in die atmosphärische (konventionell) und die Druckelektrolyse (fortschrittlich) einteilen. Die Elektrolysearten mit den zugehörigen Teilreaktionen und Ladungsträgern sind in Tabelle 8-1 dargestellt.

¹⁷ PEM: engl.: Proton Exchange Membrane

Tabelle 8-1: *Elektrolysearten mit Teilreaktionen und Ladungsträgern /ISE-02 12/*

	Alkalische Elektrolyse (AEL)	Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (PEMEL)	Hochtemperatur-Elektrolyse (HTEL)
Kathodenreaktion	$2 \text{H}_2\text{O} + 2 \text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + 2 \text{OH}^-$	$2 \text{H}^+ + 2 \text{e}^- \rightarrow \text{H}_2$	$\text{H}_2\text{O} + 2 \text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + \text{O}^{2-}$
Ladungsträger	OH^-	H^+	O^{2-}
Anodenreaktion	$2 \text{OH}^- \rightarrow \frac{1}{2} \text{O}_2 + \text{H}_2\text{O} + 2 \text{e}^-$	$\text{H}_2\text{O} \rightarrow \frac{1}{2} \text{O}_2 + 2 \text{H}^+ + 2 \text{e}^-$	$\text{O}^{2-} \rightarrow \frac{1}{2} \text{O}_2 + 2 \text{e}^-$

Die alkalische Elektrolyse wird bereits seit über 100 Jahren eingesetzt und gilt als technisch ausgereift und zuverlässig. Es wird ein flüssiger basischer Elektrolyt (20-40 %ige Kalilauge KOH) verwendet. Das basische Milieu erhöht die Leitfähigkeit des Elektrolyten. Die Laugenkonzentration darf jedoch nicht zu hoch sein, da sonst Korrosionsprobleme auftreten. Die Membran ist mikroporös und Anionen leitend (Ladungsträger OH^-). Die Elektroden bestehen aus perforiertem Blech, das für eine große Oberfläche porös gestaltet ist. Bei alkalischen Druckelektrolyseuren wird die Zelle versiegelt.

Die Entwicklung der PEM-Elektrolyse begann vor zwei Jahrzehnten. Sie verwendet einen polymeren Festelektrolyten, der protonenleitend ist und gleichzeitig als Diaphragma fungiert. Bei der PEM-Elektrolyse liegt ein saures Milieu vor. Durch den geringen elektrischen Widerstand der Membran können hohe Stromdichten erreicht werden. Gegenüber der alkalischen Elektrolyse ist die PEM-Elektrolyse kompakter und erreicht höhere Strom- und somit Leistungsdichten.

Die Hochtemperatur-Elektrolyse befindet sich noch im Stadium der Grundlagenforschung und wird bei Temperaturen zwischen 800 und 1.000 °C betrieben. Als Elektrolyt dient ein Festoxid, die Membran ist O^{2-} -leitfähig. /NOW-01 11/, /VTV-01 08/

Der Fokus dieser Studie liegt auf den bereits kommerziell verfügbaren alkalischen und PEM-Elektrolysesystemen, da diese aus technischer Sicht eine Option bis 2030 darstellen. Die Hochtemperatur-Elektrolyse befindet sich noch in der Entwicklung. In einer Technologiefortschreibung nach /NOW-01 11/ wird der kommerzielle Einsatz bis zum Jahr 2030 nicht erwartet, sodass die Hochtemperatur-Elektrolyse in dieser Studie nicht näher betrachtet wird.

8.1.1.2 Thermodynamische und elektrochemische Grundlagen

Eine Elektrolysezelle wandelt elektrische und thermische Energie in chemische Energie um. Der theoretisch erforderliche Gesamtenergiebedarf für die Elektrolyse-reaktion wird durch die Reaktionsenthalpie ΔH nach **Formel (8-2)** bestimmt, die sich aus der freien Reaktionsenthalpie ΔG und dem Produkt aus Elektrolysetemperatur T und Entropieänderung ΔS zusammensetzt. Die Größen ΔH , ΔG und ΔS sind temperatur- und druckabhängig. Der thermisch bereitgestellte Anteil am Gesamtenergiebedarf ergibt sich aus $T \cdot \Delta S$. Der elektrische Anteil wird durch ΔG bestimmt. Mit steigender Elektrolysetemperatur erhöht sich der thermisch zugeführte Anteil am Energiebedarf, sodass sich der elektrische Anteil reduziert. /IEEE-01 12/

$$\Delta H = \Delta G + T \cdot \Delta S \quad (8-2)$$

ΔG [kJ/mol]:	Freie Reaktionsenthalpie
ΔH [kJ/mol]:	Reaktionsenthalpie
T [K]:	Elektrolysetemperatur
ΔS [kJ/(mol*K)]:	Entropieänderung

Die freie Reaktionsenthalpie ΔG bestimmt den Mindestbedarf an elektrischer Energiezufuhr. Unter der Voraussetzung einer bestehenden Wärmezufuhr zur Deckung des thermischen Energiebedarfs ($T \cdot \Delta S$) lässt sich die minimal erforderliche Zellspannung für die Elektrolyse-reaktion – die sogenannte reversible Zellspannung U_{rev} – nach **Formel (8-3)** berechnen. /IEEE-01 12/

$$U_{rev} = \frac{\Delta G}{z \cdot F} \quad (8-3)$$

U_{rev} [V]:	Reversible Zellspannung
ΔG [kJ/mol]:	Freie Reaktionsenthalpie
z [-]:	Ladungszahl ($z=2$)
F [As/mol]:	Faraday Konstante ($F=96.485$ As/mol)

Der Elektrolyseprozess ist verlustbehaftet, sodass ein Teil des elektrischen Energieeintrags in Verlustwärme übergeht. Bei kommerziellen Elektrolysesystemen wird der thermische Energiebedarf über elektrische Energiezufuhr bereitgestellt. Unter dieser Voraussetzung ist eine höhere Spannung als die reversible Zellspannung – die sogenannte thermoneutrale Zellspannung U_{tn} in **Formel (8-4)** – für das Ablaufen des Elektrolyseprozesses erforderlich. Im idealen Fall ergibt sich U_{tn} aus der Reaktionsenthalpie und entspricht der Enthalpie-Zellspannung $U_{\Delta H}$. Im realen Elektroprozess ist ein zusätzlicher Energiebedarf erforderlich, der sich unter anderem aus Wärmeverlusten des Elektrolyseprozesses an die Umgebung und der Anhebung von Temperatur und Druck des zugeführten Speisewassers auf die Betriebsbedingungen ergibt. Für den realen Elektrolyseprozess überschreitet die thermoneutrale Zellspannung daher die Enthalpie-Zellspannung. /IEEE-01 12/

$$U_{\Delta H} = \frac{\Delta H}{z \cdot F}$$

$$\begin{array}{l} \xrightarrow{\text{idealer Prozess}} U_{tn} = U_{\Delta H} \\ \xrightarrow{\text{realer Prozess}} U_{tn} > U_{\Delta H} \end{array} \quad (8-4)$$

$U_{\Delta H}$ [V]:	Enthalpie-Zellspannung
---------------------	------------------------

U_{in} [V]:	Thermoneutrale Zellspannung
ΔH [kJ/mol]:	Reaktionsenthalpie
z [-]:	Ladungszahl ($z=2$)
F [As/mol]:	Faraday Konstante ($F=96.485$ As/mol)

Wird der thermische Energiebedarf für den Elektrolyseprozess gedeckt, muss als Zellspannung für das Ablaufen der Elektrolysereaktion im idealen Fall mindestens die reversible Zellspannung U_{rev} angelegt werden. Real treten jedoch Verluste auf, die die erforderliche Zellspannung U_{Zelle} erhöhen. Die erforderlichen Überspannungen lassen sich, wie in **Formel (8-5)** dargestellt, in ohmsche, Aktivierungs- und Konzentrationsüberspannungen einteilen. /IEEE-01 12/

$$U_{Zelle} = U_{rev} + U_{ohm} + U_{Aktivierung} + U_{Konzentration} \quad (8-5)$$

U_{Zelle} [V]:	Zellspannung
U_{rev} [V]:	Reversible Zellspannung
U_{ohm} [V]:	Überspannung durch ohm'sche Verluste
$U_{Aktivierung}$ [V]:	Aktivierungsüberspannung
$U_{Konzentration}$ [V]:	Konzentrationsüberspannung

Ohm'sche Verluste U_{ohm} werden durch die elektrischen Widerstände der Komponenten verursacht. Diese treten in den Elektroden, im Diaphragma, im Elektrolyten und beim Übergang von Elektrolyt zu den Elektroden durch die Blasenbildung der Produktgase auf. Die Blasenbildung führt zu einer Verringerung der aktiven Elektrodenoberfläche sowie der elektrischen Leitfähigkeit des Elektrolyten. Die Überspannungen des Elektrolyten können durch einen geringen Abstand der Elektroden und eine Erhöhung der Leitfähigkeit gesenkt werden. Die ohmschen Verluste des Diaphragmas können durch eine hohe Ionenleitfähigkeit reduziert werden – allerdings auf Kosten der Stabilität und des Separationsvermögens für die Produktgase. Hier muss ein Kompromiss eingegangen werden. Die ohm'schen Verluste einer Elektrolysezelle sind näherungsweise proportional zum Zellstrom ($U_{ohm} \sim I_{Zelle}$).

Die Aktivierungsüberspannungen $U_{Aktivierung}$ werden durch die Hemmung des Ladungsübergangs zwischen den Elektroden und den Reaktanden im Elektrolyt verursacht. Für diesen Ladungsübergang ist ein Energieaufwand erforderlich, der sich durch thermische Aktivierung des Elektrolyten (Erhöhung der Elektrolyt-/Elektrolysetemperatur) und katalytische Aktivierung der Elektroden (Edelmetalle oder spezielle Metalloxide) reduzieren lässt. Die Aktivierungsüberspannungen weisen einen logarithmischen Verlauf bezüglich des Zellstroms auf.

In einer Elektrolysezelle treten Stofftransportprozesse in Form von Konvektion (bei der alkalischen Elektrolyse) und Diffusion auf. Der Stofftransport ist in seiner Geschwindigkeit begrenzt und führt am Übergang Elektrode-Elektrolyt zu einer Verringerung der Konzentration an Reaktanden gegenüber einer Erhöhung der Konzentration an Produktgasen. Durch diesen Effekt treten Konzentrationsüberspannungen $U_{Konzentration}$ auf, die verglichen mit den ohm'schen und Aktivierungsüberspannungen gering sind. /IEEE-01 12/, /ZSW-01 00/

Aus der reversiblen Zellspannung und den beschriebenen Überspannungen ergibt sich eine charakteristische Strom-Spannungs-Kennlinie der Elektrolysezelle. **Abbildung 8-2** zeigt diese beispielhaft für eine alkalische Elektrolysezelle.

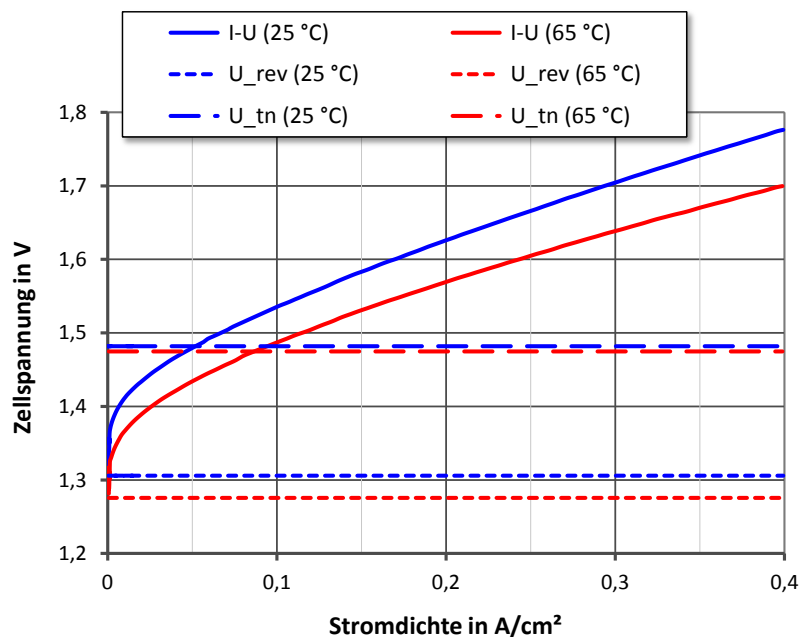


Abbildung 8-2: Strom-Spannungs-Kennlinie einer alkalischen Elektrolysezelle für 25 °C und 65 °C Elektrolysetemperatur und 20 bar Elektrolysedruck /IEEE-01 12/, /eigene Darstellung/

Die reversible und thermoneutrale Zellspannung sinken bei steigender Temperatur (die reversible Zellspannung in stärkerem Maße). Die Strom-Spannungs-Kennlinie verschiebt sich mit Erhöhung der Temperatur entsprechend zu geringeren Zellspannungen. /IEEE-01 12/

Aus der Strom-Spannungs-Kennlinie sind grundlegende Sachverhalte der Elektrolyse ersichtlich, die am Beispiel der Elektrolysetemperatur von 65 °C (rote Kennlinie in **Abbildung 8-2**) in **Abbildung 8-3** verdeutlicht werden. Für die Vergleichbarkeit von Elektrolysezellen wird die Stromdichte angegeben, die den Zellstrom auf die wirksame Elektrodenfläche bezieht. Der Zellstrom ist proportional zur Stromdichte. Der Gesamtenergiebedarf der Elektrolyse wird durch ΔH bestimmt und wird elektrisch (ΔG) und thermisch ($T \cdot \Delta S$) zugeführt. Unterhalb der reversiblen Zellspannung (bestimmt durch ΔG) läuft die Elektrolysereaktion nicht ab – die Stromdichte ist Null. Bei Überschreitung der reversiblen Zellspannung reicht der Strombedarf (bestimmt durch ΔG) für die Elektrolysereaktion aus – eine zusätzlich erforderliche Wärmezufuhr hängt von der Höhe der Zellspannung gegenüber der thermoneutralen Spannung ab. Liegt die Zellspannung zwischen der reversiblen und thermoneutralen Spannung (**Abbildung 8-3** oben), wird ein Teil der erforderlichen Wärme aus den Verlusten (Überspannungen) bereitgestellt. Die restliche, externe Wärmezufuhr ergibt sich aus dem Produkt aus Zellstrom und der Differenz aus thermoneutraler und Zellspannung. Überschreitet die Zellspannung die thermoneutrale Spannung (**Abbildung 8-3** unten), ist die Wärmeentwicklung aus den Verlusten (Überspannungen) höher als der Wärmebedarf für die Elektrolysereaktion. In diesem Fall muss Wärme abgeführt werden, um die Prozesstemperatur der Elektrolyse konstant zu halten. Diese Wärmeabfuhr wird durch das Produkt aus Zellstrom und der Differenz aus Zellspannung und thermoneutraler Spannung bestimmt. Bei kommerziellen Elektrolysesystemen, die den thermischen Energiebedarf aus Verlustwärme über den elektrischen Energiebedarf bereitstellen,

muss für das Ablaufen der Elektrolyse mindestens die thermoneutrale Zellspannung angelegt werden. /IEEE-01 12/

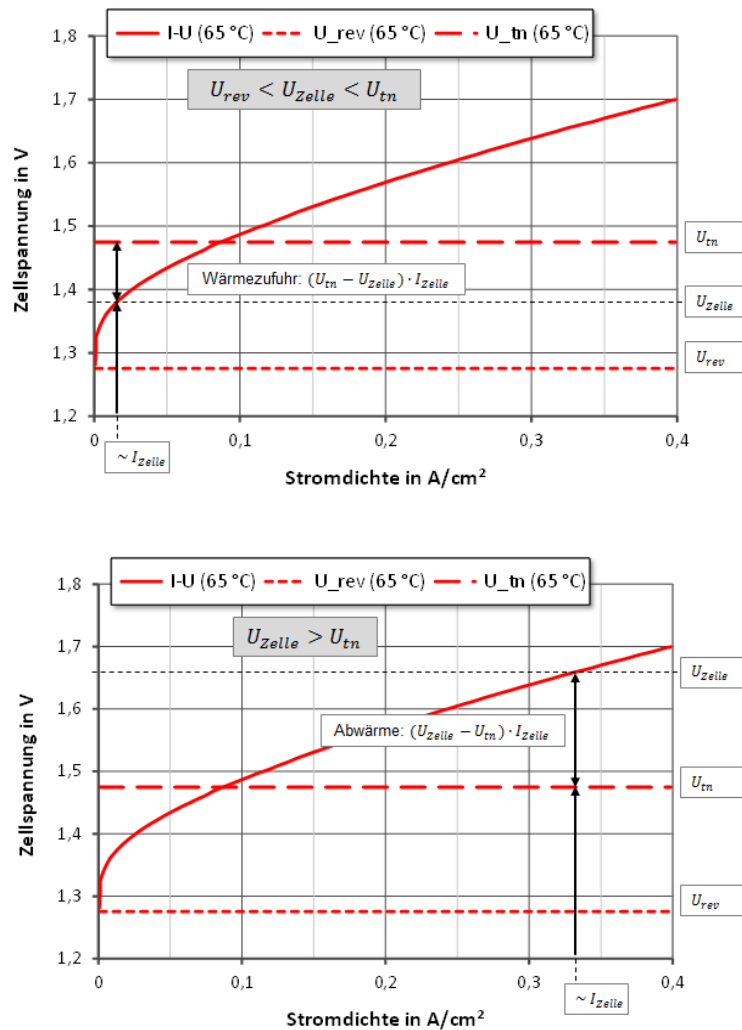


Abbildung 8-3: Grundlegende Zusammenhänge von I-U-Elektrolysekennlinien am Beispiel einer alkalischen Elektrolysezelle für 65 °C Elektrolysetemperatur und 20 bar Elektrolysedruck /IEEE-01 12/, /eigene Darstellung/

8.1.1.3 Technische Parameter der Elektrolyse

Definitionen der technischen Parameter

Die Wasserstoffproduktionsrate einer Elektrolysezelle ist nach dem Faraday'schen Gesetz im theoretischen, verlustfreien Fall proportional zum Ladungstransfer zwischen den Elektroden und somit zum Zellstrom. In der Realität erhöht sich der Zellstrom, der für eine festgelegte Wasserstoffproduktionsmenge erforderlich ist, gegenüber dem theoretisch erforderlichen (idealen) Zellstrom. Grund sind parasitäre Ströme, die z.B. nicht an den Elektrolysereaktionen an Anode und Kathode teilnehmen. Dieser Zusammenhang wird durch den Faraday-Wirkungsgrad in **Formel (8-6)** ausgedrückt. /IEEE-01 12/

$$\eta_F = \frac{I_{Zelle,ideal}}{I_{Zelle}} \quad (8-6)$$

η_F [-]:	Faraday-Wirkungsgrad (Stromwirkungsgrad)
$I_{Zelle,ideal}$ [A]:	Idealer Zellstrom zur Produktion einer bestimmten Wasserstoffmenge
I_{Zelle} [A]:	Realer Zellstrom zur Produktion einer bestimmten Wasserstoffmenge

Der Faraday-Wirkungsgrad übersteigt in der Regel 90 % und erreicht im Nennbetrieb seinen maximalen Wert von über 95 % /IEEE-01 12/, /DLR-02 02/. Die Wasserstoffproduktionsrate für eine Elektrolysezelle wird nach **Formel (8-7)** berechnet /IEEE-01 12/. Da der Faraday-Wirkungsgrad näherungsweise konstant ist, sind Zellstrom und Wasserstoffproduktionsrate in guter Näherung direkt proportional zu einander.

$$\dot{V}_{H_2,Zelle} = \eta_F \cdot \frac{I_{Zelle}}{z \cdot F} \cdot \frac{22,41}{1.000} \cdot 3.600 \quad (8-7)$$

$\dot{V}_{H_2,Zelle}$ [Nm ³ H ₂ /h]:	Wasserstoffproduktionsrate der Elektrolysezelle
η_F [-]:	Faraday-Wirkungsgrad (Stromwirkungsgrad)
I_{Zelle} [A]:	Zellstrom
z [-]:	Ladungszahl (z=2)
F [As/mol]:	Faraday Konstante (F=96.485 As/mol)

Im Folgenden werden verschiedene Wirkungsgraddefinitionen vorgestellt, die mit der Elektrolyse zusammenhängen. Der Wirkungsgrad definiert sich allgemein über das Verhältnis von Nutzen zu Aufwand. Der Nutzen der Elektrolyse steckt in der chemischen Energie des erzeugten Wasserstoffs. Die Nutzung des erzeugten Sauerstoffs wird hier nicht betrachtet. Der energetische Aufwand für die Elektrolyse wird elektrisch und thermisch zugeführt. In der Regel wird der thermische Energiebedarf auch elektrisch durch Erhöhung der Elektrolysespannung bereitgestellt. Der Aufwand für die Elektrolyse wird daher durch die angelegte elektrische Leistung bestimmt. Bei derzeit verfügbaren Elektrolysesystemen (AEL, PEMEL) liegt das zugeführte Wasser flüssig vor. Je nach Sichtweise wird der Energieinhalt des erzeugten Wasserstoffs auf den unteren (LHV) oder oberen Heizwert (HHV) bezogen. Bei einer weiteren energetischen Nutzung des Wasserstoffs (in einer Wandlungskette) wird der untere Heizwert genutzt. Wird nur der Elektrolyseprozess oder eine nachfolgende chemische Nutzung betrachtet, ist der obere Heizwert relevant. Die beiden Wirkungsgraddefinitionen sind in **Formel (8-8)** und **Formel (8-9)** dargestellt. /NOW-01 11/

$$\eta_{LHV,Zelle/System} = \frac{LHV_{H_2} \cdot \dot{V}_{H_2,Zelle/System}}{P_{el,Zelle/System}} \quad (8-8)$$

$\eta_{LHV,Zelle/System}$ [-]: Wirkungsgrad Elektrolysezelle/-system bezogen auf den unteren Heizwert von Wasserstoff
 LHV [kWhth, Gas/Nm³ H₂]: Unterer Heizwert von Wasserstoff
 $\dot{V}_{H_2,Zelle/System}$ [Nm³ H₂/h]: Wasserstoffproduktionsrate Elektrolysezelle/-system
 $P_{el,Zelle/System}$ [kWel]: Elektrische Leistungsaufnahme Elektrolysezelle/-system

$$\eta_{HHV,Zelle/System} = \frac{HHV_{H_2} \cdot \dot{V}_{H_2,Zelle/System}}{P_{el,Zelle/System}} \quad (8-9)$$

$\eta_{HHV,Zelle/System}$ [-]: Wirkungsgrad Elektrolysezelle/-system bezogen auf den oberen Heizwert von Wasserstoff
 HHV [kWhth, Gas/Nm³ H₂]: Oberer Heizwert von Wasserstoff
 $\dot{V}_{H_2,Zelle/System}$ [Nm³ H₂/h]: Wasserstoffproduktionsrate Elektrolysezelle/-system
 $P_{el,Zelle/System}$ [kWel]: Elektrische Leistungsaufnahme Elektrolysezelle/-system

Der Wirkungsgrad einer Elektrolysezelle kann auch über den Spannungs- (η_U) und Stromwirkungsgrad (η_F , siehe Formel (8-6)) berechnet werden. Der Spannungswirkungsgrad in **Formel (8-10)** beschreibt das Verhältnis von theoretisch erforderlicher zu realer Zellspannung für die Erzeugung des Zellstroms I_{Zelle} . /NOW-01 11/

$$\eta_U = \frac{U_{tn}(T)}{U_{Zelle}(I_{Zelle}, T)} \quad (8-10)$$

η_U [-]: Spannungswirkungsgrad der Elektrolysezelle
 T [K]: Elektrolysetemperatur
 U_{tn} [V]: Thermoneutrale Zellspannung
 U_{Zelle} [V]: Zellspannung
 I_{Zelle} [V]: Zellstrom

Durch Multiplikation von Spannungs- und Stromwirkungsgrad in **Formel (8-11)** ergibt sich der Wirkungsgrad einer Elektrolysezelle. /NOW-01 11/

$$\eta_{Zelle} = \eta_U \cdot \eta_F \quad (8-11)$$

η_{Zelle} [-]: Wirkungsgrad der Elektrolysezelle
 η_U [-]: Spannungswirkungsgrad der Elektrolysezelle
 η_F [-]: Faraday-Wirkungsgrad (Stromwirkungsgrad)

Der Wirkungsgrad einer Elektrolysezelle oder eines -systems kann auch nach **Formel (8-12)** über den spezifischen Energiebedarf pro erzeugten Normkubikmeter Wasserstoff ausgedrückt werden.

$$e_{H_2,Zelle/System} = \frac{P_{el,Zelle/System}}{\dot{V}_{H_2,Zelle/System}} \quad (8-12)$$

$e_{H_2,Zelle/System}$ [kWhel/Nm³ H₂]: Spezifischer Energiebedarf Elektrolysezelle/-system
 $P_{el,Zelle/System}$ [kWel]: Elektrische Leistungsaufnahme Elektrolysezelle/-system
 $\dot{V}_{H_2,Zelle/System}$ [Nm³ H₂/h]: Wasserstoffproduktionsrate Elektrolysezelle/-system

Die verschiedenen Wirkungsgrade und der spezifische Energiebedarf werden in **Abbildung 8-4** am Beispiel einer alkalischen Elektrolysezelle verdeutlicht. Die Werte sind für Zellspannungen ab der thermoneutralen Spannung, bei der die Elektrolyse einsetzt, dargestellt. Die Wasserstoffproduktionsrate (Kapazität) ist proportional zur Stromdichte. Aufgrund des Spannungsverlaufs der Elektrolysezelle in der Strom-Spannung-Kennlinie (**Abbildung 8-4** oben) sinkt der Wirkungsgrad der Elektrolysezelle mit steigender Kapazität (**Abbildung 8-4** unten). Der spezifische Energiebedarf nimmt mit steigender Kapazität entsprechend zu.

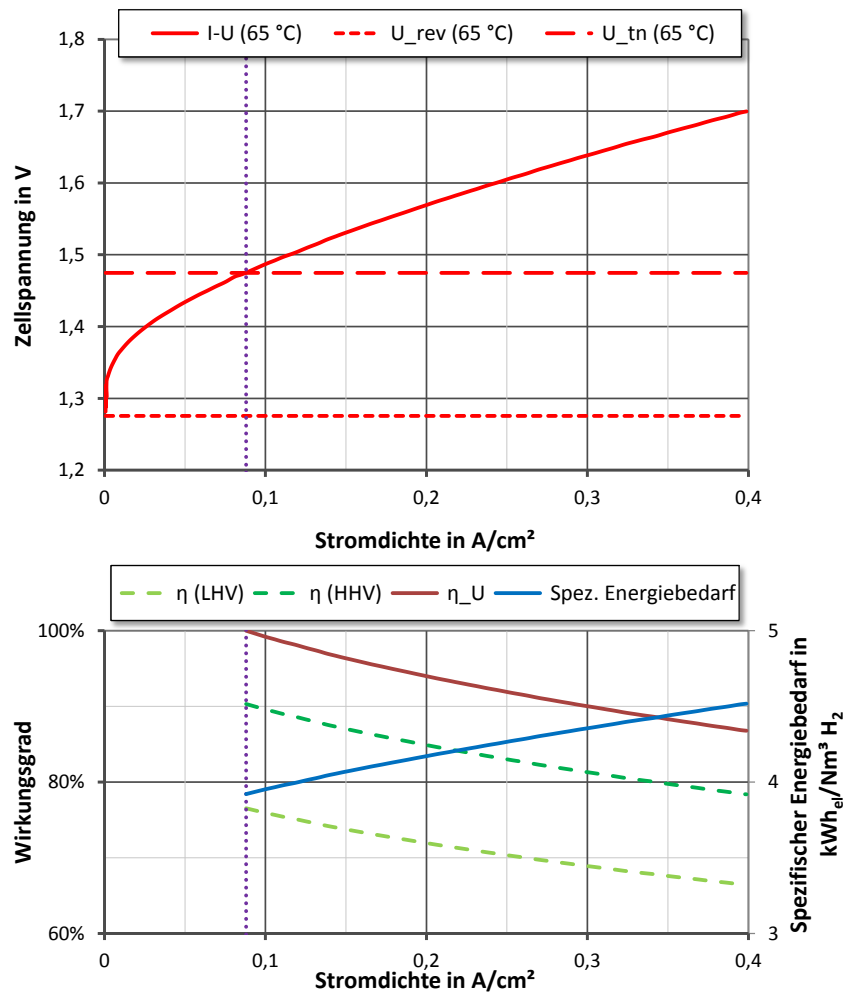


Abbildung 8-4: *Strom-Spannung-Kennlinie, Wirkungsgrad und spezifischer Energiebedarf einer alkalischen Elektrolysezelle für 65 °C Elektrolysetemperatur und 20 bar Elektrolysedruck /IEEE-01 12/, /eigene Berechnung und Darstellung/*

Die relevanten Parameter und Zusammenhänge einer Elektrolysezelle sind in **Abbildung 8-5** anhand der Elektrolysezelle zusammenfassend dargestellt. Diese können auf Elektrolysesysteme übertragen werden. Dabei müssen die peripheren Komponenten berücksichtigt werden, die beispielsweise einen Einfluss auf den Wirkungsgrad oder die dynamische Betriebsweise haben.

Der Elektrolyseprozess läuft unter den konstant gehaltenen Betriebsparametern Druck und Temperatur ab. Der Zusammenhang zwischen angelegter Zellspannung U_{Zelle} und dem resultierenden Zellstrom I_{Zelle} wird durch eine charakteristische Strom-Spannungs-Kennlinie (rote Linie) dargestellt. Mit steigendem Zellstrom erhöht sich die erforderliche Zellspannung. Der Aufwand der Elektrolyse ist die eingebrachte elektrische Leistung $P_{el,Zelle}$ (Produkt aus Zellstrom und Zellspannung). Der Nutzen besteht im erzeugten Wasserstoff, dessen Volumenstrom $\dot{V}_{H_2,Zelle}$ (Wasserstoffproduktionsrate) proportional zum Zellstrom ist. Aus der Strom-Spannungs-Kennlinie ergibt sich die Wirkungsgradkennlinie η_{Zelle} (grüne Linie), die mit sinkender Wasserstoffproduktionsrate steigt. Der Wirkungsgrad kann auch durch den spezifischen Energiebedarf $e_{H_2,Zelle}$ ausgedrückt werden, der den elektrischen Energiebedarf für die Erzeugung von 1 Nm^3 Wasserstoff angibt ($\text{kWh}_{el}/\text{Nm}^3 \text{ H}_2$). Die Parameter der Elektrolyse werden üblicherweise im Nennbetriebspunkt (blauer Punkt) angegeben. Davon abweichend ist der Betrieb in Teil- und gegebenenfalls Überlast möglich. Der Lastbereich wird, wie in /NOW-01 11/ definiert, auf die Wasserstoffproduktionsrate bezogen. Für den Ablauf des Elektrolyseprozesses bei Betriebstemperatur muss in der Regel¹⁸ die thermoneutrale Zellspannung U_{tn} überschritten werden – diese begrenzt den unteren Teillastbereich. Weiterhin wird der Teillastbereich durch die sinkende Produktgasreinheit, die bei Überschreitung eines Grenzwerts zu einer sicherheitstechnischen Abschaltung des Elektrolysesystems führt, limitiert. Der Lastbereich kann die Nennkapazität bei überlastfähigen Systemen auch überschreiten /DVGW-01 13/.

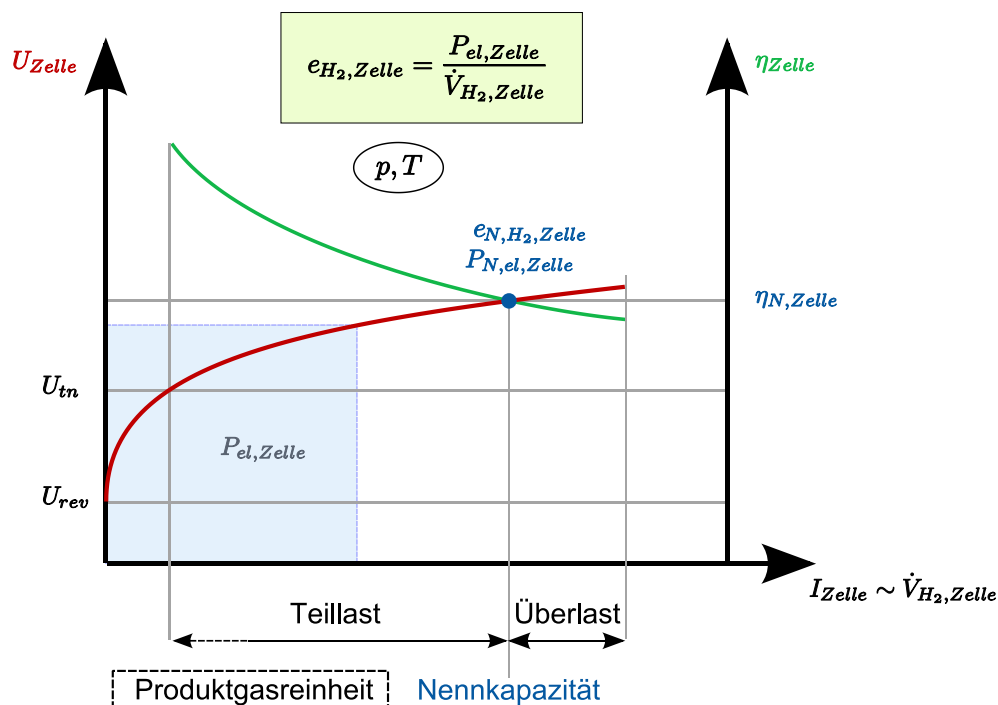


Abbildung 8-5: Parameter einer Elektrolysezelle

¹⁸ Bei kommerziellen Elektrolysesystemen wird der Wärmebedarf elektrisch zugeführt. Der dafür relevante Parameter ist die thermoneutrale Zellspannung U_{tn} . Eine weitere relevante Größe ist die reversible Zellspannung U_{rev} . Die thermoneutrale und reversible Zellspannung werden in Kapitel 8.1.1.2 detailliert beschrieben und definiert.

Die technischen Kennwerte der Elektrolyse werden im Folgenden kurz beschrieben und tabellarisch zusammengefasst. Für die technischen Kennwerte der Elektrolyse wird neben dem Stand der Technik das Entwicklungspotenzial aufgeführt. Dieses wird für die betrachteten, bereits kommerziell verfügbaren Technologien – die alkalische und die PEM-Elektrolyse – angegeben und bezieht sich, sofern kein Bezugszeitpunkt des Wertes aufgeführt wird, auf die zukünftig maximal erreichbaren Werte /NOW-01 11/.

Temperatur und Druck

Wie die Strom-Spannungs-Kennlinien in Abbildung 8-2 und Abbildung 8-3 zeigen, entstehen beim Elektrolyseprozess Verluste, die sich in Abwärme äußern. Die gewünschte Betriebstemperatur wird über das Kühlsystem eingestellt. Hohe Betriebstemperaturen sind sinnvoll, da mit steigenden Betriebstemperaturen der Kühlbedarf und die Elektrolysespannung sinken und sich die Reaktionskinetik an den Elektroden verbessert. Zu hohe Betriebstemperaturen können jedoch Materialprobleme hervorrufen. /VTV-01 08/ Die Betriebsparameter Temperatur und Druck werden in **Tabelle 8-2** zusammengefasst.

Tabelle 8-2: *Temperatur und Druck von Elektrolysesystemen* /VTV-01 08/ [1], /ENE-01 11/ [2], /NOW-01 11/ [3]

	Stand der Technik		Entwicklungspotenzial		
	Wert	Quelle	Wert	Jahr	Quelle
Temperatur in °C					
Elektrolyse allgemein	Bis 80 Neue Systeme bis 120	[1] [1], [3]			
AEL	70-85 60-80	[2] [3]	< 100 60-80 60-90	k.A. Mittelfristig (2016-2021) Langfristig (2021-2031)	[2] [3] [3]
PEMEL	50-80 50-80	[2] [3]	< 100 60-90	k.A. Mittel- bis langfristig (2016-2031)	[2] [3]
Druck in bar					
AEL Druck	Bis 50 3-32 Bis 60 (LURGI-System) <30	[1] [2] [2] [3]	60 60	k.A. Mittel- bis langfristig (2016-2031)	[2] [3]
PEMEL	Bis 100 < 30 < 30	[1] [2] [3]	60-100 60 <100	k.A. Mittelfristig (2016-2021) Langfristig (2021-2031)	[2] [3] [3]

Leistungs- und effizienzbezogene Kennwerte

Unter den leistungs- und effizienzbezogenen Kennwerten werden die elektrische Leistungsaufnahme, der Wirkungsgrad, der spezifische Energiebedarf und die Wasserstoffproduktionsrate zusammengefasst. Diese werden von den Herstellern für den Nennbetriebspunkt angegeben.

Die alkalische Elektrolyse, die bereits seit über 100 Jahren eingesetzt wird, erreicht sehr hohe Systemgrößen im MW_{el}-Bereich. Die in ihrer Entwicklung jüngere PEM-Elektrolyse weist derzeit um Größenordnungen geringere Systemgrößen im kW_{el}-Bereich auf. Zukünftig soll die Systemgröße der PEM-Elektrolyse gesteigert

werden, deren Entwicklungspotenzial auch im MW_{el} -Bereich gesehen wird. Da der erzeugte Wasserstoff nach der Elektrolyse weitere Wandlungsstufen durchläuft, wird der Wirkungsgrad nach /NOW-01 11/ auf den unteren Heizwert bezogen (siehe auch Anhang). Der Wirkungsgrad wird weiterhin durch den spezifischen Energiebedarf ausgedrückt, der in **Abbildung 8-6** und **Abbildung 8-7** im Nennbetrieb in Abhängigkeit der Systemgröße für alkalische und PEM-Elektrolysesysteme sowie explizit für PEM-Stacks für den Stand der Technik dargestellt ist. Der spezifische Energiebedarf nimmt mit steigender Systemkapazität ab (siehe **Abbildung 8-7** anhand der PEM-Elektrolyse). Bei sehr hohen Kapazitäten, die durch die modulare Zusammenschaltung mehrerer Elektrolysesysteme erzielt werden, erreicht der spezifische Energiebedarf eine Sättigung und bleibt relativ konstant /NOW-01 11/. Alkalische Druckelektrolysesysteme haben aufgrund der zusätzlichen Druckbeaufschlagung einen höheren spezifischen Energiebedarf als atmosphärische alkalische Elektrolysesysteme. Der Aufwand für nachfolgende Anwendungen, die unter Druck ablaufen, kann jedoch vermindert werden oder komplett entfallen /VTV-01 08/. Bei hohen Kapazitäten nähern sich die Werte von drucklosen und atmosphärischen alkalischen Elektrolysesystemen an. Entsprechend der um Größenordnungen höheren elektrischen Leistungsaufnahme erreichen alkalische Elektrolysesysteme höhere Wasserstoffproduktionsraten als PEM-Elektrolysesysteme.

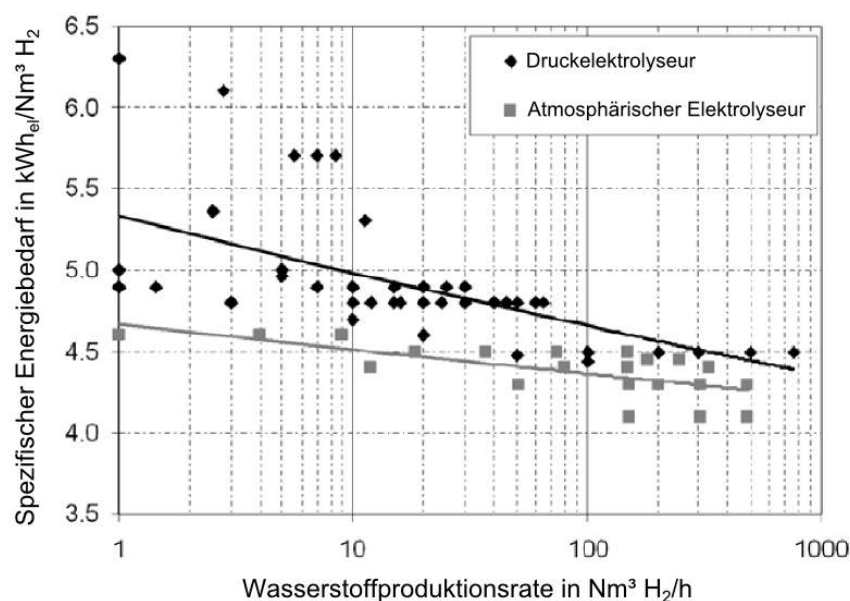


Abbildung 8-6: *Spezifischer Energiebedarf alkalischer Elektrolysesysteme in Abhängigkeit der Wasserstoffproduktionsrate (Nennbetrieb) nach /NOW-01 11/¹⁹*

¹⁹ Energieaufwand für H_2 -Reinigung teilweise berücksichtigt /NOW-01 11/

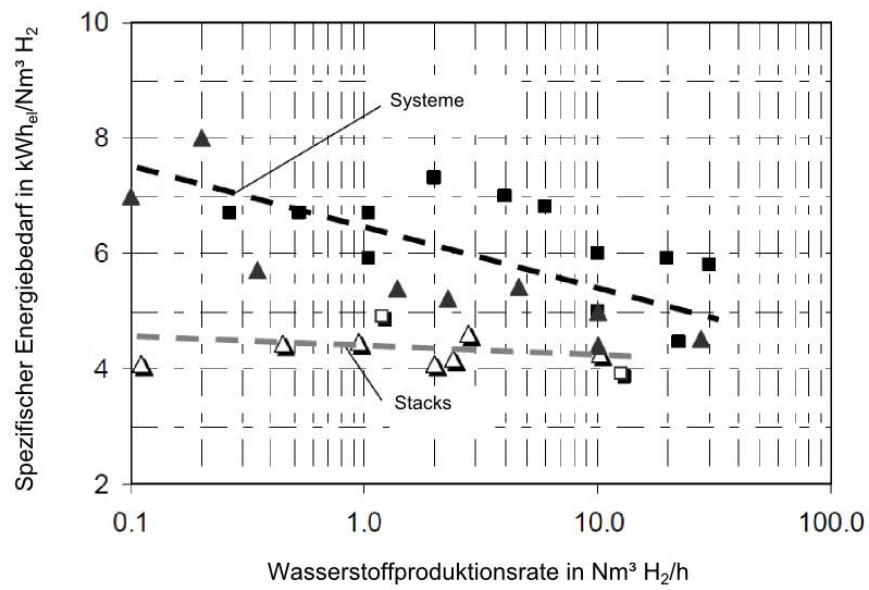


Abbildung 8-7: Spezifischer Energiebedarf von PEM-Elektrolysestacks und –systemen in Abhängigkeit der Wasserstoffproduktionsrate (Nennbetrieb), (Quadrat: kommerziell, Dreieck: Entwicklung) nach /NOW-01 11/

Tabelle 8-3: Leistungs- und effizienzbezogene Kenngrößen von Elektrolysesystemen /NOW-01 11/ [1], /ENE-01 11/ [2], /IEEE-01 12/ [3], /EFZN-01 13/ [4], /FCHJU-01 14/ [5]

Angaben für den Nennbetrieb		Stand der Technik		Entwicklungspotenzial		
		Wert	Quelle	Wert	Jahr	Quelle
Elektrische Leistungsaufnahme in kW _{el}						
AEL Stack		5-ca. 3.400 Bis ca. 3.500	[1] [3]			
AEL System	Atm.	Bis ca. 156.000	[1]			
	Druck	Bis ca. 22.000	[1]			
PEMEL System		Bis ca. 150 Bis ca. 170	[1] [3]	Bis 2.100 Bis 90.000	2015 2018	[4] [4]
Spezifischer Energiebedarf in kWh _{el} /Nm ³ H ₂						
AEL Stack		4,2-5,9*	[1]	4,2-5,5* 4,1-5,2*	2016-2021 2021-2031	[1] [1]
AEL System	Atm.	4,1-4,5 4,0-4,6	[1] [2]	4,0-4,6	k.A.	[2]
	Druck	4,5-5,0 4,5-7,0**	[2] [1]	4,1-4,8 4,4-6,0** 4,3-5,7**	k.A. 2016-2021 2021-2031	[2] [1] [1]
PEMEL Stack		4,2-5,6*	[1]	4,1-5,0* 3,9-4,3*	2016-2021 2021-2031	[1] [1]
PEMEL System		4,5-9,0 4,5-7,5**	[2] [1]	< 4,2-5,0 4,3-5,5** 4,1-4,8**	k.A. 2016-2021 2021-2031	[2] [1] [1]
Wirkungsgrad η _{LHV}						
AEL Stack		71-51 %	[1]	71-55 % 73-58 %	2016-2021 2021-2031	[1] [1]
AEL System	Atm.	73-67 % 75-65 % 67-43 %	[1] [2] [5]	75-65 % 69-53 %	k.A. 2030	[2] [5]
	Druck	67-60 % 67-43 %	[1] [2]	73-63 % 68-50 % 70-53 %	73-63 % 68-50 % 70-53 %	[2] [1] [1]
PEMEL Stack		71-54 %	[1]	73-60 % 77-70 %	2016-2021 2021-2031	[1] [1]
PEMEL System		67-33 % 67-40 % 67-40 %	[2] [1] [5]	71-60 % 70-55 % 73-63 % 76-63 %	k.A. 2016-2021 2021-2031 2030	[2] [1] [1] [5]
Wasserstoffproduktionsrate in Nm ³ H ₂ /h						
AEL Stack		1-760	[1]	1.000-1.500 < 1.000 < 1.500	k.A. 2016-2021 2021-2031	[2] [1] [1]
AEL System	Atm.	> 33.000	[2]			
	Druck	> 20.000	[2]			
PEMEL Stack		Bis 12,8 Bis 10	[2] [1]	30-250 < 30 < 250	k.A. 2016-2021 2021-2031	[2] [1] [1]
PEMEL System		0,6-30	[1]	< 120 < 500	2016-2021 2021-2031	[1] [1]

* Zelltemperatur 80 °C /NOW-01 11/

** Zelltemperatur 80 °C, Produktgas getrocknet, 30 bar, H₂-Reinheit 5.0 /NOW-01 11/

Produktgasreinheit

Die im Elektrolyseur-Stack erzeugten Gase Wasserstoff und Sauerstoff, die das Elektrolysesystem verlassen, werden als *Produktgase* bezeichnet und enthalten neben Wasser auch Fremdgase. Der Begriff *Fremdgas* kennzeichnet dabei Sauerstoff, der im an der Kathode erzeugten Wasserstoff beziehungsweise Wasserstoff, der im an der Anode erzeugten Sauerstoff enthalten ist. Bei einer Verringerung der Wasserstoffproduktionsrate in Richtung des unteren Kapazitätsbereichs steigt die Fremdgaskonzentration an beiden Elektroden – insbesondere an der Anode. Bei einer sicherheitstechnischen Abschaltgrenze von 2 Vol.-% Wasserstoff im Sauerstoff wird die Elektrolyse außer Betrieb genommen. Verantwortlich für die Fremdgaskonzentration ist zum einen die Querdiffusion der Gase (vor allem von Wasserstoff) über den Separator. Diese hängt von den Partialdruckdifferenzen und der Temperatur ab, ist unabhängig von der Stromdichte und steigt linear mit dem Elektrolysedruck an. Zum anderen weist der Elektrolyt eine Löslichkeit für die Produktgase Wasserstoff und Sauerstoff auf. Bei alkalischen Elektrolyseuren wird der Elektrolyt unabhängig von der Auslastung mit einem relativ konstanten Massenstrom zugeführt. Die Fremdgaskonzentration erhöht sich somit im unteren Teillastbereich, sodass abhängig von der Elektrolysetechnologie nicht der gesamte Lastbereich genutzt werden kann. Die zulässigen Teillastbereiche sind in **Tabelle 8-5** enthalten. /NOW-01 11/, /FVS-01 04/

Die erreichten Produktgasreinheiten ohne Gasaufbereitung sind für Wasserstoff in **Tabelle 8-4** dargestellt. Die weitere Nutzung von Sauerstoff wird nicht betrachtet. Für eine optionale, weitere Erhöhung der Produktgasreinheit wird in einer zusätzlichen Gasaufbereitung eine Filterung und Trocknung durchgeführt.

Tabelle 8-4: *Produktgasreinheit (Wasserstoff) von Elektrolysesystemen (ohne Gasaufbereitung)* /NOW-01 11/ [1], /DVGW-01 13/ [2], /IEEE-01 12/ [3]

	Stand der Technik		Entwicklungspotenzial		
	Wert	Quelle	Wert	Jahr	Quelle
Wasserstoffreinheit Elektrolysemodul in Vol.-%					
AEL Teillast	> 99,5	[2]	Keine Literaturwerte vorhanden		
AEL Volllast	> 99,9 Bis 99,9	[2] [3]			
PEMEL Teillast	> 99,999	[2]			
PEMEL Volllast	> 99,999	[2]			
	> 99,99	[3]			
	Vereinzelt bis 99,999 99,80-99,99	[3] [1]			

Dynamisches Verhalten

Das dynamische Verhalten von Elektrolysesystemen wird über den möglichen Lastbereich, die möglichen Änderungsraten der elektrischen Leistungsaufnahme beziehungsweise Produktionskapazität, die Aktivierungszeit und die Fähigkeit zum intermittierenden Betrieb (Wechsel zwischen An- und Abschalten des Elektrolysesystems) gekennzeichnet. Die zugehörigen Kennwerte sind in Tabelle 8-5 zusammengefasst.

Der Lastbereich wird von Herstellern auf die elektrische Leistungsaufnahme oder die Wasserstoffproduktion bezogen. In dieser Studie wird der Lastbereich, wie nach /NOW-01 11/ definiert, auf die nominale Wasserstoffproduktionsrate im Nennbetrieb bezogen. Neben dem Nennbetrieb ist der Betrieb in Teil- und Überlast möglich. Wie im vorherigen Abschnitt zur Produktgasqualität beschrieben, steigt die Fremdgaskonzentration im unteren Teillastbereich an. Insbesondere bei der alkalischen Elektrolyse wird die sicherheitstechnische Abschaltgrenze von 2 Vol.-% Wasserstoff im Sauerstoff bei geringer Kapazität überschritten, sodass der untere Teillastbereich in der Literatur auf minimal 20 % begrenzt wird. Bei PEM-Elektrolysesystemen kann entsprechend verschiedener Literaturquellen der komplette Lastbereich (0-100 %) genutzt werden. Einige Systeme sind überlastfähig und können ihre Wasserstoffproduktion über die Nennkapazität hinaus innerhalb festgelegter Zeiträume steigern. Der Überlastbetrieb wird durch hohe Zellspannungen und –stromdichten, bei denen eine verstärkte Materialdegradation auftritt, begrenzt. /NOW-01 11/

Die Leistungsgradienten von Elektrolysesystemen werden durch die Reaktionszeiten der peripheren Komponenten begrenzt, denn der elektrochemische Elektrolyseprozess in den Elektrolysezellen reagiert praktisch ohne Verzögerung auf Änderungen der elektrischen Leistungsaufnahme /NOW-01 11/. Unter der Aktivierungszeit wird die Zeitspanne verstanden, die ein heruntergefahrenes oder im Standby betriebenes Elektrolysesystem braucht, um den Elektrolyseprozess wieder zu starten. Im Standby-Modus müssen die Betriebsparameter Temperatur und Druck aufrechterhalten werden. Das Abkühlen heruntergefahrener Systeme bedeutet, dass die Betriebsparameter zunächst wieder hergestellt werden müssen und sich daher im Vergleich zum Standby-Modus höhere Aktivierungszeiten ergeben. Um Elektrolysesysteme kurzfristig unter schnellen Reaktionszeiten einsetzen zu können, muss der Standby-Modus mit einer dauerhaften zusätzlichen Energiezufuhr gehalten werden.

Tabelle 8-5: *Dynamische Kenngrößen von Elektrolysesystemen /NOW-01 11/ [1], /ENE-01 11/ [2], /DVGW-01 13/ [3], /IEEE-01 12/ [4], /ZSW-02 12/ [5], /EFZN-01 13/ [6], /AUD-01 14/ [7], /FZJ-01 13/ [8]*

	Stand der Technik		Entwicklungspotenzial			
	Wert	Quelle	Wert	Jahr	Quelle	
Unterer Teillastbereich (bezogen auf die Nenn-Wasserstoffproduktionsrate)						
AEL	20-40 %	[1]	10-20 %	2016-2021	[1]	
	20 %	[2]	10-20 %	2021-2031	[1]	
	25 %	[4]	10 %	k.A.	[2]	
	20 %	[3]				
PEMEL	0-10 %	[1]	0-5 %	2016-2021	[1]	
	0 %	[2]	0-5 %	2021-2031	[1]	
	0 %	[4]	0 %	k.A.	[2]	
	0 %	[3]				
Überlastbereich						
AEL	ca. 150 %	[3]				
PEMEL	200 % (Dauerbetrieb)	[3]	250 %	2015	[8]	
	300 % (Minutenbetrieb)	[3]	300 %	2030	[8]	
	3-fache Überlast kurzzeitig möglich	[6]				
Leistungsgradienten						
AEL	20 % der el. Nennleistung/Minute (bei Warmstart)	[5] [7]				
PEMEL	10 % der maximalen Leistung pro s Höher als bei AEL	[6] [4], [6]				
Aktivierungszeit						
Aus Standby	< 30 s	[6]				
Aus Stillstand	10 min	[6]				
Intermittierender Betrieb						
AEL	Erprobt und möglich	[3]				
PEMEL	Bessere Eignung als AEL	[1]				

Lebensdauer

Elektrolysesysteme sind zuverlässig und erfordern keine kontinuierliche Wartung /IEEE-01 12/. Die Lebensdauer des Systems wird von der Standzeit (kalendarische Lebensdauer), den Betriebsstunden der Komponenten und den An- und Abfahrvorgängen beim intermittierenden Betrieb beeinflusst. Einzelne Komponenten wie der Elektrolyseur-Stack müssen regelmäßig überholt beziehungsweise ausgetauscht werden. Der intermittierende Betrieb mit einem kompletten Herunterfahren und Abkühlen senkt aufgrund der thermischen Beanspruchung die Lebensdauer (thermische Zyklen) und verkürzt die Wartungsintervalle. Bisher werden Elektrolysesysteme in der Regel konstant bei hohen Lasten betrieben. Angesichts des zukünftig möglichen Einsatzes von Elektrolysesystemen in Verbindung mit fluktuierenden elektrischen Energiequellen gewinnt die dynamische Betriebsweise an Bedeutung. Die damit verbundenen Auswirkungen auf die Lebensdauer sind Gegenstand der Forschung. /NOW-01 11/, /DVGW-01 13/

Tabelle 8-6: *Teilüberholungen, Lebensdauer und Verfügbarkeit von Elektrolysesystemen /NOW-01 11/ [1], /ENE-01 11/ [2], /FCHJU-01 14/ [3]*

	Stand der Technik		Entwicklungspotenzial			
	Wert	Quelle	Wert	Jahr	Quelle	
Teilüberholung ²⁰ nach ... Jahren						
	AEL	8-15 7-12	[2] [1]	20	k.A.	[2]
	PEMEL	4-7	[2]	10	k.A.	[2]
Lebensdauer in Jahren bzw. Betriebsstunden						
	AEL Stack	> 50.000 h (Kunststoffdiaphr.) < 90.000 h	[1] [1]	< 90.000 h < 90.000 h	2016-2021 2021-2031	[1] [1]
	AEL System	> 30 a 20-30 a 60.000-90.000 h	[2] [1] [3]	25-30 a 30 a 100.000 h	2016-2021 2021-2031 2030	[1] [1] [3]
	PEMEL Stack	< 20.000 h	[1]	< 50.000 h < 60.000 h	2016-2021 2021-2031	[1] [1]
	PEMEL System	10-20 a 10-20 a 60.000-90.000 h	[1] [2] [3]	20-30 a 30 a 90.000 h	2016-2021 2021-2031 2030	[1] [1] [3]
Verfügbarkeit in %						
	AEL	Große, industrielle Anlagen: 98 %	[1]			

Aktuelle Forschungsfragen

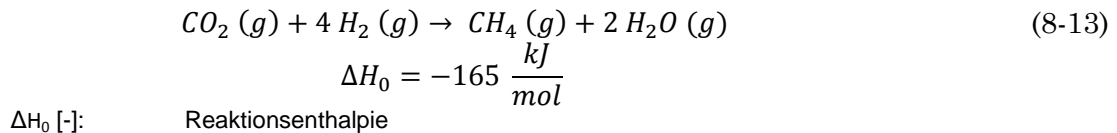
Im Bereich der alkalischen Elektrolyse konzentriert sich die Forschung auf die Erhöhung der Stromdichte und die Steigerung des Teil- und Überlastbereichs. Weitere Forschungsschwerpunkte sind die Reduktion der Systemkomplexität sowie des Aufwandes für die Gasreinigung /FZJ-01 13/.

Bei der PEM-Elektrolyse, die gegenüber der alkalischen Elektrolyse um Größenordnungen geringere Systemgrößen erreicht, stellt die Skalierung des Systems in den MW_{el}-Bereich einen wichtigen Entwicklungsschritt dar. Weiterhin soll durch die Entwicklung von langzeitstabilen Elektroden und Membranen die Lebensdauer erhöht werden. Ein weiterer wichtiger Forschungsbereich ist die Kostensenkung durch Reduktion beziehungsweise Substitution von Edelmetallkatalysatoren /FZJ-01 13/.

²⁰ Austausch/Reaktivierung der Elektroden, Austausch Diaphragma /NOW-01 11/

8.1.2 Methanisierungssysteme

Bei der Methanisierung reagieren Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid (CO₂) oder -monoxid (CO) in Reaktoren in einer katalytisch unterstützten, exothermen Reaktion zu Methan und Wasser (siehe **Formel (8-13)** für die CO₂-Methanisierung). Die entstehende Abwärme muss aus der Reaktionszone abgeführt werden. Die CO₂-Methanisierung stellt dabei die Kombination aus CO-Methanisierung und Wassergas-Shift-Reaktion dar. /DIV-01 12/



Die Entwicklung der Methanisierung zur industriellen Reife begann in den 70er Jahren des zwanzigsten Jahrhunderts mit CO-Methanisierungsverfahren, die auf Kohle- und Biomassevergasung basieren. Der grundlegende Treiber der Entwicklungen war die Erzeugung von preiswertem Erdgasersatz angesichts steigender Energiepreise. In den 80er Jahren wurde eine großtechnische Anlage in North Dakota (USA) errichtet, die synthetisches Erdgas (SNG) aus Braunkohle mit einer Leistung von 2 GW_{SNG}²¹ herstellt /EFZN-01 13/. Aufgrund sinkender Energiepreise rückte die Methanisierung wieder in den Hintergrund. Im Rahmen des P2G-Konzepts wird die Entwicklung – insbesondere für die CO₂-Methanisierung – wieder aufgenommen. /GWF-01 11/, /HYV-01 11/

Die Methanisierungsreaktion wird überwiegend durch Nickel katalysiert²². Der Katalysator weist hohe Anforderungen an die Gasreinheit, insbesondere hinsichtlich Schwefelverbindungen und Sauerstoff, auf /DIV-01 12/. Aus diesem Grund ist gegebenenfalls eine Gasreinigung vor der Methanisierung erforderlich. Die bisher eingesetzten Katalysatoren, die für die CO-Methanisierung entwickelt wurden, sind auch für die CO₂-Methanisierung einsetzbar, allerdings noch nicht dafür optimiert /DVGW-01 13/. Die Prozesstemperatur der Methanisierung liegt zwischen etwa 200 bis maximal 500 °C /DVGW-01 13/. Dieser Temperaturbereich wird zum einen durch die Bildung von Nickelcarbonylen am Katalysator nach unten und zum anderen durch auftretende Sintereffekte am Katalysator nach oben begrenzt /HYV-01 11/, /DIV-01 12/. Die Wahl der Prozessparameter Temperatur und Druck hat Einfluss auf den Umsatz der Methanisierungsreaktion. Bei niedrigen Temperaturen ist der Umsatz sehr hoch – der Druck hat darauf kaum Einfluss. Bei höheren Temperaturen muss der Druck für einen hohen Umsatz stark erhöht werden. Daher ist eine niedrige Betriebstemperatur der Methanisierung vorteilhaft. /DVGW-01 13/

Im Folgenden werden Methanisierungskonzepte, möglich Kohlenstoffdioxidquellen und die technischen Parameter der Methanisierung vorgestellt.

8.1.2.1 Methanisierungsarten

Durch die exotherme Reaktion nehmen die Abfuhr der Reaktionswärme und die damit verbundene Vermeidung von Hot-Spots eine zentrale Rolle bei der Methanisierung ein. Für diese Aufgabenstellung wurden unterschiedliche Reaktorkonzepte entwickelt, die in

²¹ Bezogen auf den unteren Heizwert von Methan

²² Ruthenium ist ein weiterer, in der Literatur genannter Methanisierungskatalysator

- Wirbelschicht-Reaktoren,
- Festbettreaktoren in Horden aufgeteilt bzw. flüssigkeitsgekühlt,
- Drei-Phasen-Reaktoren und
- auf strukturierte Packungen basierende Reaktoren (z.B. Wabenreaktoren)

eingeteilt werden können /DVGW-01 13/. Derzeit sind Wirbelschicht- und Festbettreaktoren kommerziell erhältlich /GWF-01 11/.

Wirbelschichtreaktoren

In Wirbelschichtreaktoren (siehe **Abbildung 8-8**) werden Katalysatorpartikel aufgewirbelt, indem die Eduktgase (H_2 , CO_2) fluidisiert werden. Dieses Reaktorkonzept, das sich durch einen einfachen Aufbau auszeichnet, erreicht eine gleichmäßige Temperaturverteilung und eine gute Wärmeabfuhr. Nachteilig ist zum einen der hohe Verschleiß der Reaktorwand und der aufgewirbelten Katalysatorpartikel. Zum anderen ist die Teillastfähigkeit durch einen Mindestvolumenstrom für die Aufwirbelung der Katalysatorpartikel sowie einen Maximalvolumenstrom, ab dem die Katalysatorpartikel aus dem Reaktor ausgetragen werden, eingeschränkt. /DVGW-01 13/

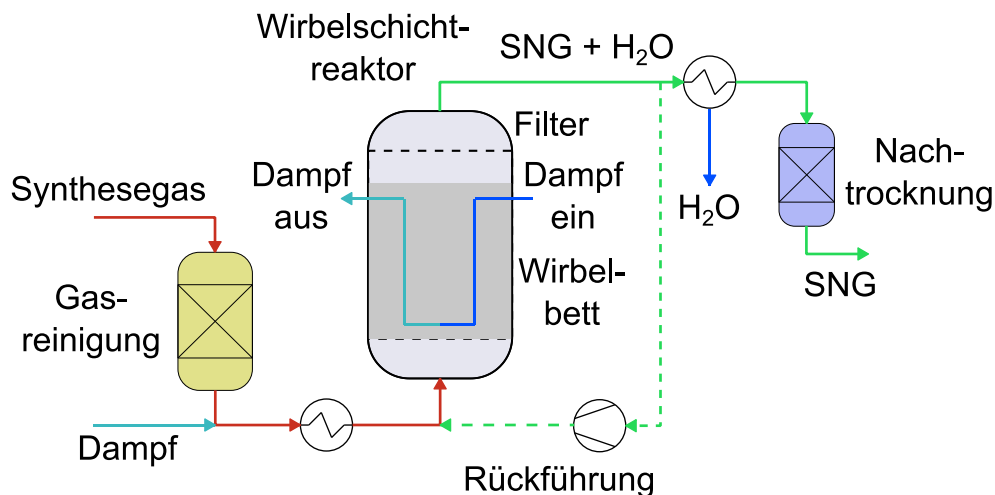


Abbildung 8-8: *Schema eines Wirbelschicht-Methanisierungsreaktors nach /GWF-01 11/*

Festbettreaktoren

Festbettreaktoren können in Hordenreaktoren und flüssigkeitsgekühlte Reaktoren eingeteilt werden. Bei Hordenreaktoren, wie in **Abbildung 4-9** dargestellt, werden mehrere Festbettreaktoren hintereinander geschaltet. Die Abfuhr der Reaktionswärme erfolgt durch Zwischenkühlung. Dabei wird entweder der Gasstrom zwischengekühlt oder kalter Eduktgasstrom zugemischt. Vorteilhaft bei Hordenreaktoren ist die schnelle Betriebsbereitschaft bei Kaltstart, die durch die geringe zu erwärmende Masse (Katalysator, Reaktorwand) begründet ist. Weiterhin kann durch die Zwischenkühlungen eine hohe Gasreinheit erreicht werden. Nachteilig ist die ausgeprägte Hot-Spot-Gefahr des Festbetts, da die Kühlung ausschließlich über das eingebrachte Gas erfolgt. Weiterhin sind die geringen Massen, die zwar einen schnellen Kaltstart ermöglichen, in Bezug auf Betriebsunterbrechungen nachteilig, da der Reaktor schnell auskühlen kann. Dieser Reaktortyp weist einen komplizierten Aufbau und einen eingeschränkt möglichen Teillastbetrieb auf. Bei flüssigkeitsgekühlten Festbettreaktoren befinden sich mit dem Katalysator gefüllte Röhren in einem

Wasserbad, über das eine gute Wärmeabfuhr erreicht werden kann. Allerdings besteht auch bei diesem Reaktortyp Hot-Spot-Gefahr, da die Reaktionswärme zunächst von der Reaktionszone bis zur Rohrwand abgeführt werden muss. /DVGW-01 13/

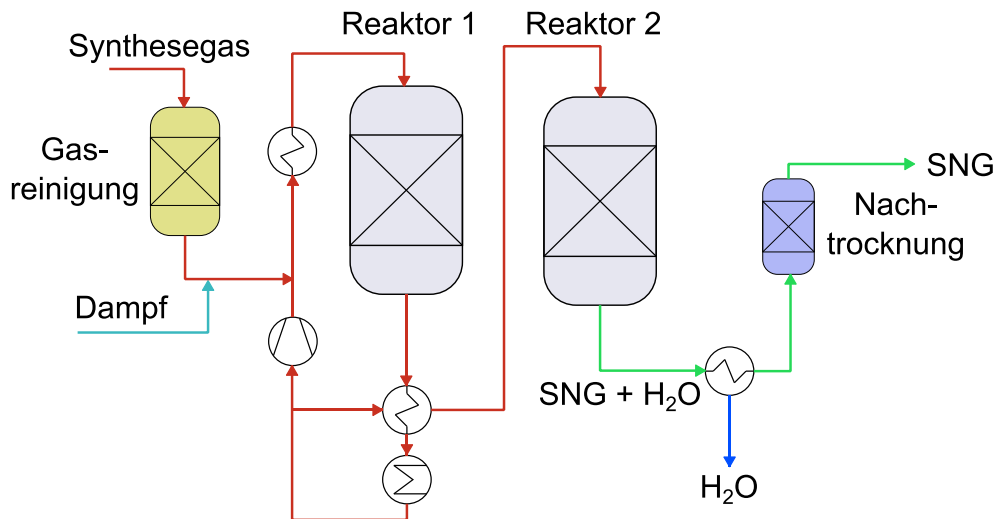


Abbildung 8-9: Schema eines Festbett-Methanisierungsreaktors (Hordenreaktor) nach /GWF-01 11/

Drei-Phasen-Reaktoren

Drei-Phasen-Reaktoren (siehe **Abbildung 8-10**) arbeiten mit einer Suspension aus einem mineralischen Öl (Wärmeträgerflüssigkeit) und darin enthaltenen Katalysatorpartikeln bei einem Druck von ca. 20 - 25 bar und einer Temperatur von etwa 280 - 300 °C /DIV-01 12/. Die Eduktgase steigen als Gasblasen im mineralischen Öl auf (Blasensäule). Bei diesem Reaktortyp besteht aufgrund der guten Temperaturverteilung und Wärmeabfuhr keine Hot-Spot-Gefahr. Weiterhin weisen Drei-Phasen-Reaktoren den größten Teillastbereich unter den Reaktorkonzepten auf. Durch die hohe wärmetragende Masse können kurze Betriebsunterbrechungen vorgenommen werden. Weiterhin sind Drei-Phasen-Reaktoren einfach und kostengünstig im Aufbau und benötigen nur eine Methanisierungsstufe. Die hohe wärmetragende Masse führt allerdings zu langen und energieintensiven Kaltstartphasen. Die Drei-Phasen-Methanisierung wurde in den 1970ern über das LMP²³-Konzept von der Firma Chem.Systems patentiert. Es wurden drei Versuchsanlagen betrieben – aufgrund von Problemen mit zum Beispiel der Temperaturstabilität des Öls wurde das Konzept jedoch nicht weiter verfolgt.

²³ LMP: Liquid Phase Methanation

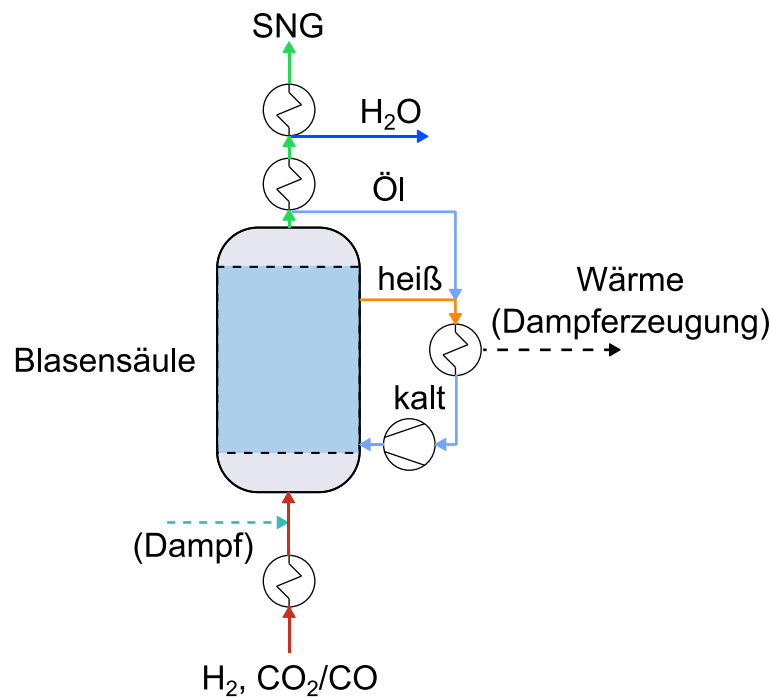


Abbildung 8-10: *Schema eines Drei-Phasen-Methanisierungsreaktors nach /GWF-01 11/*

Reaktoren mit strukturierten Packungen

Methanisierungsreaktoren, die auf strukturierten Packungen basieren, sind nach /DVGW-01 13/ in näherer Zeit nicht einsetzbar. Deren großtechnischer Einsatz muss noch nachgewiesen werden, sodass dieser Methanisierungstyp hier nicht näher beschrieben wird /GWF-01 11/.

Vergleich der Methanisierungskonzepte für P2G

Die Nutzung für das P2G-Konzept stellt besondere Anforderungen an die vorgestellten Methanisierungsreaktor-konzepte. Daher werden diese in **Tabelle 8-7** hinsichtlich verschiedener Kriterien bewertet.

Tabelle 8-7: *Vergleich der Methanisierungskonzepte /GWF-01 11/, /DVGW-01 13/*

Reaktortyp	Festbett	Wirbelschicht	Waben	Drei-Phasen (Blasensäule)
Wärmeabfuhr	-	+	+	++
Wärmekontrolle	--	0	0	++
Stofftransport	0	++	+	-
Katalysatorbelastung	+	--	+	0
Flexibilität	-	--	-	+
Anzahl Reaktoren	-	++	k.A.	++

In Zusammenhang mit dem P2G-Konzept sind insbesondere eine hohe Flexibilität und ein gutes Wärmemanagement entscheidend. Diese Kriterien werden vor allem von der Drei-Phasen-Methanisierung erfüllt, sodass diese in unterschiedlichen Literaturquellen (u.a. /DVGW-01 13/ und /DIV-01 12/) für das P2G-Konzept favorisiert wird. Zu beachten sind bei diesem Reaktorkonzept jedoch die langen Kaltstartphasen. Eine schnelle

Einsatzbereitschaft erfordert daher gegebenenfalls einen Betrieb mit einer dauerhaften, geringen Grundlast /HYV-01 11/.

Entwicklungsbedarf

Die Technologien für die Methanisierung wurden bereits ab den 70er Jahren des zwanzigsten Jahrhunderts für die CO-Methanisierung entwickelt. Die Methanisierungskonzepte müssen für das P2G-Konzept an die Nutzung von Kohlenstoffdioxid angepasst werden. Bei Reaktoren, die auf strukturierten Packungen basieren, muss der großtechnische Einsatz noch nachgewiesen werden. Die wesentlichen Punkte für die Weiterentwicklung der CO₂-Methanisierung liegen in der Verbesserung der Dynamik (Teillast, Lastwechsel, intermittierender Betrieb) sowie der Modulierbarkeit und Kostenreduktion der Anlagen /DIV-01 12/.

Ein wichtiges Entwicklungsfeld ist die Drei-Phasen-Methanisierung, die hinsichtlich Dynamik und Wärmemanagement ein großes Potenzial für die Nutzung im P2G-Konzept aufweist. Diese wird an der DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie weiterentwickelt. Entwicklungsschwerpunkte sind die Modulierbarkeit, das Teillastverhalten sowie Wärmeträgermedien mit verbesserter Temperaturstabilität. /DVGW-01 13/, /DIV-01 12/, /GWF-01 11/

8.1.2.2 Kohlenstoffdioxidquellen

Das für die Methanisierung benötigte Kohlenstoffdioxid fällt in der Regel als Abfallprodukt aus unterschiedlichen Quellen an. Dazu gehören laut /DIV-01 12/ insbesondere:

- Biogasanlagen,
- Vergasungsanlagen und
- Industrielle, fossile Anlagen (Ammoniak-Anlagen, Erdgasförderungsanlagen etc.).

Die CO₂-Quellen unterscheiden sich hinsichtlich ihres Ursprungs (biogen, fossil), Aufbereitungstechnik und -kosten sowie der CO₂-Konzentration /VIEWEG-02 12/. Alle CO₂-Quellen können jedoch mit einer nachgeschalteten Abtrennung CO₂-Gehalte von über 96 % erreichen /DVGW-01 13/. Die Anforderungen an das Kohlenstoffdioxid, das der Methanisierung zugeführt wird, betreffen die Gasbeschaffenheit (Anteil Störstoffe, z.B. Halogenkomponenten, Staub, Inertstoffe) und den passenden Volumenstrom /DVGW-01 13/. Die CO₂-Potenziale werden in /VIEWEG-02 12/ für Deutschland untersucht und in Kapitel 8.3.4.3 vorgestellt.

8.1.2.3 Technische Parameter der Methanisierung

Die Methanisierung wird derzeit in unterschiedlichen Forschungsprojekten und -anlagen für die Nutzung im P2G-Konzept erforscht (siehe Kapitel 8.1.2.6). Im Fokus steht dabei insbesondere die Entwicklung hin zu einer dynamischen Fahrweise. Bisher liegen aus diesen Forschungsprojekten noch wenig Aussagen zum dynamischen Verhalten und weiteren technischen Kennwerten vor. In /IWES-06 09/ wird ein möglicher Lastbereich von 25 - 100 % für die Methanisierung angegeben. Es wird jedoch betont, dass die Methanisierung unter hoher Last mit einem relativ konstanten Wasserstoffstrom betrieben werden sollte. Weiterhin wird für eine dynamische

Betriebsweise der P2G-Anlage auf die Notwendigkeit von Wasserstoffzwischen Speichern hingewiesen. **Tabelle 8-8** zeigt einen Überblick aktuell verfügbarer technischer Kennwerte der Methanisierung.

Tabelle 8-8: *Technische Kennwerte der Methanisierung* /EFZN-01 13/ [1], /IWES-06 09/ [2], /NETL-01 08/ [3], /KIT-03 11/ [4], /AUD-01 14/ [5]

	Stand der Technik		Entwicklungspotenzial					
	Wert	Quelle	Wert	Jahr	Quelle			
Typischer realisierter Leistungsbereich	Entwicklung bis 2 GW _{SNG}	[1]	20-200 MW _{el}	2020	[2]			
Wirkungsgrad								
Methanisierung	Maximal 80 % 75 - 85 % (Methanisierung Synthesegas)	[1] [2]	Keine Werte vorhanden					
CO ₂ -Entfernung	8 % der chem. Energie im SNG	[4]						
Kompression und Transport im Leitungsnetz	2,9 % der chem. Energie im SNG nach CO ₂ -Entfernung	[4]						
Zeitliche Verfügbarkeit	90 - -92 % (Anlage in North Dakota)	[3]						
Lebensdauer	30 a	[1]						
	15 - 20 a	[2]						
	2 - 3 a (Katalysator in Anlage in North Dakota)	[3]						
Dynamisches Verhalten								
Lastbereich	25 - 100 %	[2]						
Aktivierungszeit	Einige h bis 1 d (Kaltstart)	[1]						
	< 15 min (Standby)	[5]						
Leistungsgradient	Schätzung: 10 % der max. Leistung pro h	[1]						

8.1.2.4 Erdgasinfrastruktur

Neben dem Elektrolyse- und Methanisierungssystem ist die Speicherung des erzeugten Gases in der Erdgasinfrastruktur ein wichtiger Baustein von P2G-Systemen. Die Erdgasinfrastruktur setzt sich aus den Gasleitungen und Untertage-Gasspeichern zusammen. Die Gasleitungen sorgen für den Transport und die Verteilung des Gases. Die Speicherfunktion in der Erdgasinfrastruktur übernehmen die Untertage-Gasspeicher. Das gespeicherte Gas in Untertage-Gasspeichern setzt sich aus einem Kissen- und Arbeitsgasanteil zusammen. Das Kissen gas muss zur Sicherstellung der Stabilität im Untertage-Gasspeicher verbleiben. Das Arbeitsgas stellt den nutzbaren, ein- und ausspeicherbaren Anteil dar. Weiterhin wird zwischen Poren- und Kavernenspeichern unterschieden. Porenspeicher verhalten sich durch geringere Ein- und Ausspeicherraten träger als Kavernenspeicher. Die Kenndaten der Untertage-Gasspeicher sind in **Tabelle 8-9** für das Jahr 2012 sowie für zukünftig geplante Projekte zusammengefasst. Insgesamt ergibt sich für das Jahr 2012 eine Speicherkapazität von 23,5 Mrd. Nm³ beziehungsweise 235 TWh_{Erdgas}, die sich zukünftig auf 31,7 Mrd. Nm³ beziehungsweise 317 TWh_{Erdgas} erhöht. Mit der ausgewiesenen Speicherkapazität und der maximalen Entnahmerate des Jahres 2012 können die Untertage-Gasspeicher einen Zeitraum von etwa 89 Tagen überbrücken. /LBEG-01 13/

Tabelle 8-9: *Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung (Stand 31. Dezember 2012, Annahme Heizwert Erdgas: 10 kWh/Nm³) /LBEG-01 13/*

	Einheit	Porenspeicher	Kavernenspeicher	Summe
Arbeitsgasvolumen „in Betrieb nach Endausbau“	Mrd. Nm ³ TWh_{Erdgas}	10,8 108	12,7 127	23,5 235
Plateau-Entnahmerate	Mio. Nm ³ /d	176,5	449,9	
Theoretische Verfügbarkeit*	Tage	61	28	89
Arbeitsgasvolumen „in Planung oder Bau“	Mrd. Nm ³ TWh_{Erdgas}	1,0 10	7,2 72	8,2 82
Summe Arbeitsgas	Mrd. Nm ³ TWh_{Erdgas}	11,8 118	19,9 199	31,7 317

* Arbeitsgasvolumen „in Betrieb nach Endausbau“ bezogen auf Plateau-Entnahmerate

Für die Speicherung von Wasserstoff in Untertage-Gasspeichern werden vor allem Kavernenspeicher als geeignet angesehen. Nach /UMSICHT-01 13/ treten geringe Verluste von etwa 0,01 % pro Jahr auf. Bei Porenspeichern sind für die Wasserstoffeinspeisung noch verschiedene Fragestellungen, unter anderem zum Bakterienwachstum, Integrität der Deckgebirge und die Eignung der eingesetzten Werkstoffe, zu klären. /DVGW-01 13/

8.1.2.5 Wasserstoffspeicher

Nach /CUP-01 09/ sind die beiden am weitesten entwickelten Methoden der Wasserstoffspeicherung, die direkte Speicherung von Wasserstoff in gasförmiger oder flüssiger Form. Im Falle einer gasförmigen Speicherung sind aufgrund der geringen volumetrischen Dichte des Wasserstoffs hohe Drücke notwendig, um den Platzbedarf insbesondere für mobile Anwendungen zu reduzieren. So entsteht für die Kompression des Wasserstoffs von 30 auf 350 bar ein Strombedarf von 0,22 kWh_{el} je Nm³H₂ /FFE-12 00/. Durch Verflüssigung kann die volumetrische Dichte zwar erheblich erhöht werden, der Verflüssigungsprozess ist jedoch mit einem Energiebedarf für die Kühlung des Wasserstoffs von ungefähr 25 % des unteren Heizwertes verbunden. Zudem entstehen Verdampfungsverluste von 2-3 % des gespeicherten Wasserstoffs pro Tag. /CUP-01 09/

Eine weitere Methode der Wasserstoffspeicherung ist die chemische Speicherung mithilfe spezieller Metallhydride /FFE-12 00/. Bei ausreichend hohem Druck werden die Wasserstoffmoleküle aufgespalten und die Atome lagern sich an den Zwischengitterplätzen der Metallhydride an. Da dieser Aufspaltungsvorgang exothermer Natur ist, wird beim Beladeprozess thermische Energie abgeführt und beim Entladeprozess Wärme zugeführt.

8.1.2.6 Pilotprojekte

Das P2G-Konzept wird aktuell in vielen Pilot- und Demonstrationsprojekten erprobt. Die Daten zu diesen Projekten sind in **Tabelle 8-10** bis **Tabelle 8-12** zusammengefasst.

Tabelle 8-10: *Pilot- und Demonstrationsprojekte P2G (1/3) 24*

Verantwortliche	Vattenfall Europe, Innovation GmbH	ENERTRAG AG	Fraunhofer IWES, HMUELV, TMLFUN, ZSW Stuttgart, SolarFuel/ETOGAS GmbH	Fraunhofer ISE, UM Baden-Württemberg, Stadt Freiburg, badenova, NOW
Projektname	Wasserstofftankstelle HafenCity	Hybridkraftwerk Prenzlau	Methanisierung am Eichhof	
Kategorie*	P	P	D	F, D
Betriebszustand	in Betrieb	in Betrieb	in Betrieb	in Betrieb
Einweihung	01.08.2011	25.10.2011	01.01.2012	Januar 2012
Eingangsleistung in kW_{el}		500	25	40
H₂-Prod. in Nm³/h		120	Max. 6	6
SNG-Prod. in Nm³/h			Ca. 4	
CO₂-Quelle			Biogas	
Abwärmennutzung		Einspeisung ins Fernwärmenetz		
Standort	HafenCity, Hamburg	Prenzlau	Bad Hersfeld	Freiburg
Besonderheit	H ₂ (800 bar) für die Betankung von Brennstoffzellenbussen		direkte Methanisierung mit Biogas	Tankstelle mit PEM-Elektrolyse
Verantwortliche	BTU Cottbus, ENERTRAG AG	MicrobEnergy GmbH	Bayer Technology Services, Bayer Material Science, RWE AG, Siemens AG	E.ON
Projektname	H2-Forschungszentrum Cottbus	Power to Gas im Eucolino	CO2RRECT	Pilotanlage Falkenhagen
Kategorie	Prototypanlage	F	F	D
Betriebszustand	in Betrieb	in Betrieb	in Betrieb	in Betrieb
Einweihung	3. Quartal 2012	15.11.2012	01.02.2013	2013 (2. Quartal)
Eingangsleistung in kW_{el}	145	108	Max. 300	2.000
H₂-Prod. in Nm³/h	20/30 (100%/150% Last)	21,3	Max. 50	360
SNG-Prod. in Nm³/h		5,3	keine	
CO₂-Quelle		Biogas	Braunkohlekraftwerk	
Abwärmennutzung		ja		
Standort	Cottbus	Schwandorf	Niederaußem	Falkenhagen, Brandenburg
Besonderheit	60 bar Druckelektrolyse	direkte Methanisierung mit Biogas	Eignung Katalysatoren für CO ₂ aus Braunkohlekraftwerken	AEL, H ₂ -Einspeisung in Gasnetz

*D: Demonstration, F: Forschung, IuD: Innovation und Demonstration, P: Praxisprojekt

²⁴ Quellen: /DVGW-02 13/, dena Strategieplattform Power to Gas: <http://www.powertogas.info/>, Stand 29.07.2014

Tabelle 8-11: Pilot- und Demonstrationsprojekte P2G (2/3)

Verantwortliche	AUDI AG	EnBW AG, DVGW-Forschungs- stelle am EBI, Fraunhofer ISE, KIT- EBI, h-tec GmbH, Outotec GmbH, IoLiTec GmbH	Unternehmen der Thüga Gruppe	Wind-projekt GmbH
Projektname	Audi e-gas Projekt		"Power to Gas" Demonstrations- anlage der Thüga- Gruppe	Windpark RH2-WKA und RH2-PtG
Kategorie*	P		D	luD
Betriebszustand	in Betrieb	in Betrieb	in Betrieb	Testphase
Einweihung	25.06.2013			01.12.2012
Eingangsleistung in kW_{el}	6.000		320	1.000
H₂-Prod. in Nm³/h	1.300		60	210
SNG-Prod. in Nm³/h	300	1		
CO₂-Quelle	benachbarte Biogasanlage der EWE AG			
Abwärmennutzung				Beheizung
Standort	Werthe, Niedersachsen	Karlsruhe	Frankfurt/Main	Grapzow
Besonderheit	Präqualifikation Sekundär- regelleistung	Laboranlage, Einspeisung in das Gasnetz	Einspeisung H ₂ in das Gasverteilnetz mit einem Betriebsdruck von 3 bar	Regeneratives Regelkraftwerk, Einspeisung H ₂ in das Gasnetz
Verantwortliche	Bundesland NRW, AHG mbH	ZSW Stuttgart, Fraunhofer IWES	TOTAL Deutschland GmbH, Linde AG, ENERTRAG AG, McPhy Energy, 2G Energietechnik	RWE Deutschland AG
Projektname	H2-Herten	Verbundprojekt „Power-to-Gas“	Multi-Energie- Tankstelle H2BER	RWE-Demonstrations- anlage "Ibbenbüren"
Kategorie	D	FuE	P	D
Betriebszustand	im Probetrieb	Versuchsbetrieb	in Betrieb	in Bau
Einweihung	29.05.2013	30.10.2012	Mai 2014	2013
Eingangsleistung in kW_{el}	280	250	500	100
H₂-Prod. in Nm³/h	30	50	210 kg/d	20
SNG-Prod. in Nm³/h		12,5		
CO₂-Quelle		Untersch. Quellen möglich		
Abwärmennutzung	geplant für 2014 über zusätzlichen Gasmotor	Gebäudeheizung Institut		
Standort	Zeche Ewald in Herten	Stuttgart	Hauptstadtflughafen Berlin Brandenburg	Ibbenbüren
Besonderheit		Entwicklung Lastdynamik	Tankstelle mit Wasserstoffzapf- und Elektroladesäulen	PEM-Elektrolyse, Einspeisung H ₂ in regionales RWE- Gasnetz

*F: Forschung, FuE: Forschung und Entwicklung, D: Demonstration, P: Praxisprojekt

Tabelle 8-12: *Pilot- und Demonstrationsprojekte P2G (3/3)*

Verantwortliche	Stadtwerke Mainz AG, Linde AG, Siemens AG, Hochschule RheinMain	Fraunhofer-Institut für Werkstoffmechanik	sunfire GmbH, BMBF
Projektname		Hypos - Hydrogen Power Storage & Solutions East Germany	sunfire Power-to-Liquids
Kategorie*	F	P	P
Betriebszustand	in Bau	in Planung	in Planung
Einweihung	geplant 2015		geplant 2014
Eingangsleistung in kW_{el}	6.000		
H₂-Prod. in Nm³/h	1.000		
SNG-Prod. in Nm³/h			Ca. 1 Barrel (~ 159 l) Flüssigkraftstoff pro Tag
CO₂-Quelle			
Abwärmenutzung			
Standort	Mainz	Sachsen-Anhalt	Dresden, Hochtemperatur-Elektrolyse (reversibel), Kraftstoff für Fahrzeuge und Flugzeuge
Besonderheit	Abfüllung in Trailer, Einspeisung in das Gasnetz, Verstromung mit Abwärmenutzung		

*F: Forschung, FuE: Forschung und Entwicklung, D: Demonstration, P: Praxisprojekt

8.2 Regulatorische Rahmenbedingungen

Für das in P2G-Anlagen erzeugte Gas sind neben dem Stromsteuergesetz (StG) vor allem das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) relevant. Erfüllt das erzeugte Gas die Anforderungen an Biogas gemäß EnWG, gelten gleichzeitig auch die Regelungen der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) und der Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV), welche eine privilegierte Einspeisung von Biogas vorsehen. **Tabelle 8-13** fasst die wichtigsten Rahmenbedingungen für P2G zusammen.

Tabelle 8-13: Zusammenfassung der rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen für P2G nach /ISI-01 13/, /ET-13 11/, /BNETZA-18 13/

	EnWG	EEG	GasNZV	GasNEV	StromStG
Interpretation als:	Biogas	Speichergas	Biogas		Strom für Elektrolyse
Voraussetzungen:	Strom zu mindestens 80 % aus Erneuerbaren Energien (EE)	Strom zu 100 % aus EE	Erfüllung der Anforderungen für Biogas nach EnWG 2011		Auf Antrag
	CO ₂ zu mindestens 80 % aus EE	CO ₂ -Quelle nicht relevant			
	Keine technische Unmöglichkeit oder wirtschaftliche Unzumutbarkeit für den Netzbetreiber (kein alleiniger Ausschlaggrund: intermittierender Betrieb oder jahreszeitabhängiger Nutzungsgrad)	Zwischenspeicherung vor Netzeinspeisung			
	Nutzung: Rückverstromung sowie andere Nutzungspfade	Nutzung: ausschließlich Rückverstromung			Nutzung: für Elektrolyse
Förderung:	Befreiung von Netzentgelten bei Bezug der elektrischen Energie (für 20 Jahre)	Kein eigener Vergütungssatz für Speichergas, sondern Vergütungssatz des EE-Stroms ohne Zwischenspeicherung	Einspeiser trägt nur 25 % der Netzanschlusskosten (max. 250.000 €)	Vermiedene Netznutzungsentgelte: 0,7 ct/kWh eingespeistes Gas (für 10 Jahre)	Erstattung, Erlassung oder Vergütung der Stromsteuer
	Befreiung von Einspeiseentgelten in das Gasnetz	Befreiung von der EEG-Umlage für den Strombezug			

Die Elektrolyse kann gemäß § 9a Satz 1 StromStG von der Stromsteuer befreit werden. Zudem wird der Betreiber bei Interpretation des erzeugten Gases als Biogas gemäß EnWG § 3 Nr. 10c sowohl von den Netzentgelten für die bezogene elektrische Energie als auch von den Entgelten für die Einspeisung des Gases befreit (§ 118 Nr. 6 EnWG). Zusätzlich übernimmt der Anlagenbetreiber nach § 33 Nr. 1 GasNZV nur 25 % der Netzanschlusskosten (maximal 250.000 €) und erhält nach § 20a GasNEV eine Vergütung von 0,7 ct/kWh für vermiedene Netznutzungsentgelte. /ISI-01 13/ In § 37 der

GasNEV ist eine jährliche Prüfung der Vergütungshöhe durch die Bundesregierung festgeschrieben.

Im Gegensatz dazu definiert das EEG nach § 3 Nr. 9a das Gas aus P2G-Anlagen als Speichergas, welches strengeren Anforderungen bezüglich der Herkunft des Stromes und des Nutzungspfades unterliegt (vgl. § 16 Abs. 2 Satz 1 EEG). Eine Befreiung von der Zahlung der EEG-Umlage ist nach § 60 Abs. 3 EEG daher nur möglich, wenn der bezogene Strom zur Erzeugung von Speichergas Verwendung findet, das in das Erdgasnetz eingespeist und zur Stromerzeugung eingesetzt wird. Dabei muss gewährleistet werden, dass der bezogene Strom aus Erneuerbaren Energien stammt. Für das erzeugte Speichergas existiert derzeit kein eigener Vergütungssatz, so dass im Falle einer Rückverstromung laut § 16 Abs. 2 Satz 2 EEG nur die ausgespeicherte elektrische Energie vergütet. Da die Speicherverluste der Zwischenspeicherung nicht vergütet werden, ist es für den Betreiber somit von Vorteil, den Strom direkt einzuspeisen. /ISI-01 13/

Durch die Regelungen der GasNZV besteht zudem ein hohes Investitionsrisiko der Betreiber von Elektrolyseuren, da dem Anlagenbetreiber – trotz der geregelten Mindestanschlussverfügbarkeit von 96 % sowie der garantierten Mindesteinspeisekapazität durch den Netzbetreiber – keine Garantie für die eingespeiste Menge an Wasserstoff gegeben wird. Gewährt wird nur die tatsächliche technische Verfügbarkeit, während der Netzbetreiber das Recht hat, die Einspeisemenge zu reduzieren, wenn dieses Vorgehen mit der fehlenden Netzkompatibilität von Wasserstoff begründet ist. Zudem kann bei Veränderung der Gasströme die Beimischungsquote auf Basis der technischen Unmöglichkeit oder wirtschaftlichen Unzumutbarkeit nachträglich abgesenkt werden, welches im Extremfall zu einer Einstellung der gesamten Wasserstoffeinspeisung führen kann. /BNETZA-18 13/ Folglich ist das direkte Einspeisen von Wasserstoff aus P2G-Anlagen in das Erdgasnetz mit einem hohen Risiko behaftet, welches durch das Zuschalten einer Methanisierungsanlage gemindert werden kann.

Folglich schaffen das EEG sowie das EnWG eine rechtliche Basis für die Verwendung von Gasen aus P2G-Anlagen und schaffen unter bestimmten Voraussetzungen Befreiungsmöglichkeiten von den zu zahlenden Steuern und Abgaben für den Strombezug und die Gaseinspeisung. Tatsächliche finanzielle Anreize zur Errichtung und zum Betrieb von P2G-Anlagen zur Zwischenspeicherung werden derzeit jedoch noch nicht gegeben /ET-13 11/.

Im Gegensatz dazu besteht in Österreich gemäß /IEWT-01 15/ noch Rechtsunsicherheit für die Einspeisung von Methan aus P2G-Anlagen, da dieses nicht unter den Begriff des Gases nach § 7 Abs 4 GWG fällt. Zwar sind „auf Erdgasqualität aufbereitete biogene Gase“ mit eingeschlossen, Methan aus P2G ist jedoch nicht in der definierten Liste der biogenen Gase enthalten.

8.3 Technoökonomische Kennwerte

Wie in Kapitel 8.1.2.6 dargestellt sind bereits einige P2G-Pilotanlagen in Betrieb. Da für diese Anlagen jedoch derzeit noch keine Daten öffentlich zur Verfügung stehen, stützen sich die technoökonomischen Kennwerte von P2G-Systemen auf die Ergebnisse eines technischen sowie ökonomischen Reviews. Dafür wird auf wissenschaftliche Literatur verschiedener Forschungseinrichtungen sowie auf Herstellerangaben zurückgegriffen.

8.3.1 Technische Kennwerte

Basierend auf verschiedenen Literaturquellen und Herstellerangaben wurden in Kapitel 8.1 bereits die verschiedenen technischen Kennwerte für den Stand der Technik sowie das Entwicklungspotenzial der Kennwerte abgeleitet. Aus dieser umfangreichen Sammlung werden in **Tabelle 8-14** die technischen Kennwerte für die in der Simulation verwendeten Stützjahre festgelegt. Das Vorgehen zur Ermittlung der Kennwerte wird in den Fußnoten beschrieben. Weiterhin sind die zugrunde liegenden Quellen gekennzeichnet. Um eine Vergleichbarkeit zwischen alkalischen und PEM-Elektrolysesystemen zu ermöglichen, werden hier die Kennwerte der alkalischen Druckelektrolyse angegeben. Die technischen Kennwerte eines P2G-Systems mit SNG-Erzeugung können aus der Kombination der angegebenen Kennwerte der Elektrolyse und der Methanisierung abgeleitet werden.

Tabelle 8-14: Technische Kennwerte von P2G /NOW-01 11/ [1], /ENE-01 11/ [2], /DVGW-01 13/ [3], /FZJ-01 13/ [4], /ZSW-02 12 [5], /AUD-01 14/ [6], /EFZN-01 13/ [7], /FFE-12 00/ [8], /IWES-06 09/[9]

	Stand der Technik		2015		2020		2025		2030	
	AEL	PEM	AEL	PEM	AEL	PEM	AEL	PEM	AEL	PEM
Elektrolysesysteme										
Spez. Energiebedarf in kWh _{el} /Nm ³ H ₂ ^{(1),(2)} [1]	5,8	6	5,2	4,9	5,2	4,9	5	4,5	5	4,5
Wirkungsgrad in % ⁽³⁾	52	50	58	61	58	61	60	67	60	67
Zelldruck in bar [1]	< 30	< 30	60	60	60	60	60	<100	60	<100
Minimale Teillast in % ⁽⁴⁾ [1]-[3]	30	5	15	2,5	15	2,5	15	2,5	15	2,5
Überlast in % (Dauerbetrieb) ⁽⁵⁾ [3], [4]	150	200	150	250	150	250	150	300	150	300
Lastgradient in %/s ⁽⁶⁾ [5], [6], [7]	1/3	10	1/3	10	1/3	10	1/3	10	1/3	10
Aktivierungszeit ⁽⁶⁾ [7]	Aus Standby: 30 s Aus Stillstand: 10 min									
Lebensdauer in a ^{(1),(2)} [1], [2]	25	15	28	25	28	25	30	30	30	30
Teilüberholung nach a ⁽⁷⁾ [1], [2]	11	6	13	7	16	8	18	9	20	10
Verfügbarkeit in % ^{(6),(8)} [1]	98									
Wasserstoffspeicher										
Spez. Energiebedarf [8]	Kompression von 30 auf 350 bar: 0,22 kWh _{el} /Nm ³ H ₂									
Methanisierungssysteme ⁽⁶⁾										
Wirkungsgrad in % ⁽⁹⁾ [7]	80									
Minimale Teillast in % [9]	25									
Lastgradienten in %/h ⁽¹⁰⁾ [7]	10									
Aktivierungszeit [6], [7]	Aus Standby: < 15 min Aus Stillstand: h – 1 d									
Lebensdauer in a ⁽¹⁾ [7], [9]	23									
Erdgasspeicher										
Speicherdauer	aufgrund geringer Selbstentladeraten der Erdgasspeicher von 0,01 %/a auch saisonale Speicherung möglich									

⁽¹⁾ Mittelwert aus Spannweite der Literaturdaten aus Kapitel 8.1

⁽²⁾ In [1] Werte nur für den Stand der Technik, ein mittelfristiges Szenario (5-10 Jahre) und ein langfristiges Szenario (10-20 Jahre) verfügbar, Annahme: mittelfristiges Szenario gilt für 2015 und 2020 und langfristiges Szenario gilt für 2025 und 2030

⁽³⁾ Abgeleitet aus spez. Energiebedarf, bezogen auf LHV=3 kWh/Nm³ H₂

⁽⁴⁾ Unterer Wert der Spannweite der Literaturdaten

⁽⁵⁾ Für AEL in [3] nur Wert für den Stand der Technik verfügbar, Annahme: Wert bleibt für zukünftige Jahre konstant; Potenzial für PEMEL nach [4]: Wert für 2015 wird auch für 2020 angenommen und Wert für 2030 auch für 2025

⁽⁶⁾ In Literaturdaten aus Kapitel 8.1 nur Wert für den Stand der Technik verfügbar; Annahme: Wert bleibt für zukünftige Stützjahre konstant

⁽⁷⁾ Mittelwert aus Spannweite der Literaturdaten aus Kapitel 8.1 für Stand der Technik und 2030; restliche Jahre durch lineare Interpolation

⁽⁸⁾ Verfügbarkeit nach [1] bezieht sich auf AEL, wird auch für PEMEL angenommen

⁽⁹⁾ Maximalwert nach [7]

⁽¹⁰⁾ Schätzung nach [7]

8.3.2 Räumliche Verteilung

Der Einsatz einer P2G-Anlage setzt den Anschluss an das Stromnetz sowie die Verfügbarkeit einer Wasserstoff- oder Erdgasinfrastruktur (Gasspeicher, Gasnetz etc.) voraus. Für die Einspeisung reinen Wasserstoffs in das Erdgasnetz sind mögliche Einschränkungen, insbesondere bei der Einspeicherung in die Porenspeicher, zu beachten. Aufgrund großer und relativ konstanter Gasvolumenströme, die eine gute Verteilung des Wasserstoffs gewährleisten können, sollten für die Wasserstoffeinspeisung vornehmlich die Übertragungsleitungen des Gasnetzes, die flächendeckend über Deutschland verteilt sind, in Betracht gezogen werden.

Wird zusätzlich die Methanisierung berücksichtigt, ergeben sich hinsichtlich der Einspeisung keine Einschränkungen, da das erzeugte Methan als Austauschgas in das Erdgasnetz eingespeist werden kann (ggf. ist vorab eine Aufbereitung erforderlich). Die Methanisierung erfordert jedoch den Zugang zu einer CO₂-Quelle. Wichtige regenerative CO₂-Quellen wie Biogas- und Biomethananlagen sowie die Zement- und Stahlindustrie sind deutschlandweit verteilt. Eine räumliche Einschränkung von P2G-Standorten kann für die Simulation näherungsweise vernachlässigt werden.

8.3.3 Zeitliche Verfügbarkeit

Für P2G-Systeme ist die zeitliche Verfügbarkeit prinzipiell nur durch notwendige Wartungsarbeiten beschränkt. Während die zeitliche Verfügbarkeit für die Elektrolyse bei 98 % liegt, beträgt dieser Wert bei der Methanisierung ca. 91 %. Es wird daher von einer Mindestverfügbarkeit von ca. 8.000 Stunden im Jahr ausgegangen.

8.3.4 Technisches Potenzial

Die limitierenden Faktoren für den Einsatz des P2G-Konzepts sind im Falle einer Einspeisung in das Erdgasnetz die Speicherkapazität der Erdgasinfrastruktur mit möglichen Restriktionen bei der Wasserstoffeinspeisung sowie die CO₂-Verfügbarkeit für die Methanisierung. Das Potenzial in der Industrie und der Mobilität ist vorwiegend durch die Wasserstoffnachfrage in diesen Sektoren begrenzt.

8.3.4.1 Speicherkapazität Erdgasinfrastruktur

Die Kennwerte für die Speicherkapazität von Untertage-Gasspeichern sind in **Tabelle 8-15** dargestellt. Im Jahr 2012 betrug die Speicherkapazität von Untertage-Gasspeichern (in Betrieb nach Endausbau) 10,8 Mrd. Nm³ für Poren- und 12,7 Mrd. Nm³ für Kavernenspeicher. Insgesamt ergeben sich somit 235 TWh_{Erdgas}. Durch geplante oder in Bau befindliche Projekte erhöht sich die Kapazität zukünftig um 82 TWh_{Erdgas} auf 317 TWh_{Erdgas}. Weiterhin werden die theoretischen Speicherkapazitäten für eine Wasserstoffspeicherung für unterschiedliche Wasserstofftoleranzen angegeben. Dabei werden Heizwerte nach /LIN-01 08/ von 3 kWh_{H2}/Nm³ und 10 kWh_{Erdgas}/Nm³ zugrunde gelegt.

Tabelle 8-15: *Speicherkapazität der deutschen Untertage-Gasspeicher (Stand 31. Dezember 2012) /LBEG-01 13/*

	Einheit	Poren- speicher	Kavernen- speicher	Summe	
Arbeitsgasvolumen „in Betrieb nach Endausbau“	Mrd. Nm ³ Erdgas	10,8	12,7	23,5	
	TWh _{Erdgas}	108,0	127,0	235,0	
Speicherkapazität Wasserstoff ^{(1), (2)}					
	2 Vol.-%	TWh _{H₂}	0,6	0,8	1,4
	10 Vol.-%	TWh _{H₂}	3,2	3,8	7,1
Arbeitsgasvolumen „in Planung oder Bau“	Mrd. Nm ³ Erdgas	1,0	7,2	8,2	
	TWh _{Erdgas}	10,0	72,0	82,0	
Speicherkapazität Wasserstoff ^{(1), (2)}					
	2 Vol.-%	TWh _{H₂}	0,1	0,4	0,5
	10 Vol.-%	TWh _{H₂}	0,3	2,2	2,5
Summe Arbeitsgas	Mrd. Nm ³ Erdgas	11,8	19,9	31,7	
	TWh _{Erdgas}	118,0	199,0	317,0	
Speicherkapazität Wasserstoff ^{(1), (2)}					
	2 Vol.-%	TWh _{H₂}	0,7	1,2	1,9
	10 Vol.-%	TWh _{H₂}	3,5	6,0	9,5

(1) Speicherkapazität des Wasserstoffanteils; Erdgas nicht berücksichtigt

(2) Speicherung von Wasserstoff in Porenspeichern ist noch Forschungsgegenstand

8.3.4.2 Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz

Im Folgenden wird die minimale, zu jedem Zeitpunkt mögliche Wasserstoffeinspeiseleistung in das Erdgasnetz bestimmt. Die zugehörige Vorgehensweise ist in **Abbildung 8-11** dargestellt und wird anschließend näher erläutert.

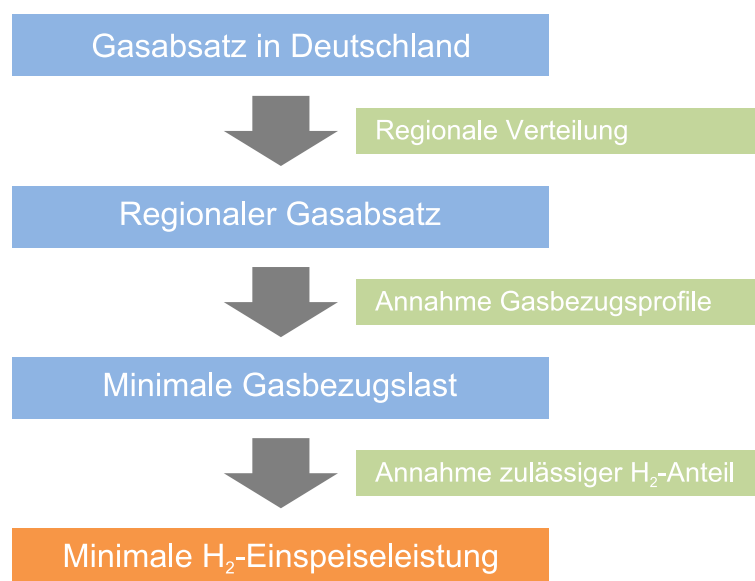


Abbildung 8-11: *Vorgehensweise für die Ermittlung der minimalen Wasserstoffeinspeiseleistung*

Ausgangspunkt ist der Erdgasabsatz in Deutschland. Es wird angenommen, dass nur die Menge an Wasserstoff eingespeist wird, die auch im gleichen Moment wieder verbraucht wird. Es werden also keine zusätzlichen Speicher benötigt. Auf Basis von Gasbezugsprofilen wird die minimale Last des Erdgasbezugs berechnet. Aus dieser und dem angenommenen zulässigen Anteil von Wasserstoff im Erdgas kann auf die minimale Einspeiseleistung an Wasserstoff in das Erdgasnetz, die zu jedem Zeitpunkt möglich ist, geschlossen werden.

Wasserstofftoleranz der Komponenten

Die derzeit zugelassenen Wasserstofftoleranzen der Komponenten des Erdgasnetzes werden in /DVGW-01 13/ dargelegt und sind in **Abbildung 8-12** dargestellt. Demnach kann für die bestehende Erdgasinfrastruktur weitgehend von einem Wasserstoffanteil von 10 Vol.-% im Erdgas ausgegangen werden. Forschungsbedarf besteht insbesondere für die zugelassene Wasserstoffkonzentration in Erdgasspeichern (vor allem Porenspeicher), Gasturbinen und Erdgastanks in Fahrzeugen /DVGW-01 13/. Berücksichtigt man alle Komponenten der Erdgasinfrastruktur für den Stand der Technik, ergibt sich eine zulässige Wasserstofftoleranz von 2 Vol.-%, wie sie insbesondere für Erdgasfahrzeuge festgelegt ist.

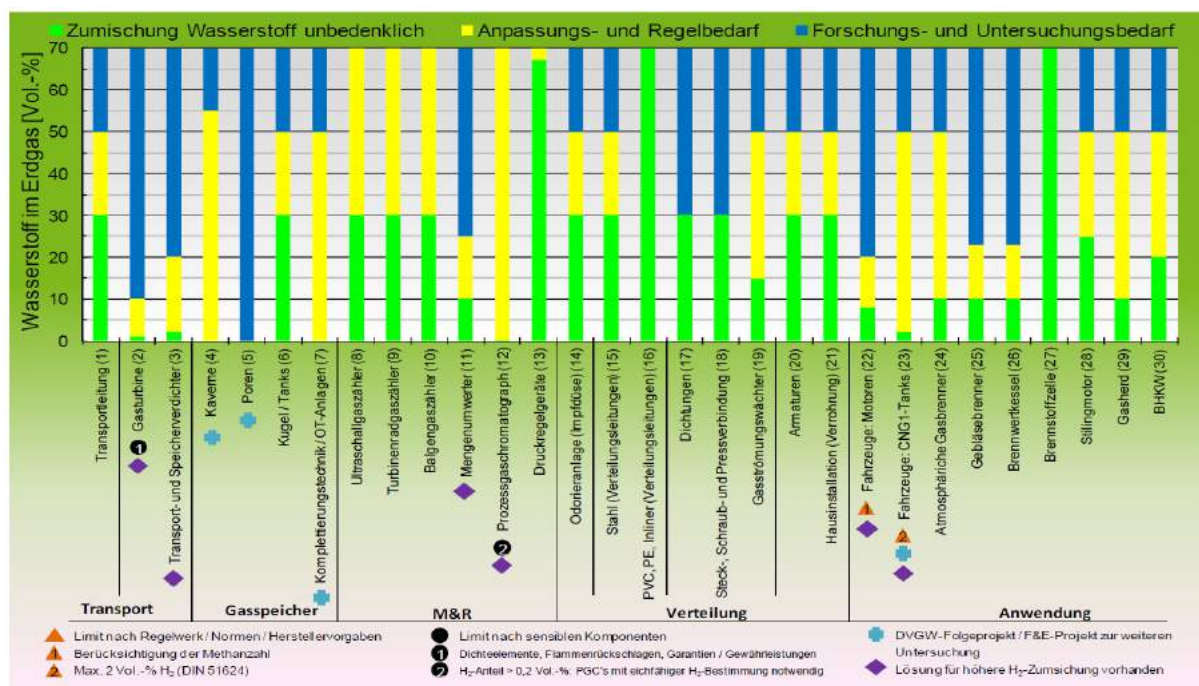


Abbildung 8-12: Wasserstofftoleranz der einzelnen Komponenten des Erdgasnetzes (Stand der Technik) /DVGW-01 13/

Für das Einspeisepotenzial von Wasserstoff in das Erdgasnetz werden daher im Folgenden Anteile von 10 und 2 Vol.-% Wasserstoff im Erdgas angenommen.

Erdgasabsatz in Deutschland

In /BDEW-04 12/ wird der Erdgasfluss in Deutschland für das Jahr 2011 bilanziert. Demnach wurden 837 TWh_{Erdgas} abgesetzt. Der Gasabsatz ist nach den Verbrauchergruppen

- Industrie (inklusive industrielle Kraftwerke zur Stromerzeugung),

- Haushalte,
- Gewerbe, Handel, Dienstleistungen,
- Kraftwerke (öffentliche Elektrizitätsversorgung),
- Fernwärme und
- Verkehr

aufgeschlüsselt und in **Abbildung 8-13** dargestellt /BDEW-04 12/.

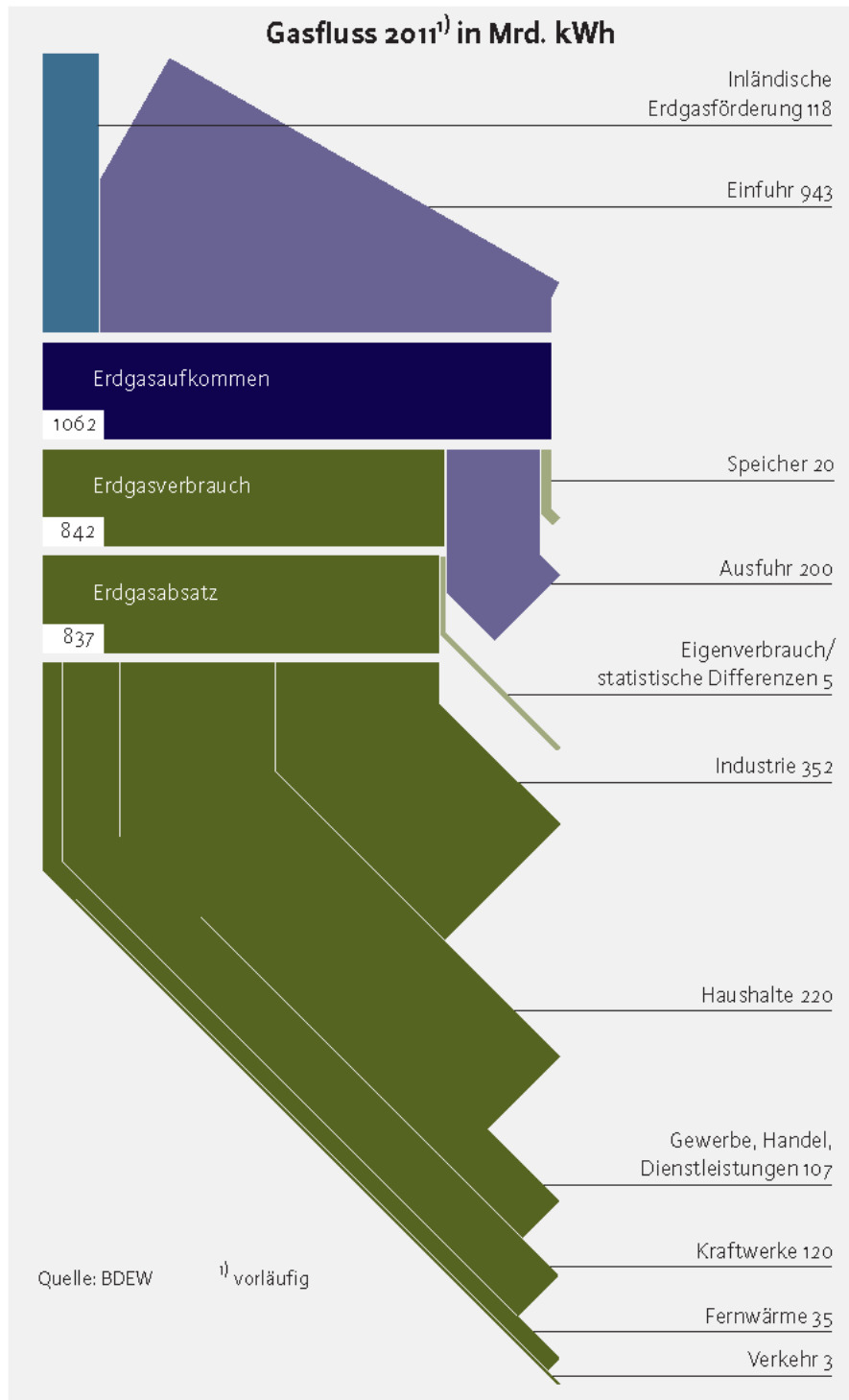


Abbildung 8-13: Erdgasfluss in Deutschland für das Jahr 2011 /BDEW-04 12/

Ableich BDEW-Daten mit den Energiedaten des BMWi

Im Regionenmodell der FfE liegt ein regional aufgelöster, mit den Energiedaten des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) konsistenter Datensatz vor. Ein Vergleich der Daten zum Erdgasabsatz nach /BDEW-04 12/ mit den BMWi-Energiedaten /BMWI-08 13/ ist notwendig und wird in **Tabelle 8-16** dargestellt.

Tabelle 8-16: Daten zum Erdgasabsatz nach /BDEW-04 12/ und Abgleich mit /BMWI-08 13/

TWh _{Erdgas}		Energiedaten /BMWI-08 13/	Erdgasabsatz nach /BDEW-04 12/
Endenergieverbrauch von Naturgas			
Industrie		220	352 (inkl. industrielle Stromerzeugung)
- Gewinnung von Steine Erden		13	
- Ernährung Tabak		30	
- Papiergewerbe		22	
- Chemie		58	
- Gummi und Kunststoffwaren		6	
- Glas und Keramik		17	
- Metallerzeugung		22	
- NE-Metalle		10	
- Maschinenbau		6	
- Fahrzeugbau		10	
- Sonstige		26	
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen		108	107
Private Haushalte		235	220
Verkehr		2	3
Einsatz von Gas zur Stromerzeugung			
Gas		177	
- Erdgas		149	120
Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken und Fernheizwerken (Fernwärme)			
- Gase		63	35
Summe			837
TWh _{el}		/BMWI-08 13/	
Stromerzeugung			
Bruttostromerzeugung aus Erdgas		82,5	
Stromaufkommen industrielle Eigenanlagen		53	

Für die Verbrauchergruppen private Haushalte, Verkehr und GHD stimmen die beiden Quellen gut überein. Für die Industrie weist /BDEW-04 12/ einen Erdgasabsatz von 352 TWh_{Erdgas} aus. Dieser setzt sich aus dem Erdgasabsatz für Prozesse und für die industrielle Eigenstromerzeugung zusammen. Der Erdgasabsatz in der Industrie beläuft sich nach /BMWI-08 13/ auf 220 TWh_{Erdgas} und ist nach Industriesektoren aufgeschlüsselt, umfasst jedoch keine Stromerzeugung. Demnach werden entsprechend den Angaben beider Quellen rund 132 TWh_{Erdgas} für die industrielle

Eigenstromerzeugung verwendet. Die Daten nach /BMWI-08 13/ für den Erdgaseinsatz zur öffentlichen Stromerzeugung und Fernwärmebereitstellung überschneiden sich, da die Heizkraftwerke sowohl Fernwärme als auch Strom bereitstellen. Diese Erdgasabsatzdaten sind daher höher als die entsprechenden Daten nach /BDEW-04 12/ (120 TWh_{Erdgas} für öffentliche Stromerzeugung, 35 TWh_{Erdgas} für Fernwärme).

Für eine Plausibilisierung der errechneten 132 TWh_{Erdgas} für die industrielle Eigenstromerzeugung wird die Bruttostromerzeugung aus Erdgas nach /BMWI-08 13/ betrachtet. Diese beträgt für Deutschland 82,5 TWh_{el} (**Tabelle 8-16** unten). Unter Bezugnahme auf den gesamten Erdgasabsatz für die Stromerzeugung von 252 TWh_{Erdgas} ergibt sich ein plausibler Nutzungsgrad von rund 33 % für die Stromerzeugung aus Erdgas. Das Stromaufkommen der industriellen Eigenerzeugung beträgt nach /BMWI-08 13/ 53 TWh_{el} – welcher Anteil davon aus Erdgas erzeugt wurde, ist nicht ersichtlich. Unter der Annahme einer ausschließlichen Nutzung von Erdgas für die industrielle Eigenerzeugung (132 TWh_{Erdgas}) ergibt sich ein Nutzungsgrad von rund 40 %. Werden neben Erdgas weitere Energieträger eingesetzt, sinkt dieser Nutzungsgrad entsprechend.

Es wurden die Besonderheiten der unterschiedlichen Bilanzierungen der beiden Quellen vorgestellt. Die daraus resultierenden Abweichungen können unter Berücksichtigung der industriellen Stromerzeugung erklärt werden. Die Daten des Regionenmodells können zur Bestimmung des regionalen Erdgasabsatzes verwendet werden.

Angenommener Erdgasabsatz nach Verbrauchergruppen

Der angenommene Erdgasabsatz nach Verbrauchergruppen ist in **Tabelle 8-17** zusammengefasst. Es werden die Daten für das Jahr 2011 angenommen. Der Verkehrssektor spielt mit unter 0,4 % am gesamten Erdgasabsatz eine untergeordnete Rolle und wird dem Sektor der privaten Haushalte zugeordnet.

Tabelle 8-17: *Angenommener Gasabsatz nach Verbrauchergruppen (Daten von 2011)*
/BDEW-04 12/, /BMWI-08 13/

	TWh _{Erdgas}
Industrie	352
Kraftwerke	132
Restlicher Gasabsatz	220
Private Haushalte, Verkehr	223 (220+3)
GHD	107
Kraftwerke (öffentliche Elektrizitätsversorgung)	120
Fernwärme (Heizkraftwerke und Fernheizwerke)	35
Summe	837

Regionale Verteilung des Erdgasabsatzes

Der Erdgasabsatz wird für jede Verbrauchergruppe nach den in **Tabelle 8-18** dargestellten Kriterien aus dem FfE-Regionenmodell verteilt. **Abbildung 8-14** zeigt den Erdgasabsatz nach Netzregionen und Verbrauchergruppen.

Tabelle 8-18: Kriterien im FfE-Regionenmodell zur regionalen Verteilung des Erdgasabsatzes

Verbrauchergruppe	FfE-Regionenmodell Regionale Skalierung nach
Private Haushalte, Verkehr, GHD	Wärmebedarf (Raumwärme, Warmwasser)
Kraftwerke (öffentliche Elektrizitätsversorgung), Fernwärme (Heizkraftwerke und Fernheizwerke), Industrie Kraftwerke	Installierte elektrische Leistung
Industrie restlicher Gasabsatz	Erwerbstätigenzahl

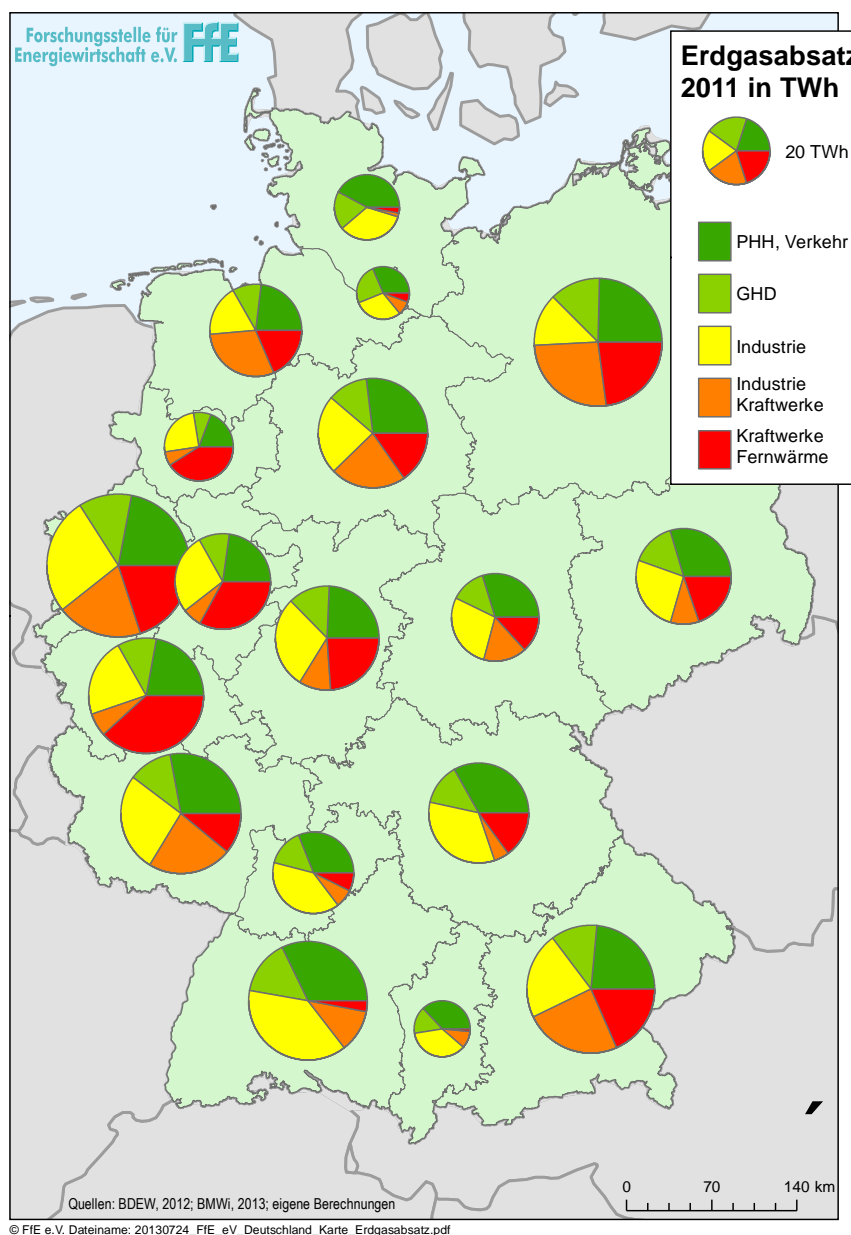


Abbildung 8-14: Erdgasabsatz im Jahr 2011 nach Netzregionen und Verbrauchergruppen

Gasbezugsprofile der Verbrauchergruppen

Aus dem Gasabsatz und dem Gasbezugsprofil (schematisch dargestellt in **Abbildung 8-15**) kann näherungsweise die minimale Gasbezugslast für eine Branche nach **Formel (8-14)** berechnet werden. Dazu müssen für das Gasbezugsprofil die Volllaststunden und das Verhältnis von minimaler zu maximaler Gasbezugslast bekannt sein.

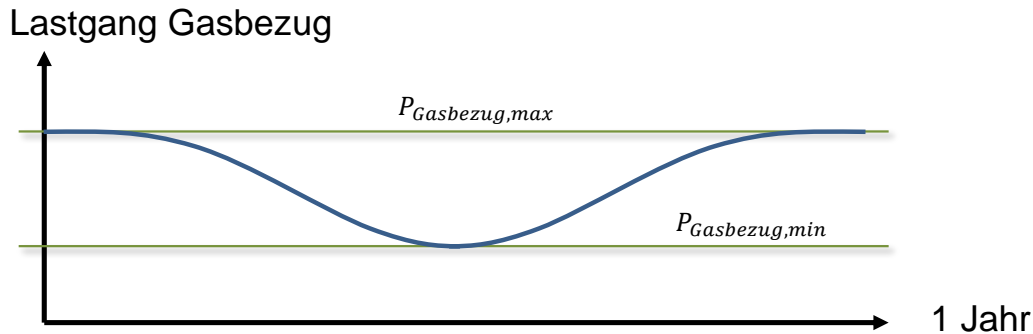


Abbildung 8-15: Schematischer Verlauf Gasbezugsprofil

$$P_{\text{Gasbezug,min}} = \frac{E_{\text{Gasabsatz}}}{t_{\text{V,Gasbezug}}} \cdot \frac{P_{\text{Gasbezug,min}}}{P_{\text{Gasbezug,max}}} \quad (8-14)$$

$P_{\text{Gasbezug,min}}$ [W _{Gas}]:	Minimale Gasbezugslast
$P_{\text{Gasbezug,max}}$ [W _{Gas}]:	Maximale Gasbezugslast
$E_{\text{Gasabsatz}}$ [Wh _{Gas} /a]:	Gasabsatz pro Jahr
$t_{\text{V,Gasbezug}}$ [h/a]:	Volllaststunden des Gasbezugs

Die angenommenen Parameter der Gasbezugsprofile sind in **Tabelle 8-19** nach Verbrauchergruppen zusammengefasst. Für die Sektoren private Haushalte, Verkehr und GHD wird das Fernwärmebezugsprofil, das im Teilprojekt „KWK mit Wärmespeicher und Nachheizung (Power2Heat)“ bestimmt wurde, als Erdgasbezugsprofil angenommen. Dieses Bezugsprofil ist durch etwa 3.100 Volllaststunden und ein Verhältnis von minimaler zu maximaler Last von 10 % gekennzeichnet. Für die öffentliche Elektrizitätsversorgung aus Erdgas wurde die Stromerzeugung der im Jahr 2011 an der EEX gemeldeten Gaskraftwerke in Deutschland ausgewertet. Es ergeben sich rund 3.000 Volllaststunden und ein Anteil der Minimal- an der Maximalleistung von etwa 9 %. Für die öffentliche Stromerzeugung aus Erdgas wird vereinfachend das Gasbezugsprofil der Sektoren private Haushalte, Verkehr und GHD angenommen. Die Fernwärmebereitstellung aus Erdgas beinhaltet Heizkraftwerke und Fernheizwerke. Aufgrund der Überschneidung der Fernwärme-Heizkraftwerke mit den Erdgaskraftwerken der öffentlichen Stromversorgung werden die Gasbezugsprofilparameter letzterer übernommen. Der Erdgasabsatz in der Industrie, der nicht zur industriellen Stromerzeugung zählt, wird mit 5.000 Volllaststunden und einem Anteil der Minimal- zur Maximallast von 50 % angenommen. Für die Erdgaskraftwerke zur industriellen Stromerzeugung sind im FfE-Regionenmodell rund 8,7 GW installierte elektrische Leistung hinterlegt. Unter Annahme eines Nutzungsgrades von rund 33 % für Gasturbinen ergeben sich mit einem Erdgasabsatz von 132 TWh_{Erdgas} rund 5.000 Volllaststunden. Der Anteil der Minimal- an

der Maximalleistung wird wie beim Erdgasabsatz in der Industrie (keine Stromerzeugung) mit 50 % angenommen.

Tabelle 8-19: *Angenommene Parameter der Gasbezugsprofile nach Verbrauchergruppen*

Branche	$t_{v, \text{Gasbezug}}$ in h/a	$P_{\text{Gasbezug, min}}/P_{\text{Gasbezug, max}}$
Private Haushalte, Verkehr, GHD, Kraftwerke (öffentliche Elektrizitätsversorgung), Fernwärme (Heizkraftwerke und Fernheizwerke)	3.100	10 %
Industrie Kraftwerke, Industrie restlicher Gasabsatz	5.000	50 %

Minimales Einspeisepotenzial für Wasserstoff

Aus dem regionalen Erdgasabsatz und den angenommenen Gasbezugsprofilen der Verbrauchergruppen liegt die minimale Last für Erdgas in regionaler Auflösung vor. Das regionale minimale Einspeisepotenzial für Wasserstoff in das Erdgasnetz wird unter der Annahme eines zulässigen Wasserstoffanteils im Erdgas von 10 und 2 Vol.-% anhand **Formel** (8-15) und (8-16) abgeschätzt. Die Erhöhung des Wasserstoffanteils im Erdgas hat einen Einfluss auf die verschiedenen Kennwerte, die die Gasbeschaffenheit von Erdgas kennzeichnen. **Abbildung 8-16** zeigt die nach DVGW-Arbeitsblatt G 260 einzuhaltenden Grenzen der Gasbeschaffenheitskennwerte und die Auswirkung des Wasserstoffanteils. Es zeigt sich, dass ein Wasserstoffanteil von 10 Vol.-% in der Regel als unkritisch angesehen werden kann.

$$P_{\text{Erdgas}} = \dot{V}_{\text{Erdgas}} \cdot \text{LHV}_{\text{Erdgas}} \quad (8-15)$$

$$P_{\text{H}_2} = \dot{V}_{\text{H}_2} \cdot \text{LHV}_{\text{H}_2} = \text{Anteil}_{\text{H}_2} \cdot \dot{V}_{\text{Erdgas}} \cdot \text{LHV}_{\text{H}_2} = \text{Anteil}_{\text{H}_2} \cdot \frac{\text{LHV}_{\text{H}_2}}{\text{LHV}_{\text{Erdgas}}} \cdot P_{\text{Erdgas}} \quad (8-16)$$

P_{Erdgas} [W_{Erdgas}]:	Thermische Leistung Erdgas
\dot{V}_{Erdgas} [$\text{Nm}^3_{\text{Erdgas}}/\text{h}$]:	Volumenstrom Erdgas
$\text{LHV}_{\text{Erdgas}}$ [$\text{kW}_{\text{Erdgas}}/\text{Nm}^3_{\text{Erdgas}}$]:	Unterer Heizwert Erdgas (ca. 10 kWh/Nm^3 /LIN-01 08/)
P_{H_2} [W_{H_2}]:	Thermische Leistung Wasserstoff
\dot{V}_{H_2} [$\text{Nm}^3_{\text{H}_2}/\text{h}$]:	Volumenstrom Wasserstoff
LHV_{H_2} [$\text{kW}_{\text{H}_2}/\text{Nm}^3_{\text{H}_2}$]:	Unterer Heizwert Wasserstoff (ca. 3 kWh/Nm^3 /LIN-01 08/)
$P_{\text{Erdgas, min}}$ [W_{Erdgas}]:	Minimale thermische Leistung Erdgas
$P_{\text{H}_2, min}$ [W_{H_2}]:	Minimale thermische Leistung Wasserstoff

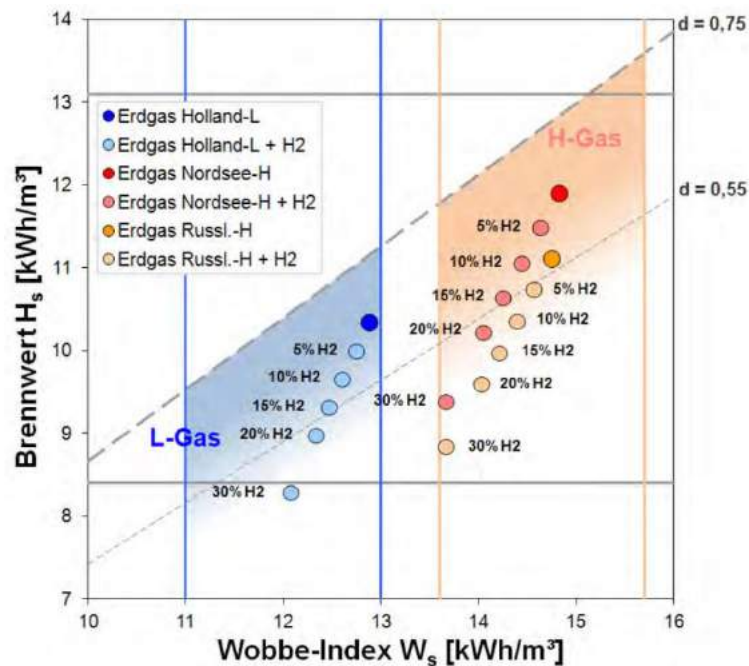


Abbildung 8-16: Veränderung der Gasbeschaffenheitskennwerte (Wobbe-Index, Brennwert, relative Dichte) in Abhängigkeit der Wasserstoffkonzentration für drei verschiedene Erdgase /DVGW-01 13/

Es ergibt sich nach **Tabelle 8-20** für eine Toleranz von 10 Vol.-% insgesamt eine minimale Einspeiseleistung für Wasserstoff von rund 1,5 GW_{H₂}.

Tabelle 8-20: Minimale Einspeiseleistung für Wasserstoff im Jahr 2011 für 10 und 2 Vol.-% Wasserstoffanteil

Wasserstoffanteil	10 Vol.-%	2 Vol.-%
Minimale H ₂ -Einspeiseleistung in GW _{H₂}	1,5	0,3
Elektrolyseleistung in GW _{el} ($\eta_{\text{Elektrolyse}} = 60\%$)	2,5	0,5

Abbildung 8-17 zeigt die Ergebnisse weiter aufgeschlüsselt nach Netzregionen. In der Praxis können in Einzelfällen bereits geringe Einspeiseleistungen im MW-Bereich aufgrund des temporär niedrigen Erdgasabsatzes in der jeweiligen Region zu Einschränkungen bei der Wasserstoffeinspeisung führen.

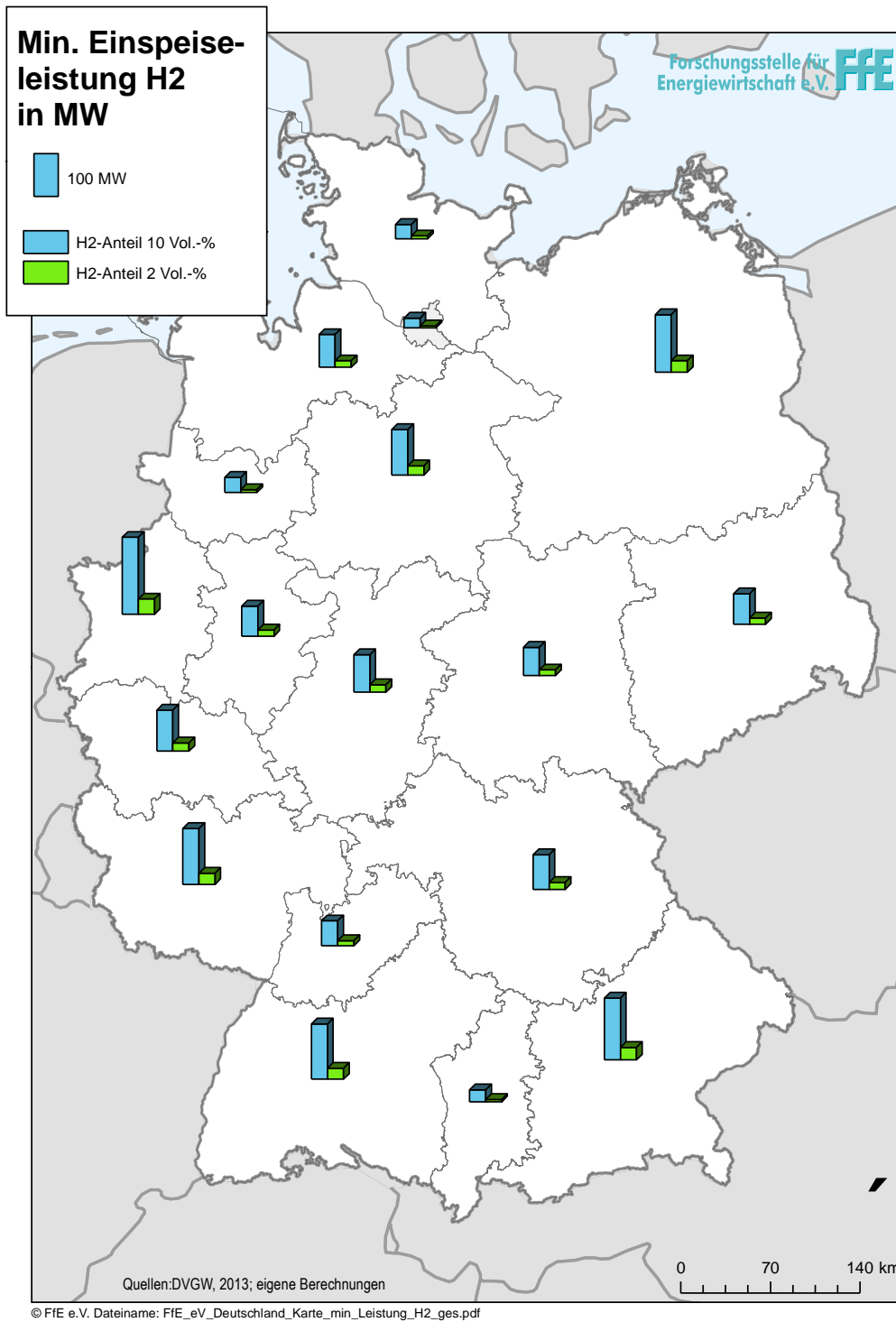


Abbildung 8-17: Minimale Einspeiseleistung für Wasserstoff im Jahr 2011 nach Netzregionen für 10 und 2 Vol.-% Wasserstoffanteil

8.3.4.3 CO₂-Potenziale

Die CO₂-Potenziale werden für Deutschland in /VIEWEG-02 12/ untersucht und sind in **Abbildung 8-18** zusammengefasst. Dargestellt sind die deutschlandweit aufsummierten theoretischen CO₂-Potenziale für unterschiedliche Stützjahre, die in TWh_{el} an methanisierbarer Strommenge angegeben sind und den nicht-integrierbaren Strommengen („Stromüberschüsse“) gegenübergestellt werden. Aufgrund von zukünftig nur zeitweise auftretenden erneuerbaren Überschussstrommengen und den damit verbundenen niedrigen Volllaststunden der P2G-Anlage wird zwischen einer 25 %igen und einer vollständigen Nutzung der CO₂-Potenziale unterschieden. Den CO₂-Potenzialen werden die Mengen an erneuerbaren Stromüberschüssen gegenübergestellt.

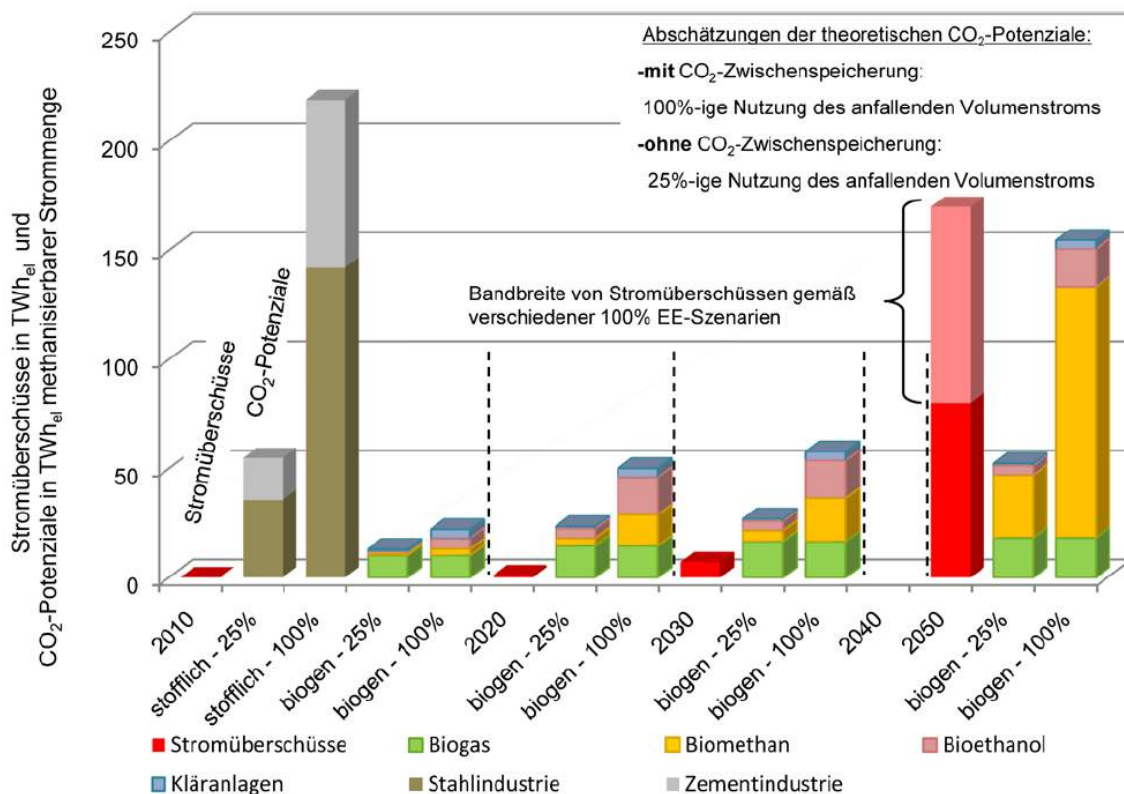


Abbildung 8-18: *Stromüberschüsse und theoretische CO₂-Potenziale in TWh_{el} methanisierbarer Strommenge /VIEWEG-02 12/*

Es ist zu erkennen, dass allein die theoretischen biogenen CO₂-Potenziale aus Biogas, Biomethan und Bioethanol bis zum Jahr 2030 ausreichen, um die erneuerbaren Stromüberschüsse zu nutzen. Die theoretischen stofflichen CO₂-Potenziale aus der Stahl- und Zementindustrie übersteigen die biogenen Potenziale bei weitem.

In der Realität können die theoretischen Potenziale jedoch nicht vollständig genutzt werden. Die Nutzung von CO₂ aus Biogasanlagen setzt den Anschluss der Anlagen an das Erdgasnetz voraus. Es ist anzunehmen, dass dieser Anschluss bei Biogasanlagen in der Regel nicht vorhanden ist. Im Falle einer durch regionale Netzengpässe bedingten nicht-integrierbaren Strommenge, setzt die CO₂-Nutzung für die Methanisierung zudem die räumliche Übereinstimmung von CO₂-Anfall und erneuerbaren Überschüssen voraus. Weiterhin sinkt durch die Einschnitte in der Biogasvergütung im Rahmen der

Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2014) die wirtschaftliche Attraktivität von zukünftigen Biogasanlagen.

Da bis 2030 die theoretischen CO₂-Potenziale die nicht-integrierbaren erneuerbaren Energiemengen bei weitem übersteigen, wird für die Simulation jedoch von keiner Einschränkung der CO₂-Verfügbarkeit ausgegangen. Laut /ÖKO-01 14/ kann die CO₂-Verfügbarkeit für einen Zeithorizont bis zum Jahr 2050 hingegen eine ernsthafte Restriktion darstellen, da fossile CO₂-Quellen bei Einhaltung ambitionierter Klimaschutzziele entfallen sowie Unsicherheiten bezüglich der nutzbaren biogenen Potenziale bestehen.

8.3.4.4 Industrie und Mobilität

Das Potenzial für Wasserstoff in der Industrie ist von der Wasserstoffnachfrage in den relevanten Industriezweigen abhängig. Dazu zählen vor allem die Ammoniakherstellung, die Methanolerzeugung sowie die Raffinerien. Es wird nach /ÖKO-01 14/ davon ausgegangen, dass die jährliche Nachfrage für Wasserstoff zur Erzeugung von Ammoniak bzw. Methanol in den kommenden Jahrzehnten konstant auf einem Niveau von derzeit ca. 20 bzw. 13 TWh_{H₂} bleibt. Die Entwicklung der Wasserstoffnachfrage der Raffinerien von aktuell ca. 25 TWh_{H₂} pro Jahr ist hingegen stark von den Klimaschutzzielen und der damit verbundenen Reduktion der Nachfrage nach Raffinerieprodukten abhängig.

Die Wasserstoffnachfrage im Verkehr hängt insbesondere von den politischen Zielen für die Elektromobilität ab, welche bis 2020 1 Millionen und bis 2030 6 Millionen elektrisch angetriebene Fahrzeuge vorsehen /BMW-11 14/. Hier konkurrieren Brennstoffzellenfahrzeuge jedoch mit batterieelektrischen Fahrzeugen, so dass eine genaue Prognose der Marktdurchdringung von wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen nicht möglich ist. Wird wie in dem Szenario „niedrige Marktpenetration“ nach /EC-01 08/ und /DENA-01 09/ von ca. 1,5 Millionen Brennstoffzellenfahrzeuge im Jahr 2030 ausgegangen, ergeben sich bei einer angenommenen jährlichen Fahrleistung von 15.000 km und einem Verbrauch von 0,75 kg_{H₂} pro 100 km eine Wasserstoffnachfrage von ca. 170.000 t_{H₂} bzw. 5,6 TWh_{H₂}.

8.3.5 Betriebskosten und Investitionen

Im Folgenden werden die relevanten Kostenparameter – aufgeschlüsselt nach Investitionen und Betriebskosten – sowohl für reine Elektrolysesysteme als auch für Systeme inklusive Methanisierung detailliert dargelegt.

8.3.5.1 Investitionen

Elektrolysesysteme

Die spezifischen Investitionen von Elektrolysesystemen gemäß dem Stand der Technik werden in **Abbildung 8-19** grafisch dargestellt /NOW-01 11/, /ENE-01 11/. Es ist zu erkennen, dass die spezifischen Kosten mit steigender Produktionsrate sinken. Der Grund dafür sind die Kosten für die peripheren Komponenten, welche nicht proportional zu der Kapazität des Elektrolysesystems anfallen.

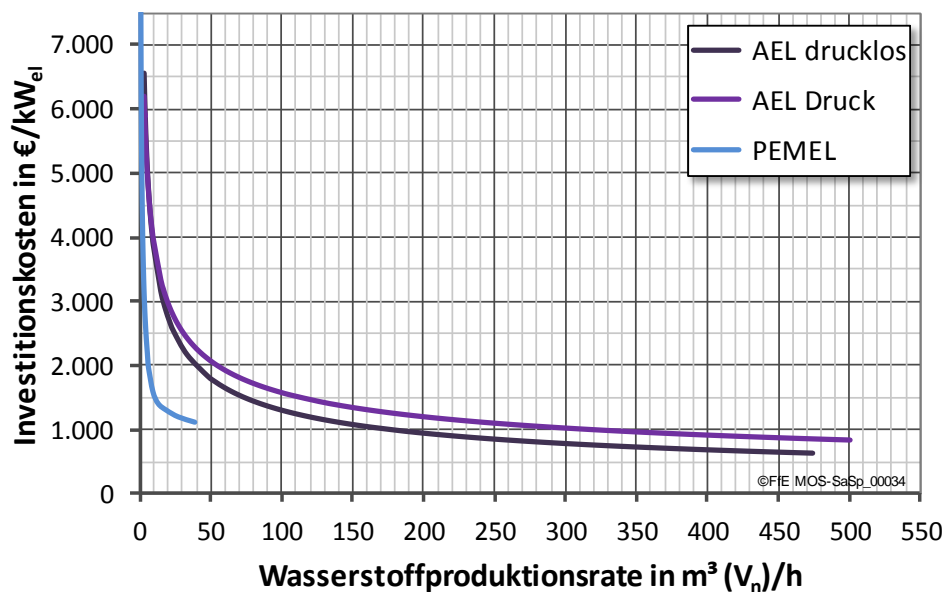


Abbildung 8-19: Spezifische Investitionen von AEL- und PEM-Elektrolysesystemen nach /NOW-01 11/ und Abgleich mit Daten aus /ENE-01 11/

Neben den Investitionen fallen weitere Kosten für Anlieferung, Aufbau, Wartung, Betrieb und Versicherung der Anlage sowie für den Gasnetzanschluss bzw. den Wasserstoffspeicher an. Die Ergebnisse einer umfassenden Recherche sind in **Tabelle 8-21** dargestellt.

Tabelle 8-21: *Investitionen für Elektrolysesysteme* /ENE-01 11/ [1], /NOW-01 11/ [2], /ETOGAS-01 14/ [3], /ZSW-01 12/ [4], /ISI-01 13/ [5], /FZJ-01 13/ [6], /FCHJU-01 14/ [7], /UMSICHT-01 08/ [8], ISI-01 10 [9]

		Stand der Technik		Entwicklungspotenzial		
		Wert	Quelle	Wert	Jahr	Quelle
Spez. Investitionen Elektrolysesystem in €/kW_{el}						
AEL	Atm.	800 - 1.500 (> 500 kW _{el})	[1]	< 500 (> 1 MW _{el})	k.A.	[1]
	Druck	20 % höher als atmosphärisch	[1]			
		800 - 7.000	[2]	800	Szenarien (ca. 2020- 2030)	[2]
		ca. 1.000	[4]	300	k.A.	[4]
		1.000	[5]	625	2020	[5]
		500	[3]	400 (>10-20 MW _{el})	k.A.	[3]
		1.554 (Jahr 2015)	[6]	586	2030	[6]
		1.000 - 1.200	[7]	580	2030	[7]
PEMEL		2.000 - 10.000	[2]	1.200	Szenarien (ca. 2020- 2030)	[2]
		2.000 - 6.000 (1-10 Nm ³ H ₂ /h)	[1]	<1.000 (> 500 kW _{el})	k.A.	[1]
		1.470 (Jahr 2015)	[6]	446	2030	[6]
		1.900 – 2.300	[7]	760	2030	[7]
Spez. Investitionen Gasnetzanschluss (nur bei Einspeisung in das Gasnetz)						
	Insgesamt	ca. 225 €/kW _{H2}	Nach [8]	135 €/kW _{el}	ca. 2030	Nach [8]
	Spez. Rahmenbedingungen	max. 250.000 €	Kap. 8.2			
Spez. Investitionen Wasserstoffspeicher (bei direkten Wasserstoffanwendungen)						
	Gasförmige Speicherung in Drucktanks	19 € pro kWh _{H2} Speicherkapazität	[9]	9 € pro kWh _{H2} Speicherkapazität	2030	[9]
	Anlieferung und Aufbau			10 % der spez. Investitionen	Szenarien (ca. 2020- 2030)	[2]

Es ist zu erkennen, dass, obwohl die genauen Werte je nach Veröffentlichung variieren (vgl. auch **Abbildung 8-20**), sowohl von Forschungsinstitutionen als auch von Anlagenentwicklern für die AEL spezifische Investitionen in einer Größenordnung von 500 €/kW_{el} angestrebt werden. Eine Kostenreduktion für die AEL kann nach /FCHJU-01 14/ vor allem über die Verbesserung der Lieferkette sowie Skaleneffekte in der Produktion erfolgen.

Für die PEMEL sind die Kosten mit ca. 1.000 €/kW_{el} doppelt so hoch. Es ist jedoch zu beachten, dass für die PEMEL von wesentlich geringeren Anlagengrößen ausgegangen wird und die spezifischen Kosten mit steigenden Kapazitäten sinken. Das Forschungszentrum Jülich, welches großskalige PEM-Anlagen als Entwicklungsziel

angibt, schätzt die zukünftigen spezifischen Investitionen der PEMEL sogar auf einen Wert unter 500 €/kW_{el}. Für das Erreichen dieses Zielwerts sind neben der Steigerung der Anlagengröße in den MW-Bereich, der Überlastfähigkeit und der Dauerstabilität vor allem auch die Substitution der Platinmetalle für die Katalysatoren ausschlaggebend /FZJ-01 13/. In /FCHJU-01 14/ wird zudem der Titanbedarf für die Bipolarplatten als Hauptkostentreiber identifiziert.

Die Kosten für die Anlieferung und den Aufbau der Anlage werden nach /NOW-01 11/ mit 10 % der Investitionen abgeschätzt. Zusätzlich zu den ausgewiesenen Kosten für das Elektrolysesystem entstehen zudem Kosten für den Anschluss an das Gasnetz. Diese betragen – analog zu der Einspeisung von Biomethan – ca. 225 €/kW_{th} und werden mithilfe der Gesamtinvestitionen und eingespeisten thermischen Leistung aus /UMSICHT-01 08/ abgeschätzt. Bei einem zukünftigen Wirkungsgrad von 60 % betragen die spezifischen Gasnetzanschlusskosten 135 €/kW_{el}. Gemäß aktueller regulatorischer Rahmenbedingungen übernimmt der Anlagenbetreiber jedoch nur 25 % der Gasanschlusskosten, beziehungsweise maximal 250.000 €.

In Rücksprache mit ETOGAS (ehemals SolarFuel GmbH), auf deren Angaben zur Kostenentwicklung in vielen anderen Veröffentlichungen Bezug genommen wird, stellen die Tabelle 8-21 angegebenen Entwicklungspotenziale wirtschaftliche Zielgrößen dar. Diese Kosten, ab denen ein wirtschaftlicher Betrieb von P2G-Anlagen möglich ist, werden im Falle der Serienfertigung und Hochskalierung auch aus technischer Sicht als realistisch erachtet. /ETOGAS-01 14/ Aufgrund der Unsicherheiten in Bezug auf die Datenqualität, wurde die Größenordnung der Investitionen mit Mitarbeitern der Daimler AG telefonisch abgeglichen.

Elektrolyse- und Methanisierungssysteme

Für ein System inklusive Methanisierung werden die spezifischen Investitionen für ein AEL-System im Jahr 2030 mit 1.000 €/kW_{el} abgeschätzt (s. **Tabelle 8-22**). Wie für die reinen Elektrolysesysteme stellen auch diese Angaben wirtschaftliche Zielkosten dar, womit die tatsächliche Umsetzbarkeit des Entwicklungspotenzials mit Unsicherheiten behaftet ist.

Im Falle eines Wirkungsgrads des Gesamtsystems von 48 % betragen die Kosten für den Anschluss an das Gasnetz – analog zu der Abschätzung für Wasserstoff – ca. 225 €/kW_{CH₄} beziehungsweise 108 €/kW_{el}. Auch für die Einspeisung von Methan übernimmt der Anlagenbetreiber gemäß GasNZV lediglich 25 % und maximal 250.000 €.

Tabelle 8-22: *Investitionen und Gasnetzanschlusskosten für P2G-Systeme inklusive Methanisierung /IWES-06 09/ [1], /ZSW-01 12/ [2], /ETOGAS-01 14/ [3], /UMSICHT-01 08/ [4]*

	Stand der Technik		Entwicklungspotenzial		
	Wert	Quelle	Wert	Jahr	Quelle
Spez. Investitionen in €/kW_{el}					
Elektrolyse- und Methanisierungssystem	2.000 (Demomaßstab)	[1]	<1.000	2020	[1]
	ca. 2.500	[2]	1.000	k.A.	[2]
	<1.500	[3]	<1.000	k.A.	[3]
Spez. Investitionen Gasnetzanschluss					
Insgesamt	225 €/kW _{CH4}	Nach [4]	108 €/kW _{el}	Ca. 2030	Nach [4]
Spezifische Rahmenbedingungen	max. 250.000 €	Kap. 4.2			
Anlieferung und Aufbau			10 % der Investitionen	Szenarien (ca. 2020-2030)	[2]

Die spezifischen Investitionen von P2G-Anlagen sowie die Spannweite der Werte in der Literatur werden in Abbildung 8-20 noch einmal grafisch dargestellt.

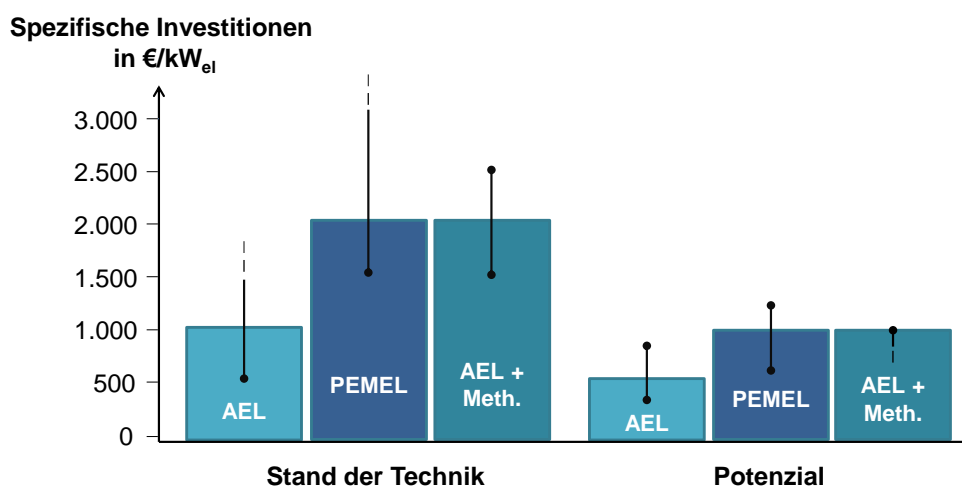


Abbildung 8-20: *Stand der Technik und zukünftiges Potenzial der spezifischen Investitionen inklusive Spannweite der Literaturwerte für die alkalische Elektrolyse (AEL), die Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (PEMEL) und ein System inklusive Methanisierung (AEL + Meth.)*

Für die spezifischen Investitionen in den Stützjahren 2020 und 2025 wird näherungsweise eine lineare Kostenreduktion angesetzt. Ein plötzlicher Technologiesprung oder eine schnelle Marktdiffusion findet folglich keine Berücksichtigung.

8.3.5.2 Betriebskosten

Neben den fixen Betriebskosten für die Wartung, den Betrieb und die Versicherung der Anlage, fallen zudem Kosten für den Strombezug sowie für die Netzeinspeisung des Gases an. Die fixen Betriebskosten werden in der Literatur mit ca. 3-4 % der Investitionen pro Jahr angesetzt.

Wie in Abschnitt 8.1.1.3 ausgeführt, ist eine regelmäßige Teilüberholung einzelner Komponenten, wie zum Beispiel der Elektrolysestacks, notwendig. Hierbei verkürzen sich die Wartungsintervalle im Falle eines intermittierenden Betriebs. Diese Kosten werden in **Tabelle 8-23** nicht detailliert aufgeschlüsselt, werden jedoch gemäß /IWES-06 09/ durch die fixen Betriebskosten abgedeckt.

Tabelle 8-23: *Betriebskosten von P2G-Systemen* /NOW-01 11/ [1], /IWES-06 09/ [2], /EPEX-02 13 / [3], /BNETZA-17 13/ [4]

			Wert	Jahr	Quelle
Fixe Betriebskosten (Wartung, Betrieb und Versicherung)					
Elektrolyse			4 %/a der spez. Investitionen	Szenarien (ca. 2020-2030)	[1]
Elektrolyse- und Methanisierungssystem			3 %/a der spez. Investitionen	2020	[2]
Strombezugskosten					
Elektrolyse	Day Ahead Börsenpreis		7 c./kWh _{H2}	2012	[3]
Elektrolyse- und Methanisierungssystem	Day Ahead Börsenpreis		9 ct/kWh _{CH4}	2012	[3]
Beide Systeme	Mögliche Zusatzkosten	Steuern und Abgaben Strom	Haushalt: 14,4 ct/kWh _{el} Gewerbe: 10,3 ct/kWh _{el} Industrie: 4,1 ct/kWh _{el}	2013	[4]
		Historische Netzentgelte Strom	Haushalt: 6,5 ct/kWh _{el} Gewerbe: 1,8 ct/kWh _{el} Industrie: 0,4 ct/kWh _{el}	2013	[4]
		Spezifische Rahmenbedingungen	Befreiung von Netzentgelten Strom	2013	Kap. 4.2
Netzentgelte Gas					
Beide Systeme	Mögliche Zusatzkosten	Historische Netzentgelte Gas	Haushalt: 1,4 ct/kWh _{Gas} Gewerbe: 1,2 ct/kWh _{Gas} Industrie: 0,3-0,4 ct/kWh _{Gas}	2013	[4]
		Spezifische Rahmenbedingungen	Befreiung von Einspeiseentgelten in das Gasnetz Vergütung für vermiedene Netzentgelte von 0,7 ct/kWh _{Gas} (für 10 Jahre)	2013	Kap. 4.2

Da die Strombezugskosten von den Börsenpreisen abhängig sind, können diese stark variieren. Bei Betrachtung des durchschnittlichen Day Ahead-Preises an der EPEX SPOT im Jahr 2012 /EPEX-02 13/ und den angenommenen Wirkungsgraden von 60 % für die Elektrolyse und 48 % für das Gesamtsystem, betragen die Strombezugskosten ohne Abgaben und Steuern für die Elektrolyse ca. 7 ct/kWh_{H₂} und für das Gesamtsystem ca. 9 ct/kWh_{CH₄}.

Bei Betrachtung historischer Daten aus 2013 fallen je nach Verbrauchertyp zudem Steuern und Abgaben in Höhe von 4,1 - 14,4 ct/kWh_{el} sowie Netzentgelte von 0,4 - 6,5 ct/kWh_{el} an. Der Strombezug für P2G ist gemäß aktueller regulatorischer Rahmenbedingungen für 20 Jahre von den Netzentgelten ausgenommen.

Auf der Einspeiseseite fallen zudem Netzentgelte für die Gasnetzeinspeisung an, welche im Jahr 2013 je nach Abnehmertyp bei 0,3 - 1,4 ct/kWh_{Gas} lagen. Gemäß EnWG und GasNEV ist die Einspeisung von Gas aus P2G-Anlagen von diesen Entgelten ausgenommen. Zudem wird dem Betreiber in den ersten 10 Jahren nach Anschluss der Anlage eine Vergütung für vermiedene Netzentgelte von 0,7 ct/kWh eingespeistem Gas gezahlt (vgl. Kapitel 4.2)

8.3.6 Zusammenfassung

Aus den vorherigen Ausführungen lassen sich die in **Tabelle 8-24** und **Tabelle 8-25** dargestellten technoökonomischen Kennwerte zusammenfassen.

Tabelle 8-24: *Technoökonomische Kennwerte für Power-to-Gas (Wasserstoff)**

Kategorie	Kennwert	Wert							
		2015		2020		2025		2030	
		AEL	PEMEL	AEL	PEMEL	AEL	PEMEL	AEL	PEMEL
(1) Technische Kennwerte	Nutzungsgrad	0,58	0,61	0,58	0,61	0,6	0,67	0,6	0,67
	Zeitliche Speicherverluste	vernachlässigbare Selbstentladeraten der Gasspeicher							
	Lebensdauer in a	28	25	28	25	30	30	30	30
	Aktivierungszeit des Speichers	Aus Standby: 30 s Aus Stillstand: 10 min							
	Leistungsgradient in %/s	1/3	10	1/3	10	1/3	10	1/3	10
	Beladeleistung	anlagenabhängig: kW _{el} - bis zweistelliger MW _{el} -Bereich							
	Speicherkapazität	speichertypabhängig: von mobilen Wasserstofftanks im kWh-Bereich bis hin zur Erdgasinfrastruktur im TWh-Bereich							
	Be-/Entladedauer	speichertypabhängig: bis zu mehrere Tage für Untertage-Erdgasspeicher							
	Speicherdauer	aufgrund geringer Selbstentladeraten der Erdgasspeicher von 0,01 %/a auch saisonale Speicherung möglich							
(2) Potenzial	Verfügbares Potenzial	Elektrolyseleistung: 0,5-2,5 GW _{el} (Abschätzung bezogen auf die Menge an Wasserstoff, die durch das Erdgasnetz jederzeit aufgenommen werden kann) Speicherkapazität: 235 TWh _{Erdgas} (Speicherung in Untertage-Gasspeichern)							
	Räumliche Verfügbarkeit	räumlich eingeschränkt nur durch Verfügbarkeit eines Gasnetzanschlusses bzw. eines Gasspeichers (flächendeckend verteilt)							
	Zeitliche Verfügbarkeit	steht bis auf Wartungsarbeiten prinzipiell ganzjährig zur Verfügung: 8.000 h/a							
(3) Kosten	Investitionen in €/kW	1.000	2.000	833	1.667	667	1.333	500	1.000
		Anlieferung und Aufbau: 10 % der Investitionen							
	Betriebskosten	Variable Betriebskosten: Strombezug							
Fixe Betriebskosten: 3 % der Investitionen/a									

*AEL = alkalische Elektrolyse oder PEMEL=Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse

Es zeigt sich, dass die theoretisch verfügbare Speicherkapazität aufgrund der möglichen Nutzung der bereits bestehenden Gasinfrastruktur sehr hoch ist. Weiterhin ist das technische Potenzial von P2G nur durch den Zugang zu einem lokalen Gasspeicher oder zu einem Gasnetz begrenzt – und auch die zeitliche Verfügbarkeit des Potenzials ist lediglich durch notwendige Wartungsarbeiten eingeschränkt. Da die Speicherverluste aufgrund vernachlässigbarer Selbstentladeraten gering sind, ist die saisonale Speicherung über lange Zeiträume möglich. Dem großen technischen Potenzial stehen geringe Wirkungsgrade und hohe Investitionen gegenüber.

Prinzipiell können gerade für die teurere PEM-Elektrolyse hohe Leistungsgradienten erreicht werden, welches einen intermittierenden Betrieb ermöglicht. Die negative

Auswirkung einer dynamischen Betriebsweise auf die Lebensdauer ist jedoch noch Gegenstand der Forschung.

Tabelle 8-25: *Technoökonomische Kennwerte für Power-to-Gas (Methan*)*

Kategorie	Kennwert	Wert			
		2015	2020	2025	2030
(1) Technische Kennwerte	Wirkungsgrad	0,48			
	Zeitliche Speicherverluste	vernachlässigbare Selbstentladeraten der Gasspeicher			
	Lebensdauer in a	23			
	Aktivierungszeit des Speichers	Aus Standby: < 15 min Aus Stillstand: h – 1 d Mit Wasserstoff-Zwischenspeicher: vgl. Elektrolyse			
	Leistungsgradient	10 %/h Mit Wasserstoff-Zwischenspeicher: vgl. Elektrolyse			
	Beladeleistung	anlagenabhängig: kW _{el} - bis zweistelliger MW _{el} -Bereich			
	Speicherkapazität	speichertypabhängig: von mobilen Wasserstofftanks im kWh-Bereich bis hin zur Erdgasinfrastruktur im TWh-Bereich			
	Be-/Entladedauer	speichertypabhängig: bis zu mehrere Tage für Untertage-Erdgasspeicher			
	Speicherdauer	aufgrund geringer Selbstentladeraten der Erdgasspeicher von 0,01 %/a auch saisonale Speicherung möglich			
(2) Potenzial	Verfügbares Potenzial	Speicherkapazität: 235 TWh _{Erdgas} (Speicherung in Untertage-Gasspeichern)			
	Räumliche Verfügbarkeit	räumlich eingeschränkt nur durch Verfügbarkeit eines Gasnetzanschlusses bzw. eines Gasspeichers und einer CO ₂ -Quelle (flächendeckend verteilt)			
	Zeitliche Verfügbarkeit	steht bis auf Wartungsarbeiten prinzipiell ganzjährig zur Verfügung: 8.000 h/a			
(3) Kosten	Investitionen in €/kW	1.500	1.333	1.167	1.000
		Anlieferung und Aufbau: 10 % der Investitionen Gasnetzanschluss: 225 €/kW _{Gas}			
	Betriebskosten	Variable Betriebskosten: Strombezug			
Fixe Betriebskosten: 3 % der Investitionen/a					

*alkalische Elektrolyse und zusätzliche Methanisierung

Für den intermittierenden Betrieb eines Systems inklusive Methanisierung ist aufgrund der Trägheit des Methanisierungssystems ein Wasserstoff-Zwischenspeicher notwendig. Zudem wird eine CO₂-Quelle erforderlich, welches die Standortwahl einschränkt. Durch den mit zusätzlichen Umwandlungsverlusten verbundenen Methanisierungsschritt ist jedoch eine ständige Kompatibilität mit der Erdgasinfrastruktur gewährleistet. Im Gegensatz dazu kann für eine P2G-Anlage ohne Methanisierung die Einspeisung des Wasserstoffs bei geringem Erdgasabsatz aufgrund der erlaubten Wasserstofftoleranzen eingeschränkt sein.

8.4 Mögliche Einsatzoptionen

Basierend auf den im Ergebnisbericht identifizierten Einsatzoptionen und den in den vorherigen Kapiteln abgeleiteten technoökonomischen Kennwerten werden die Einsatzoptionen von Power-to-Gas aus System- und Akteurssicht identifiziert. Da das Gas neben der Rückverstromung auch in anderen Bereichen des Versorgungssystems, wie dem Wärme- oder Mobilitätssektor, eingesetzt werden kann, liegt die Nutzung des Gases außerhalb der Bilanzgrenzen des P2G-Systems.

8.4.1 Systemsicht

Aus Systemsicht wird nur die Bereitstellung von Primärregelleistung und gesicherter Leistung ausgeschlossen, da diese Einsatzoptionen mit einem dauerhaften Teillastbetrieb bzw. mit einer langfristigen Reduktion der Elektrolyseleistung einhergehen (vgl. **Tabelle 8-26**). Zudem ergeben sich Einschränkungen für die Bereitstellung positiver Sekundärregelleistung bzw. Minutenreserve sowie die Erhöhung der Wirkleistungseinspeisung für den Redispatch, da ein Dauerbetrieb vorausgesetzt werden würde.

Tabelle 8-26: Identifikation relevanter Einsatzoptionen für Power-to-Gas aus Systemsicht

Einsatzoption	Eignung	Relevanz	Kommentar
Lastglättung	x	x	---
Integration überschüssiger gesetzter Einspeisung	x	x	Aufgrund großer Speicherkapazitäten und geringen Speicherverlusten eignet sich P2G für die langfristige Speicherung großer nicht-integrierbarer Energiemengen.
Ausgleich des erkannten Prognosefehlers	x	x	---
Redispatch	x	x	Nur für Vermeiden der Reduktion der Wirkleistungseinspeisung geeignet: Eine Erhöhung der Wirkleistungseinspeisung kann nur durch Reduktion der Beladeleistung erfolgen, da die Rückverstromung außerhalb der Bilanzgrenzen liegt. Die Leistungsreduktion setzt somit einen Betrieb voraus. Dieser ist jedoch von der Gasnachfrage abhängig.
Vermeiden von Einspeisemanagement	x	x	---
Bereitstellung von Primärregelleistung (PRL)	nicht geeignet	nicht relevant	PRL muss gleichzeitig in positiver und negativer Richtung angeboten werden. Für eine P2G-Anlage wäre somit ein durchgehender Betrieb bei ca. 50 % der Nennleistung erforderlich, welcher jedoch von der Gasnachfrage abhängig ist. Weiterhin ist eine Aktivierungszeit von weniger als 30 s nur aus dem Standby erreichbar und aufgrund mangelnder Praxiserfahrung mit großen Unsicherheiten behaftet.
Bereitstellung von Sekundärregelleistung (SRL)	x	x	Nur negative SRL, da positive SRL einen Betrieb voraussetzt und dieser von der Gasnachfrage abhängig ist (vgl. Redispatch).
Bereitstellung von Minutenreserve (MRL)	x	x	Nur negative MRL, da positive MRL einen Betrieb voraussetzt und dieser von der Gasnachfrage abhängig ist (vgl. Redispatch).
Bereitstellung gesicherter Leistung	nicht geeignet	nicht relevant	Die Bereitstellung gesicherter Leistung durch Abschalten von P2G-Anlagen in Spitzenlastzeiten ist nicht über den erforderlichen Zeitraum von bis zu 10 h zu gewährleisten, denn dieses setzt einen konstanten Betrieb der Anlage voraus, welcher aufgrund des Primärnutzens nicht als gesichert einzustufen ist. Der Einsatz von P2G für die Glättung der Residuallast fällt unter die Einsatzoption ‚Lastglättung‘.

8.4.2 Akteurssicht

Neben der Bereitstellung negativer Sekundärregelleistung und Minutenreserve sind Power-to-Gas-Anlagen als Speichertechnologien für die Teilnahme am kurzfristigen Stromhandel, als auch das Spitzenlastmanagement geeignet und relevant (vgl. **Tabelle 8-27**).

Tabelle 8-27: *Identifikation relevanter Einsatzoptionen für Power-to-Gas aus Akteurssicht*

Einsatzoption	Betrachtung	Eignung	Relevanz	Kommentar
Einhaltung von Lieferverpflichtungen	x	nicht geeignet	nicht relevant	Anforderungen an Aktivierungszeit können nicht erfüllt werden.
Optimierung der EEG-Vermarktung	x	nicht geeignet	nicht relevant	Zwischengespeicherter Strom muss durch Speicher zeitverzögert wieder in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist werden.
Bereitstellung von Primärregelleistung (PRL)	x	nicht geeignet	nicht relevant	PRL muss gleichzeitig in positiver und negativer Richtung angeboten werden. Für eine P2G-Anlage wäre somit ein durchgehender Betrieb bei ca. 50 % der Nennleistung erforderlich. Weiterhin ist eine Aktivierungszeit von weniger als 30 s nur aus dem Standby erreichbar und aufgrund mangelnder Praxiserfahrung mit großen Unsicherheiten behaftet.
Bereitstellung von Sekundärregelleistung (SRL)	x	x	x	Nur negative SRL, da positive SRL einen Dauerbetrieb voraussetzen würde.
Bereitstellung von Minutenreserve (MRL)	x	x	x	Nur negative MRL, da positive MRL einen Dauerbetrieb voraussetzen würde.
Teilnahme am Day-Ahead-Handel	x	x	x	---
Teilnahme am Intraday-Handel	x	x	x	---
Erhöhung des Eigenverbrauchs	nicht betrachtet	nicht geeignet	nicht relevant	Einsatzoption richtet sich primär an Haushaltskunden.
(Spitzen-) Lastmanagement	nicht betrachtet	nur in Einzelfällen geeignet	nur in Einzelfällen relevant	Rückverstromung liegt außerhalb der betrachteten Systemgrenzen und ein Spitzenlastmanagement durch Verschieben des Elektrolyseurbetriebs ist nur für wenige Einzelfälle, in denen ein bestehender Elektrolyseur zu Spitzenlastzeiten in Betrieb ist, möglich.
Notstromversorgung	x	nicht geeignet	nicht relevant	Speicher muss dauerhaft, uneingeschränkt und mit sofortiger Aktivierungszeit zur Verfügung stehen.

8.5 Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen

Die Wirtschaftlichkeit eines Einsatzes von Power-to-Gas für die in Kapitel 8.4 identifizierten Einsatzoptionen wird hier sowohl aus System- als auch Akteurssicht bestimmt. Die Bewertung der Wirtschaftlichkeit erfolgt über die Gegenüberstellung der technologiespezifischen Kosten mit den Referenzkosten der Einsatzoptionen mittels des Rentabilitätsindex (vgl. Beschreibung der Vorgehensweise in Kapitel 1).

8.5.1 Systemsicht

Rentabilitätsindizes

Aus den technoökonomischen Kennwerten sowie den Anforderungen der jeweiligen Einsatzoption wurden mit dem beschriebenen Ansatz die in **Tabelle 8-28** dargestellten Rentabilitätsindizes berechnet. Es zeigt sich, dass Power-to-Gas für die meisten Einsatzoptionen nicht zu einer Kostenreduktion aus Systemsicht führt. Nur die Bereitstellung negativer Regelleistung kann aufgrund hoher Referenzkosten eine Kostenreduktion mit sich bringen.

Tabelle 8-28: *Kostenreduktionspotenzial (Rentabilitätsindizes) von Power-to-Gas für die Einsatzoptionen aus Systemsicht*

Einsatzoption	Rentabilitätsindex (RI)	
	Wasserstoff	Methan
Lastglättung und Ausgleich des erkannten Prognosefehlers	-0,62	-0,89
Integration überschüssiger gesetzter Einspeisung*	-0,42	-0,87
Redispatch: Vermeiden der Reduktion der Wirkleistung	-0,66	-0,91
Vermeiden von Einspeisemanagement	-0,96	-0,99
Bereitstellung von negativer Sekundärregelleistung (nSRL)	0,38	-0,36
Bereitstellung von negativer Minutenreserve (nMRL)	-0,38	-0,71

*Derzeit noch kein Bedarf vorhanden, dem ausgewiesenen RI liegt der Bedarf im Jahr 2030 zugrunde. Diese Einsatzoption wird daher nicht in der Einordnung der Technologien in die Merit Order Matrix berücksichtigt.

Anwendungsportfolio

Der RI der Haupteinsatzoption nSRL liegt für die Elektrolyse mit 0,38 im positiven Bereich. Im Falle einer Methanisierung sinkt der RI für die Bereitstellung von nSRL auf -0,36, da dieser zusätzliche Prozessschritt mit geringeren Wirkungsgraden und einer Erhöhung der Investitionen verbunden ist.

Im Falle eines Einsatzes von Power2Gas für die nSRL-Bereitstellung kann eine Power2Gas-Anlage in eingeschränktem Umfang zudem zur Lastglättung, dem Redispatch und dem Vermeiden von EinsMan eingesetzt werden. Es erfolgt daher eine Aufwertung des RI um 0,1 Punkte auf 0,48 bzw. -0,26.

8.5.2 Akteurssicht

Rentabilitätsindizes

Die Rentabilitätsindizes für die Speichertechnologie Power2Gas aus Akteurssicht in Abhängigkeit der jeweiligen Einsatzoption sind in **Tabelle 8-29** aufgelistet. Es zeigt sich, dass das Gewinnpotenzial auf die Bereitstellung negativer Sekundärregelleistung beschränkt ist. Darüber hinaus liegt in der Bereitstellung negativer Minutenreserve für die Methanisierung ein eingeschränktes Gewinnpotenzial vor.

Tabelle 8-29: *Gewinnpotenzial (Rentabilitätsindizes) von Power-to-Gas für die Einsatzoptionen aus Akteurssicht*

Einsatzoption	Rentabilitätsindex	
	Wasserstoff	Methan
Teilnahme am kurzfristigen Stromhandel	-0,83	-0,94
Bereitstellung von negativer Sekundärregelleistung (nSRL)	0,13	-0,31
Bereitstellung von negativer Minutenreserve (nMRL)	-0,28	-0,65

Anwendungsportfolio

Die Haupteinsatzoption für Power-to-Gas liegt in der Bereitstellung negativer Sekundärregelleistung. Während P2G-Anlagen ohne Methanisierung mit 0,13 einen positiven RI aufweisen, erreichen P2G-Anlagen mit Methanisierung einen negativen RI von -0,31. Darüber hinaus können beide Anlagen noch bedingt im kurzfristigen Stromhandel teilnehmen, sprich ihren Betrieb an die Preissignale anpassen. Dadurch wird der RI in beiden Fällen um 0,05 aufgewertet und liegt bei 0,18 (ohne Methanisierung) bzw. -0,26 (mit Methanisierung).

Kritisch anzumerken gilt es in diesem Zusammenhang, dass durch die Bereitstellung negativer Sekundärregelleistung mittels P2G-Anlagen zwar ein leicht positiver RI erreicht werden kann, dass dies aber insbesondere auch auf Power-to-Heat-Anlagen zutrifft. Der RI von Power-to-Heat-Anlagen liegen für die Einsatzoption deutlich über dem RI der P2G-Anlagen. Darüber hinaus weisen Power-to-Heat-Anlagen ein hohes Potenzial auf. Diese Faktoren führen dazu, dass die Vermarktungsmöglichkeiten für P2G-Anlagen eingeschränkt werden und die RIs geringer oder negativ ausfallen könnten.

8.5.3 Weiterführende Betrachtungen

Auswirkung der Anlagenauslastung und verschiedener Investitionsszenarien

Die Berechnung erfolgt analog zu den vorherigen Betrachtungen auf Basis der ermittelten technoökonomischen Kennwerte. Aufgrund der Unsicherheit der spezifischen Investitionen (vgl. Kapitel 8.3.5) werden für die folgenden Berechnungen jedoch mehrere Investitionsszenarien aufgespannt.

Weiterhin werden für den Strombezug der Börsenpreis am Day Ahead-Markt im Jahr 2012 aus /EPEX-02 13/ angesetzt und eine optimierte Betriebsweise der Anlage nach Strompreisen angenommen. Das bedeutet, dass im Fall von beispielweise 2.000 Volllaststunden pro Jahr die Anlage genau die 2.000 Stunden des Jahres in Betrieb ist, in denen der Day Ahead-Preis am niedrigsten oder sogar negativ ist. Aktuelle Förderungen werden nicht berücksichtigt, da sich die Rahmenbedingungen bis zum Jahr 2030 stark verändern. Netzentgelte sowie Steuern und Abgaben für den Strombezug und die Gaseinspeisung werden ebenfalls nicht mit aufgenommen. Zudem werden keine Kosten für den CO₂-Bezug und die Wasseraufbereitung angesetzt. Die folgenden Berechnungen sind daher als ‚Best Case‘-Szenarien zu interpretieren.

Durch einen Vergleich mit dem Großhandelspreis von Erdgas sowie den Wasserstoffgestehungskosten aus Erdgasreformierung können die notwendigen Volllaststunden für verschiedene Szenarien der Investitionen abgeleitet und mit der Anzahl der Stunden negativer Residuallast in den Szenarien für das Jahr 2030 verglichen werden (siehe Einsatzoption ‚Integration überschüssiger gesetzter Einspeisung‘ im Ergebnisbericht).

In **Abbildung 8-21** wird den fixen Gasgestehungskosten (ohne Strombezugskosten) der Erdgaspreis aus /BNETZA-17 13/, welcher den mittleren Tagesreferenzpreis an der Börse im Jahr 2012 darstellt, gegenüber gestellt.

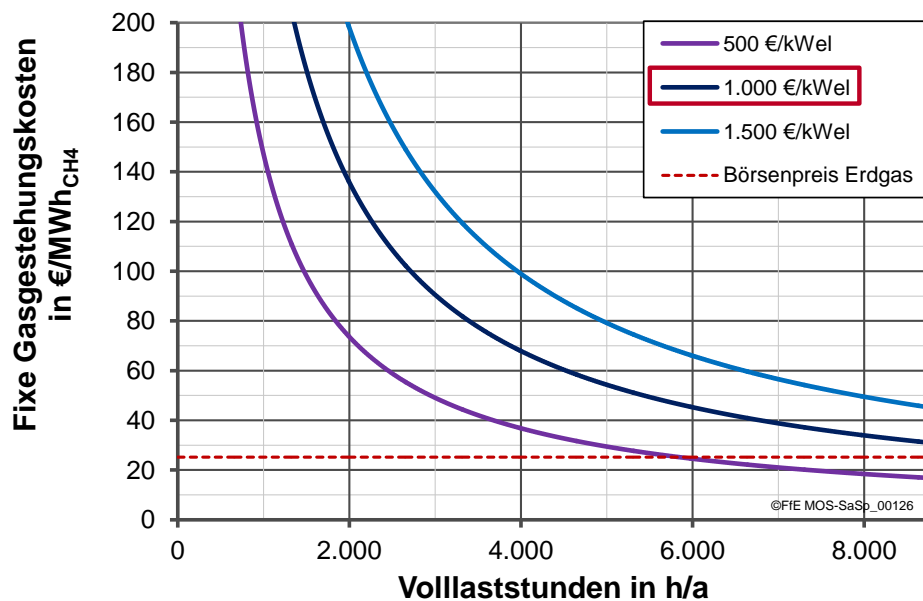


Abbildung 8-21: *Fixe Methangestehungskosten (ohne Strombezugskosten) in Abhängigkeit der Volllaststunden für verschiedene Szenarien der spezifischen Investitionen*

Es ist zu erkennen, dass bei in Zukunft erwarteten spezifischen Investitionen von 1.000 €/kW_{el} keine Wirtschaftlichkeit gegeben ist. Erst bei Kosten unter 500 €/kW_{el} sowie mehr als 5.500 Einsatzstunden pro Jahr stellt die Vermarktung von Methan aus P2G bei heutigen Marktpreisen eine wirtschaftliche Option dar. Dies gilt für den Fall, dass die Strombezugskosten wie in dieser Betrachtung entfallen.

Wie in **Abbildung 8-22** dargestellt, lässt sich der Einsatz von P2G für die Gaserzeugung aus wirtschaftlicher Sicht ausschließen, wenn neben den fixen Kosten auch die Strombezugskosten berücksichtigt werden. In diesem Fall liegen die minimalen Gasgestehungskosten selbst für das optimistische Investitionsszenario von 500 €/kW_{el} deutlich über dem Erdgasbörsenpreis.

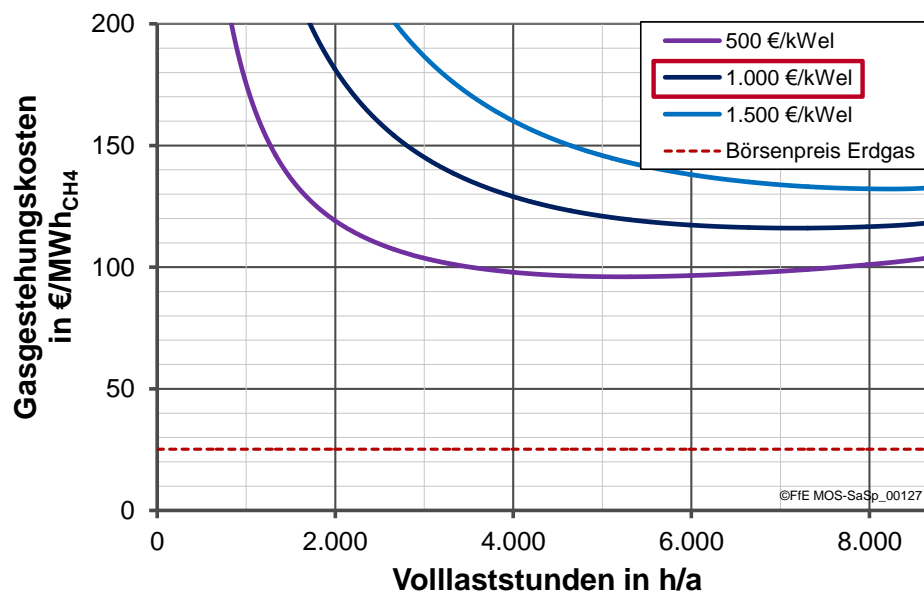


Abbildung 8-22: *Methangestehungskosten (inklusive Strombezugskosten) in Abhängigkeit der Volllaststunden für verschiedene Szenarien der spezifischen Investitionen*

Für den Fall der Wasserstoffherzeugung ohne Methanisierung schneidet die P2G-Anlage, wie **Abbildung 8-23** zeigt, unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten besser ab. Als Referenzwert werden hier die Wasserstoffgestehungskosten aus Erdgasreformierung herangezogen /DWV-02 09/. Es zeigt sich, dass im Falle eines kostenlosen Strombezugs ein wirtschaftlicher Betrieb für im Jahr 2030 erwartete spezifische Investitionen von 500 €/kW_{el} möglich ist, wenn über 2.000 Volllaststunden erreicht werden. Diesen für eine Wirtschaftlichkeit notwendigen Einsatzstunden steht die Anzahl der Stunden mit negativer Residuallast für die verschiedenen Szenarien im Jahr 2030 gegenüber. Diese belaufen sich – unter Vernachlässigung der Übertragungskapazitäten ins Ausland – auf weniger als 750 Stunden für ein flexibles System und auf ca. 1.700 Stunden im Falle einer Must Run-Kapazität konventioneller Kraftwerke von 10 GW_{el} (vgl. Auswertung in Berichtsteil 1).

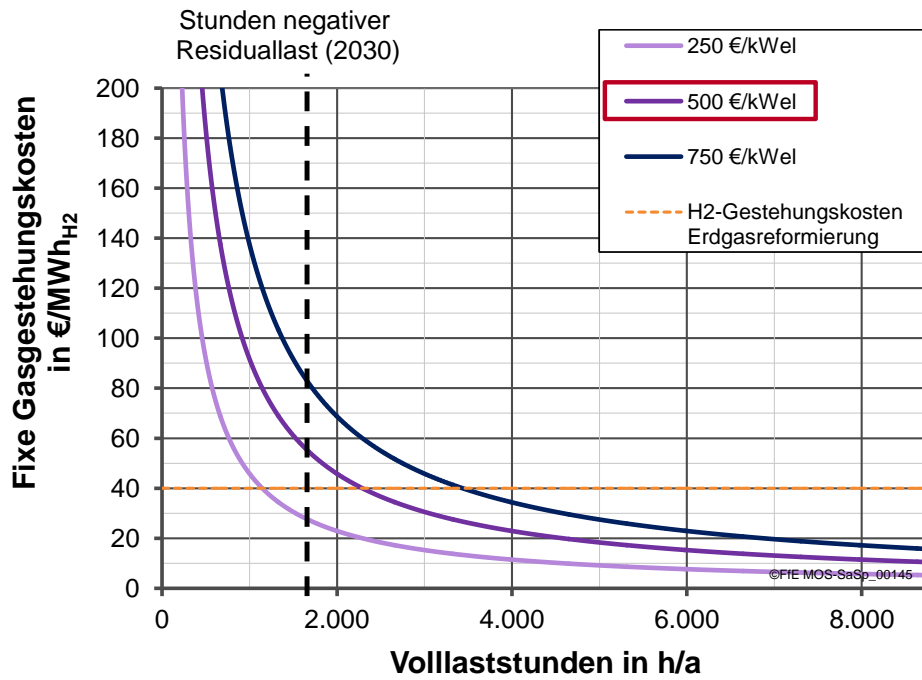


Abbildung 8-23: *Fixe Wasserstoffgestehungskosten (ohne Strombezugskosten) in Abhängigkeit der Volllaststunden für verschiedene Szenarien der spezifischen Investitionen*

Werden jedoch nicht nur die fixen Kosten, sondern – analog zum System inklusive Methanisierung – auch die Strombezugskosten hinzugezogen, zeigt sich, dass selbst bei geringen spezifischen Investitionen von 250 €/kW_{el} die Gasgestehungskosten nicht mit denen der Erdgasreformierung konkurrieren können.

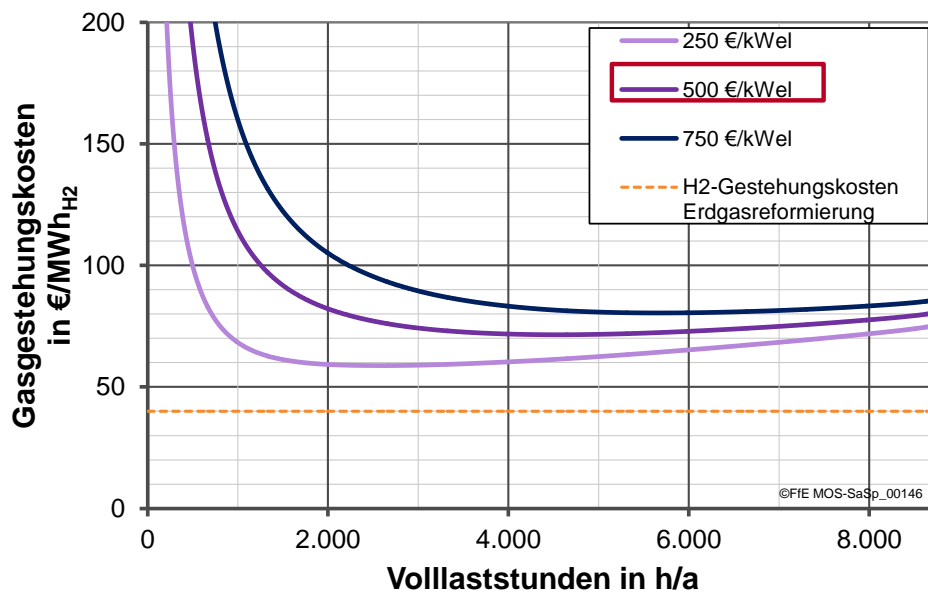


Abbildung 8-24: *Wasserstoffgestehungskosten (inklusive Strombezugskosten) in Abhängigkeit der Volllaststunden für verschiedene Szenarien der spezifischen Investitionen*

Die Wirtschaftlichkeit von P2G ist demnach aufgrund der hohen Investitionen nur bei sehr geringen Strompreisen und einer hohen Auslastung gegeben. Insbesondere das System mit einem zusätzlichen Methanisierungsschritt kann – aufgrund höherer spezifischer Investitionen und Umwandlungsverluste sowie einem geringen Marktwert des Methans – nicht wirtschaftlich betrieben werden.

Auswirkung verschiedener Investitionsszenarien für die Wirtschaftlichkeit auf dem Regelleistungsmarkt

Für den negativen Sekundärregelleistungsmarkt werden auf Basis historischer Daten aus dem Jahr 2012 für verschiedene Investitionsszenarien die zu erzielenden Erlöse aus der Regelleistungsvermarktung sowie dem Gasverkauf dargestellt. Diese werden den annuitätischen Investitions- und Betriebskosten gegenüber gestellt.

Für die Berechnung der Kosten und Erlöse, die mit einer P2G-Anlage am Regelleistungsmarkt zu erzielen sind, gelten die obigen Annahmen. Jedoch orientiert sich der Betrieb der Anlage allein am Regelleistungsmarkt. Das bedeutet, dass Regelleistung ganzjährig angeboten und Wasserstoff nur bei Abruf der Regelleistung produziert wird. Es wird hier von einem PEM-Elektrolysesystems ausgegangen, da diese für den dynamischen Betrieb besser geeignet ist als die AEL. Ein zusätzlicher Methanisierungsschritt wird aufgrund der geringen Lastgradienten und hohen Aktivierungszeiten nicht betrachtet.

Im Jahr 2012 betrug der durchschnittliche Arbeitspreis für negative Sekundärregelleistung 6,1 €/MWh_{el} bei einem Abrufgrad von 14 % und einem fest vergüteten Leistungspreis von 11,7 €/(MW_{el} × h). Im Vergleich zu den Jahren 2010 und 2011 ist sowohl der Arbeitspreis als auch der Abrufgrad gesunken. /ÜNB-01 13/ Es wird hier angenommen, dass das beim Abruf erzeugte Gas zum Tagesreferenzpreis von Erdgas im Jahr 2012 an der Börse verkauft wird /BNETZA-17 13/.

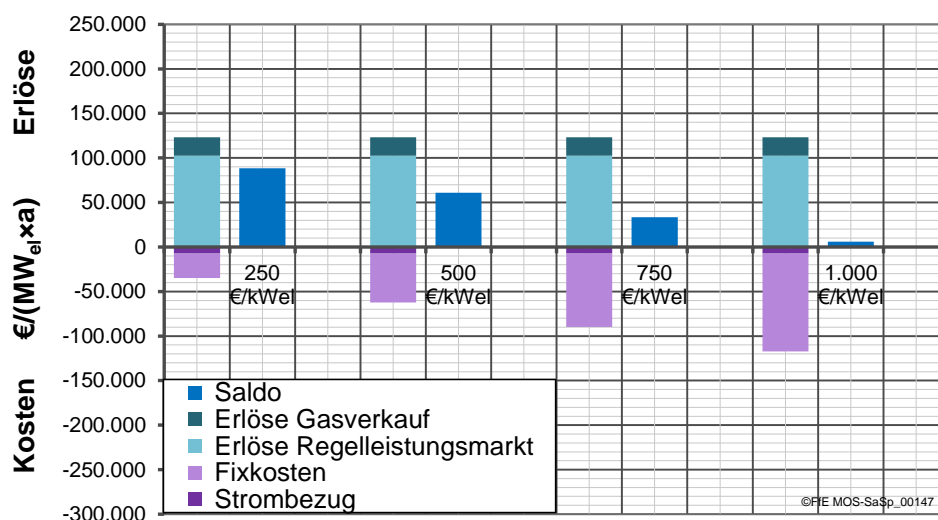


Abbildung 8-25: Kosten und Erlöse der Vermarktung eines PEM-Elektrolysesystems am Sekundärregelleistungs- und Gasmarkt im Jahr 2012 für verschiedene Szenarien der spezifischen Investitionen

Wie die Ergebnisse in **Abbildung 8-25** zeigen, kann ein Einsatz an den negativen Regelleistungsmärkten – unter Berücksichtigung der historischen Abrufgrade und Vergütungssätze des Jahres 2012 – unter betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten auch bei spezifischen Investitionen $> 500 \text{ €/kW}_{\text{el}}$ sinnvoll sein.

Die Einschätzung, dass eine Vermarktung am Regelleistungsmarkt die Wirtschaftlichkeit von P2G erhöht, wird durch die Ergebnisse aus /ISI-01 13/ bestätigt. Im Falle negativer Regelleistung steht P2G jedoch in direkter Konkurrenz mit bereits wirtschaftlichen Optionen wie zum Beispiel Power2Heat. Aus technischer Sicht ist der für die Sekundärregelung benötigte Lastgradient insbesondere mit PEM-Elektrolysesystemen erreichbar, jedoch bestehen derzeit noch keine Langzeitstudien über die Auswirkung einer flexiblen Fahrweise auf die Lebensdauer der Anlage. Zudem erhöht der notwendige Standbybetrieb den kontinuierlich anfallenden Energieverbrauch der Anlage, welcher in diesen Berechnungen nicht berücksichtigt wurde.

Wichtige Faktoren für die Senkung der Kosten sowie einer wirtschaftlichen Vermarktung von P2G sind neben technischen Parametern, wie der Erhöhung der Leistungsdichte, Überlastfähigkeit und Dauerstabilität, aufgrund der nahezu konstant anfallenden Kosten der Peripherie auch die Steigerung der Anlagengröße in den MW_{el} -Bereich. Zudem sind im Falle der flexibler fahrbaren und somit für die Regelleistungsvermarktung besser geeigneten PEMEL eine Reduktion des Titanbedarfs für die Bipolarplatten sowie eine weitgehende Substitution der kostenintensiven Platinmetallkatalysatoren notwendig.

9 Pumpspeicherkraftwerke

Bearbeiter: Luis Carr

Pumpspeicherkraftwerke (PSW) stellen eine etablierte und ausgereifte Technologie zur Energiespeicherung dar. Die Nutzung von PSW zur Energiespeicherung unterscheidet sich von anderen Speichertechnologien dahingehend, dass die Speicherpotenziale besonders durch geographische, ökologische und rechtliche Rahmenbedingungen definiert sind. Der Bau der Übertragungsleitungen Nord.Link und NorGer dient bewusst der Anbindung der Speicherpotenziale aus Wasserkraft in Skandinavien. Allgemein trägt der geplante Ausbau der Grenzkuppelstellen dazu bei, dass weitere bestehende PSW-Kapazitäten in Europa grenzüberschreitend verfügbar sind. In **Abbildung 9-1** ist erkennbar, welche Länder in Europa eine vergleichsweise hohe Stromerzeugung aus Wasserkraft ausweisen. Folglich wurde eine Methode entwickelt, um neben den PSW in Deutschland und Österreich die bestehenden Flexibilitätspotenziale der PSW in den Ländern Norwegen, Schweden, Frankreich, Italien und in der Schweiz vereinfacht in Summe je Land abzubilden. Da im Rahmen dieser Studie keine detaillierte hydrologische Modellierung des natürlichen Zuflusses erfolgen soll, wird der Einsatz von PSW mit natürlichem Zufluss vereinfacht über historische Erzeugungsdaten und zugehörige Randbedingungen definiert.

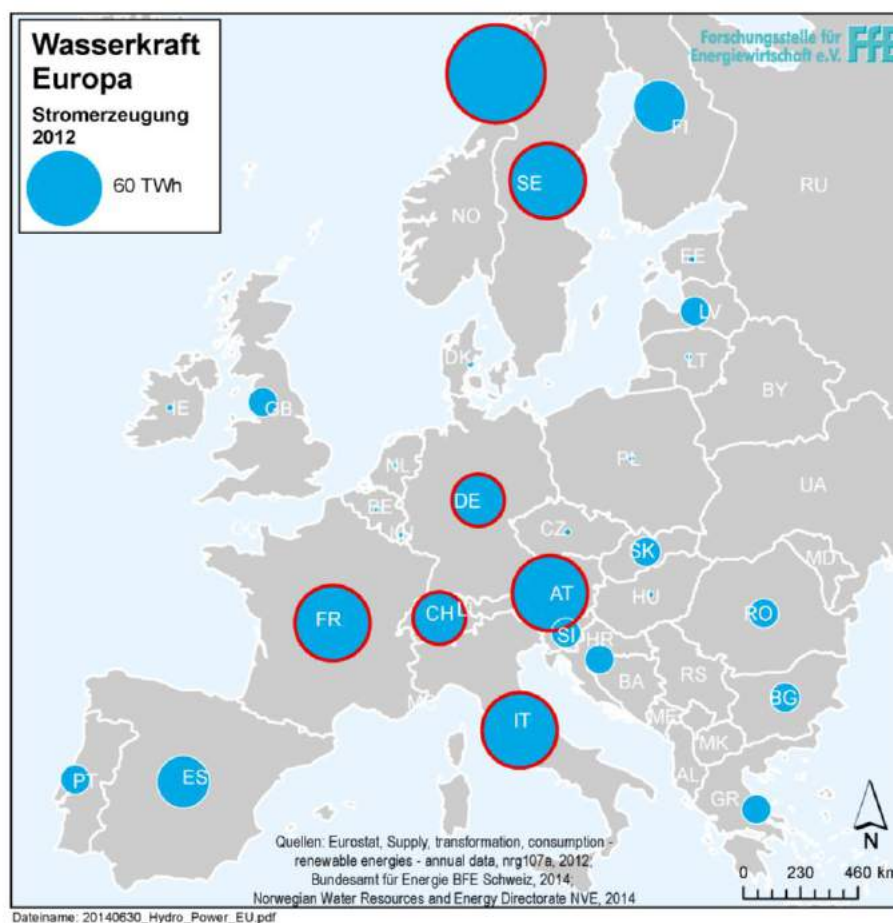


Abbildung 9-1: Stromerzeugung aus Wasserkraft in Europa im Jahr 2012

Zudem werden die PSW in Deutschland und Österreich kraftwerksscharf abgebildet – die zugehörigen technoökonomischen Kennwerte wurden auf Basis einer Literaturrecherche zusammengefasst.

Im Folgenden werden die resultierenden technoökonomischen Kennwerte der PSW und die Methodik zur Abbildung von PSW mit natürlichem Zufluss dargestellt und erläutert.

9.1 Stand der Technik und Entwicklungspotenzial

Als Einführung werden in den folgenden Abschnitten die wesentlichen technischen Charakteristika und Einsatzmöglichkeiten von PSW vorgestellt.

9.1.1 Technische Beschreibung des Gesamtsystems

PSW können elektrische Energie in potenzielle Energie umwandeln und diese somit speichern. Dabei wird Wasser meist aus einem Unterbecken in ein höher gelegenes Oberbecken gepumpt und bei Bedarf wieder abgelassen. Wie in **Abbildung 9-2** gezeigt, ergeben sich je nach Höhenlage unterschiedliche Varianten der Anordnung. Bei PSW mit natürlichem Zufluss erfolgt die Stromerzeugung nicht allein aus dem Pumpbetrieb sondern zusätzlich durch die energetische Nutzung des natürlichen Zuflusses.

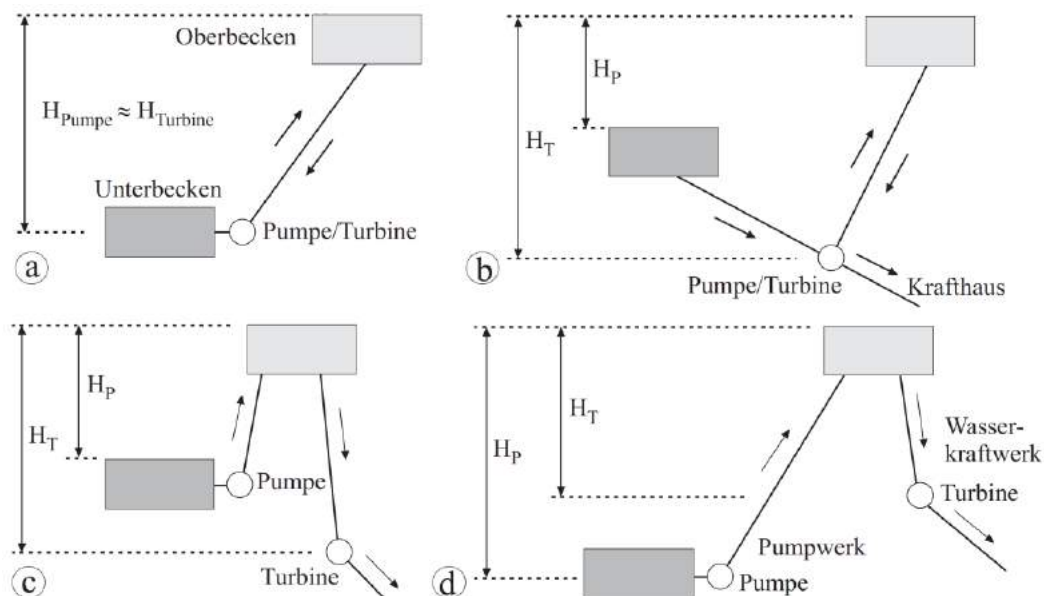


Abbildung 9-2: Systematik von PSW: Varianten für die Zuordnung von Pumpwerk und Wasserkraftwerk unterschiedlicher Höhenlage /IWS-02 09/

Es handelt sich um eine technisch ausgereifte und etablierte Speichertechnologie mit Nutzungsgraden von bis zu 84% /WAWI-01 04/. **Abbildung 9-3** veranschaulicht die Verluste innerhalb eines Speicherzyklus.

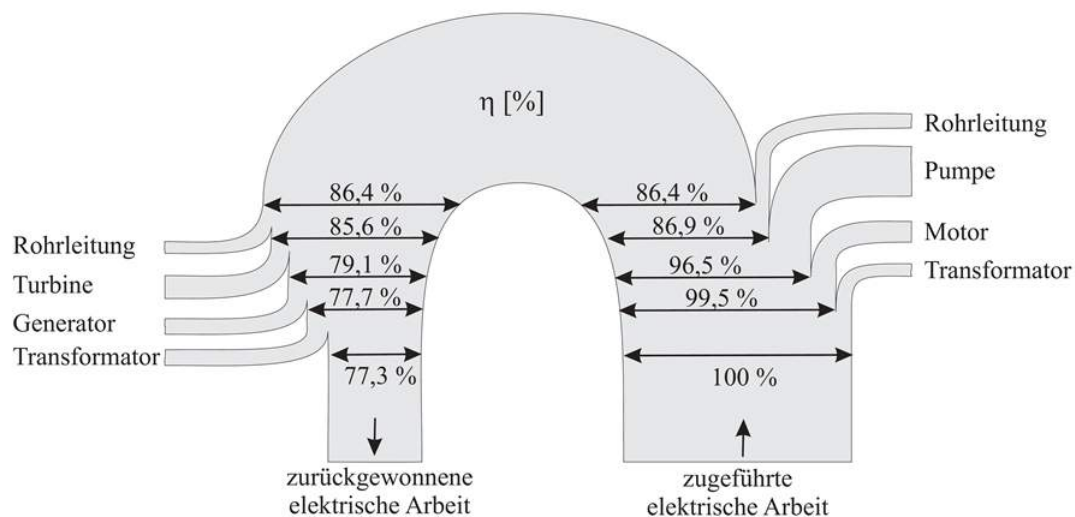


Abbildung 9-3: *Überschlägige Nutzungsgrade und Verluste von PSW / IWS-02 09/*

Bezüglich der Maschinensätze der PSW können die folgenden Systeme unterschieden werden:

Ternäre Systeme

Bei ternären Systemen sind eine Turbine (üblicherweise Francis oder Pelton), ein Motorgenerator und ein Pumpensatz auf einer Welle montiert und bilden eine Einheit. Ist ein PSW mit zwei getrennten Hydraulikmaschinen ausgestattet, so ist eine flexible Regulierung der Pumpenleistung (variabler Teillastbetrieb) über den sogenannten „hydraulischen Kurzschluss möglich“, siehe Abbildung 9-4.

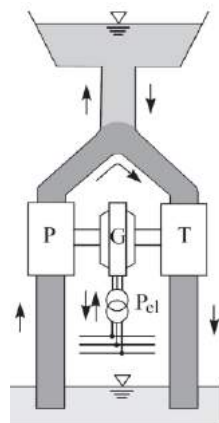


Abbildung 9-4: *Schematische Darstellung des hydraulischen Kurzschlussbetriebs /IWS-02 09/*

Dabei wird Wasser gepumpt und gleichzeitig eine Teilmenge des gepumpten Wassers wieder direkt der Turbine zugeführt, um die Leistungsaufnahme der Maschine zu regulieren. Dies ermöglicht schnellere Betriebsübergänge mit hohen Lastgradienten. Wird ein ternäres System in Kombination mit einem hydraulischen Wandler betrieben, so sind sehr kurze Umschaltzeiten möglich. Vor Erfindung der reversiblen Pumpenturbinen in den 30er Jahren wurden alle PSW als ternäre Systeme ausgeführt /WAWI-01 12/, /VOI-01 13/.

Einstufige, reversible Pumpturbinen

Einstufige, reversible Pumpturbinen bestehen aus einem Motorgenerator und einer reversiblen Pumpturbine. Die Pumpturbine kann in beiden Richtungen durchströmt werden - je nach Drehrichtung kann sie demnach entweder als Pumpe oder Turbine eingesetzt werden. Diese Konfiguration ermöglicht kompakte Maschinenhäuser und weist im Vergleich zu ternären Systemen geringere Investitionen auf. Mit einer großen Auswahl an spezifischen Geschwindigkeiten können Pumpturbinen an Standorten mit sehr geringen oder sehr hohen Fallhöhen installiert werden und für Einheitenkapazitäten von weniger als 10 bis mehr als 500 MW. Werden reversible Maschinensätze mit Asynchronmotorgeneratoren eingesetzt, so kann die Drehzahl der Pumpturbine variiert werden, was einen variablen Teillastbetrieb für den Einsatz als Pumpe ermöglicht /WAWI-01 12/, /VOI-01 13/.

9.1.2 Entwicklungspotenzial

Da es sich bei der Energiespeicherung durch PSW um eine etablierte, ausgereifte Technologie handelt, sind im Betrachtungszeitraum bis 2030 keine wesentlichen Technologiesprünge zu erwarten. Somit wird im Rahmen dieser Studie angenommen, dass sich die zukünftige Entwicklung PSW auf die potenzielle Erschließung neuer Standorte (siehe **Tabelle 9-3** und **Tabelle 9-4**) beschränkt. Jedoch wird im Folgenden kurz die Möglichkeit von Untertage-Pumpspeicherkraftwerken vorgestellt – diese Technologie befindet sich aktuell noch im Entwicklungsstadium.

Untertage-Pumpspeicherkraftwerke

Potenzielle geographische Standorte für PSW müssen ein entsprechendes Gefälle aufweisen. Somit befinden sich die größten technischen Potenziale für den Neubau von Speicherbecken von PSW in Deutschland und Österreich überwiegend im deutschen Mittelgebirgsraum sowie in den Alpen. Oftmals treten hier jedoch Konflikte in Bezug auf den Landschafts- und Naturschutz sowie die öffentliche Akzeptanz auf. Um diese Konflikte zu vermeiden und auch Standorte außerhalb der Gebirgsräume (z. B. in der Nähe von Verbraucherzentren) nutzen zu können, besteht die Möglichkeit Untertage-PSW zu erschließen. Hierfür eignen sich bereits vorhandene, stillgelegte Kavernen aus dem Bergbau. Bezüglich des technischen Potenzials für Untertage-PSW in Deutschland ergibt sich einer ersten groben Abschätzung zufolge eine potenzielle Leistung von 10 GW und eine Speicherkapazität von 40 GWh /DENA-01 12/. Erste Standortuntersuchungen für Pilotprojekte wurden durchgeführt (z.B. Mt. Hope, New Jersey, USA, Pilotprojekt Porta Westfalica in Nordrhein Westfalen). Das Konzept von Untertage bzw. Unterflur PSW wird ausführlicher in Abschnitt 12.3.3 erläutert.

9.2 Rechtliche Rahmenbedingungen

Da die Kriterien für geeignete Standorte von PSW sehr spezifisch sind und der Bau eines PSW oftmals mit erheblichen ökologischen Eingriffen verbunden ist, stellen die zugehörigen ökologischen Anforderungen einen erheblichen Einfluss auf die Planung und Umsetzbarkeit dar. Folglich werden in diesem Abschnitt die wesentlichen ökologischen Anforderungen zusammengefasst. In Bezug auf den Betrieb von PSW muss berücksichtigt werden, dass nach den aktuellen rechtlichen Vorgaben der Strombezug

von PSW nur unter bestimmten Bedingungen von den Netzentgelten freigestellt ist. Als Grundlage für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit von PSW werden diese Bedingungen im Folgenden kurz skizziert.

9.2.1 Ökologische Anforderungen

In Deutschland ist für den Bau eines Stauwerkes oder einer sonstigen Anlage zur Zurückhaltung oder dauerhaften Speicherung von Wasser, bei der 10 Mio. m³ oder mehr Wasser zurückgehalten oder gespeichert werden, eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) erforderlich. Werden weniger als 10 Mio. m³ Wasser zurückgehalten oder gespeichert, so ist eine sogenannte allgemeine Vorprüfung des Einzelfalls erforderlich, d.h. es ist eine UVP durchzuführen, „wenn das Vorhaben nach Einschätzung der zuständigen Behörde aufgrund überschlüssiger Prüfung [...] erhebliche nachteilige Umweltauswirkungen haben kann [...]“ /UVP-G-01 13/. Im Rahmen der UVP wird der Zustand der Umwelt analysiert, der Umweltzustand nach der Projektausführung prognostiziert sowie Projektalternativen betrachtet und verglichen /IWS-02 09/.

Im österreichischen Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz /UVP-G-02 13/ erfordern die folgenden Vorhaben eine UVP:

- Wasserkraftanlagen (Talsperren, Flusstäue, Ausleitungen) mit einer Engpassleistung von mindestens 15 MW,
- Wasserkraftanlagen (Talsperren, Flusstäue, Ausleitungen) mit einer Engpassleistung von mindestens 10 MW, wenn die Rückstaulänge, berechnet auf Basis des mittleren Durchflusses (MQ), das 20-fache der Gewässerbreite, gemessen in der Achse der Wehranlage, erreicht,
- Wasserkraftanlagen (Talsperren, Flusstäue, Ausleitungen) in Kraftwerksketten.

Ferner unterliegen in Österreich die folgenden Vorhaben nur bei Zutreffen besonderer Voraussetzungen der UVP-Pflicht:

- Stauwerke und sonstige Anlagen zur Zurückhaltung oder dauerhaften Speicherung von Wasser, in denen über 10 Mio. m³ Wasser neu oder zusätzlich zurückgehalten oder gespeichert werden;
- Stauwerke und sonstige Anlagen zur Zurückhaltung oder dauerhaften Speicherung von Wasser in schutzwürdigen Gebieten der Kategorie A mit einer Speicherkapazität von mindestens 2 Mio. m³.

Für diese Vorhaben hat ab den angegebenen Mindestschwellen eine Einzelfallprüfung zu erfolgen /UVP-G-02 13/.

Für den Gewässerausbau und Deichbau in Deutschland ist nach dem Wasserhaushaltsgesetz (WHG) /WHG-01 10/ ein Planfeststellungsverfahren durchzuführen. Dieses beinhaltet im Rahmen eines Anhörungsverfahrens eine umfassende Beteiligung von Bürgern, deren Belange durch das Bauvorhaben betroffen sind und der Behörden, deren Aufgabenbereich durch das Vorhaben berührt wird. /VVVFG-01 13/. In Österreich erfolgt in Entsprechung zu dem Anhörungsverfahren das sogenannte Verfahren der Einreichung bei der Behörde.

In Bezug auf den Bau eines PSW in Deutschland sind des Weiteren die folgenden gesetzlichen Vorgaben zu berücksichtigen:

- Flora-Fauna-Habitat-Richtlinie der EU
- Naturschutzgesetzgebung
- Ggf. Fischerei- und Tierschutzgesetz

9.2.2 Netzentgelte

In Deutschland sind seit dem 1.1.2008 Betreiber von PSW verpflichtet, Netzentgelte für den Bezug der zu speichernden elektrischen Energie zu zahlen. Nach den Untersuchungen einer Studie der Deutschen Energieagentur (dena) führt dies zu einer zusätzlichen Belastung der Stromgestehungskosten von ca. $2,5-2,8 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$ /DENA-02 08/.

Als Reaktion auf die Kritik, dass PSW nicht zwingend als Letztverbraucher fungieren, wurde in Deutschland mit der Änderung des Gesetzes über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) am 28.07.2011 die folgende Übergangsregelung zur Befreiung von den Netzentgelten eingeführt:

„Nach dem 31. Dezember 2008 neu errichtete Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie, die ab 4. August 2011, innerhalb von 15 Jahren in Betrieb genommen werden, sind für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgelten für den Netzzugang freigestellt.“

Ferner sind *„Pumpspeicherkraftwerke, deren elektrische Pump- oder Turbinenleistung nachweislich um mindestens 7,5 Prozent oder deren speicherbare Energiemenge nachweislich um mindestens 5 Prozent nach dem 4. August 2011 erhöht wurden“, „[...] für einen Zeitraum von zehn Jahren ab Inbetriebnahme hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgelten für den Netzzugang freigestellt.“* /ENWG-01 13/

Jedoch fordert der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), dass nicht nur in den oben genannten Fällen eine Befreiung von den Netzentgelten gewährt wird, sondern dass zur Rechtssicherheit Stromspeicher allgemein von den Netzentgelten befreit werden sollten. Außerdem fordert der BDEW, dass PSW deutlicher von Letztverbrauchern abgegrenzt werden /BDEW-05 11/.

In Österreich wird nach der Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012 das Netzentgelt für Pumpspeicherkraftwerke für alle Netzbereiche wie folgt bestimmt: es setzt sich zusammen aus einem Arbeits-Anteil von $0,080 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$ und einen Leistungs-Anteil von $100,00 \frac{\text{ct}}{\text{kW}}$ /SNEVO-01 11/.

9.2.3 Initiative für den Ausbau von PSW

Im Mai 2012 wurde die „Erklärung von Deutschland, Österreich und der Schweiz zu gemeinsamen Initiativen für den Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken“ /BMWI-09 12/ unterzeichnet. Darin wurde als gemeinsames Ziel von Deutschland, Österreich und der Schweiz vereinbart, „[...] die Nutzung dieser Technologie [PSW] in den drei Ländern auszubauen und neue Potenziale zu erschließen.“ /BMWI-09 12/ Diese Erklärung beinhaltet jedoch keine verbindlichen Angaben über den zeitlichen Rahmen und Umfang des angestrebten Ausbaus.

9.2.4 Akzeptanz

Die fehlende Akzeptanz der Bevölkerung kann einen deutlichen Einfluss auf die Umsetzbarkeit eines geplanten PSW haben. So hat beispielsweise das Energieversorgungsunternehmen Trianel das Projektvorhaben für das geplante PumpSpeicherwasserkraftwerk Rur aufgrund gesellschaftlicher und politischer Widerstände im Juni 2013 zurückgezogen und nicht verwirklicht /TRIA-01 13/. Die fehlenden Akzeptanz für dieses Projekt begründete sich auf:

- Mögliche negative Auswirkungen auf Flora und Fauna am Rursee
- Verlust an Attraktivität des Tourismus- und Naherholungsstandorts Rursee
- Beeinträchtigung der Anwohner während der Bauzeit

9.3 Technoökonomische Kennwerte

Im Rahmen dieser Studie wurden die technoökonomischen Kennwerte für PSW über eine Literaturrecherche erfasst, abgeglichen und anschaulich zusammengefasst. Zudem wurden fehlende Angaben durch eigene Berechnungen ergänzt und der flexible Einsatz von Speicherwasserkraftwerken mit natürlichem Zufluss analysiert und diskutiert.

9.3.1 Methodik zur Ermittlung der Kennwerte

Die Ermittlung der technoökonomischen Kennwerte für PSW erfolgt über eine Literaturrecherche in Ergänzung von Betreiberangaben.

Zur Abbildung von PSW mit natürlichem Zufluss muss für die Modellierung des Speichereinsatzes zwischen der Stromerzeugung aus dem reinen Pumpbetrieb und der Stromerzeugung aus natürlichem Zufluss unterschieden werden, da die energetische Bewirtschaftung des natürlichen Zuflusses durch ökologische und rechtliche Vorgaben eingeschränkt ist. Da im Rahmen dieser Studie keine detaillierte hydrologische Modellierung des Abflusses erfolgt, wird die Stromerzeugung von PSW aus natürlichen Zufluss vereinfacht in Summe je Land über entsprechende Referenzlastgänge dargestellt. Anhand dieser Referenzlastgänge kann im Rahmen der Einsatzmodellierung über geeignete Randbedingungen das zugehörige Flexibilitätspotenzial abgebildet werden. Die Methodik zur Ermittlung von differenzierten Referenzlastgängen für PSW sowie die Definition der geeigneten Randbedingungen wird im Folgenden erläutert.

Ermittlung von Referenzlastgängen für PSW

Als Basis für die Einsatzmodellierung PSW wurden für die Länder Deutschland, Österreich, Norwegen, Schweden, Frankreich, Italien und die Schweiz differenzierte Referenzlastgänge auf Basis von historischen Daten generiert. Hierfür wurde eine

Methodik entwickelt, die universell auf die betrachteten Länder angewendet werden kann. Diese ist in **Abbildung 9-5** veranschaulicht.

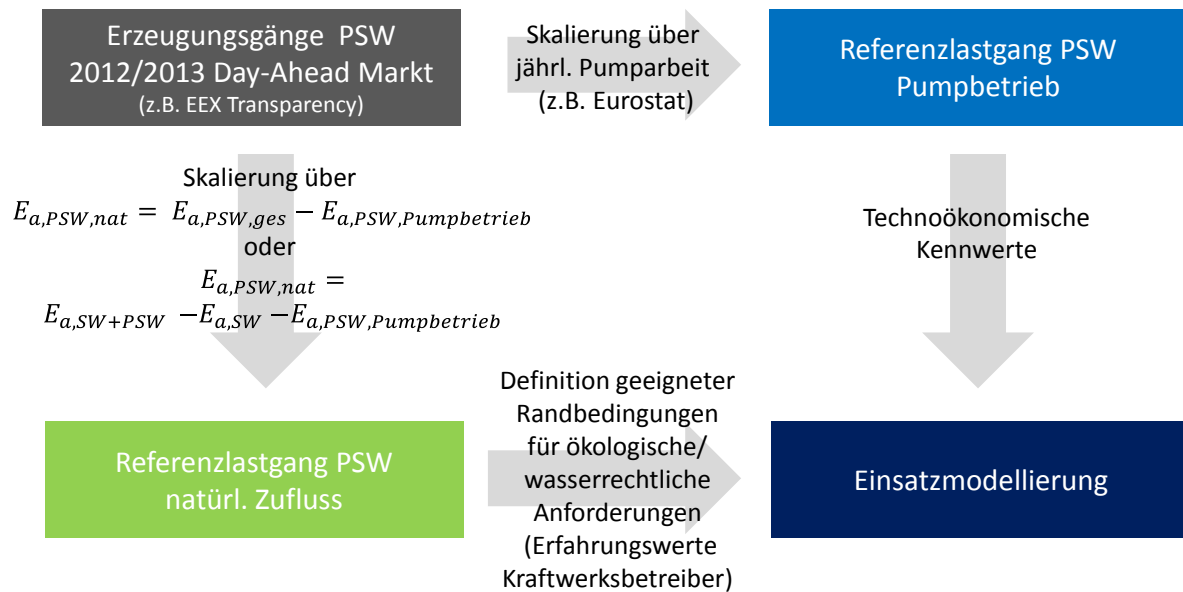


Abbildung 9-5: Methodik zur Ermittlung von Referenzlastgängen für PSW als Basis für die Einsatzmodellierung

Als Datenbasis für die zeitlich aufgelöste Erzeugung von PSW wird die gemeldete Erzeugung des Vortages (zeitliche Auflösung: 1 Stunde) für die Jahre 2012/2013 über die veröffentlichten Daten der jeweiligen Strombörsen herangezogen (z.B. EEX /EEXAG-0 12/)²⁵. Über die statistischen Daten zum jährlichen Stromverbrauch von PSW (Quelle: Eurostat, /EUST-01 09/) und dem mittleren Gesamtwirkungsgrad von 73 % (siehe Abschnitt 9.3.2) lässt sich die jährliche Erzeugung der PSW aus dem Pumpbetrieb berechnen. Über eine entsprechende Skalierung kann somit ein Referenzlastgang für die Stromerzeugung aus dem Pumpbetrieb abgeleitet werden.

Die jährliche Stromerzeugung von PSW aus natürlichem Zufluss berechnet sich in Summe je Land nach:

$$E_{a,PSW,nat} = E_{a,PSW,ges} - E_{a,PSW,Pumpbetrieb} \quad (9-1)$$

$E_{PSW,nat}$:	Jährliche Stromerzeugung von PSW aus natürlichem Zufluss je Land
$E_{a,PSW,ges}$:	Gesamte jährliche Stromerzeugung von PSW je Land
$E_{a,PSW,Pumpbetrieb}$:	Jährliche Stromerzeugung von PSW aus Pumpbetrieb

Dabei wird die gesamte jährliche Stromerzeugung aus PSW über länderspezifische, statistische Daten herangezogen. Falls die gesamte jährliche Stromerzeugung von PSW je Land nicht getrennt, sondern nur in Summe mit der Erzeugung aus SW ausgewiesen wird, wird die jährliche Stromerzeugung von PSW aus natürlichem Zufluss wie folgt berechnet:

$$E_{a,PSW,nat} = E_{a,SW+PSW} - E_{a,SW} - E_{a,PSW,Pumpbetrieb} \quad (9-2)$$

$E_{PSW,nat}$:	Jährliche Stromerzeugung von PSW aus natürlichem Zufluss je Land
$E_{a,SW+PSW}$:	Gesamte jährliche Stromerzeugung von PSW und SW je Land

²⁵ Da für Deutschland kaum PSW mit natürlichem Zufluss an der Strombörse gemeldet werden, dient hier der Lastgang aus Laufwasserkraft als Referenz zur Skalierung.

$E_{a,PSW,Pumpbetrieb}$: Jährliche Stromerzeugung von PSW aus Pumpbetrieb

Randbedingungen für die Einsatzmodellierung

Über die differenzierten Referenzlastgänge kann bei der Einsatzmodellierung von PSW berücksichtigt werden, dass der Anteil der Stromerzeugung aus natürlichem Zufluss nur unter gewissen Einschränkungen flexibilisiert werden kann.

Diese Einschränkungen, die aus ökologischen und rechtlichen Vorgaben zur Bewirtschaftung der Fließgewässer resultieren, können für einzelne PSW je nach Standort, Ausführung und Fließgewässer unterschiedlich ausfallen. Da im Rahmen dieser Studie hierzu keine detaillierten Daten erhoben werden und keine hydrologische Modellierung erfolgt, müssen diese Einschränkungen über allgemeine, vereinfachende Kriterien abgebildet werden.

Aus Erfahrungswerten der Kraftwerksbetreiber und einer Analyse der Referenzlastgänge wurden für die eingeschränkte Flexibilisierung der Stromerzeugung von PSW aus natürlichem Zufluss die folgenden Kriterien abgeleitet:

- Der natürliche Zufluss, der innerhalb eines Jahres anfällt, muss bis zum Ende des Jahres vollständig umgesetzt werden:

$$\sum_{\text{Jahr}} E_{h,PSW,nat} \equiv E_{a,PSW,nat} \quad (9-3)$$

- Ein bestimmter Anteil des natürlichen Zuflusses muss kontinuierlich als Mindestwasserabfluss abgeführt werden:

$$E_{h,PSW,nat,min} = \delta_{min} \cdot E_{h,PSW,nat} \quad (9-4)$$

- Pro Tag darf maximal eine bestimmte Anzahl an Betriebsartenwechseln erfolgen.

9.3.2 Technische Kennwerte

Als Grundlage für die Bewertung von PSW im Rahmen der Merit Order der Energiespeicher müssen in Ergänzung zu den Referenzlastgängen die relevanten technischen Kennwerte von PSW bekannt sein. Diese wurden für Deutschland und Österreich auf Basis einer Literaturrecherche zusammengefasst und werden im Folgenden vorgestellt.

Installierte Leistung und Speicherkapazität

Zur Erfassung der gesamten, verfügbaren installierten Leistung und Speicherkapazität von PSW in Deutschland und Österreich werden im Rahmen dieser Studie die bestehenden Anlagen sowie die geplanten Bauprojekte herangezogen. In **Tabelle 9-1** sind die bestehenden PSW in Deutschland inklusive relevanter Kennwerte aufgeführt. Da aus Sicht der Strommärkte keine bilanzielle Differenzierung zwischen Deutschland und Luxemburg stattfindet, wird das PSW Vianden in Luxemburg vereinfacht ebenfalls vollständig im Rahmen dieser Studie berücksichtigt. In Deutschland beträgt die

installierte Leistung der Turbinen somit in Summe rund **7 GW**, die installierte Leistung der Pumpen rund **7 GW** und die verfügbare Speicherkapazität rund **41 GWh**. Dies repräsentiert das verfügbare Flexibilitätspotenzial exklusive des erforderlichen Energieinhalts für die Bewirtschaftung des natürlichen Zuflusses. Die Speicherkapazität der einzelnen Anlagen in MWh wurde /ZSW-02 12/ und /DENA-02 08/ entnommen. Fehlende Angaben zur verfügbaren Speicherkapazität in MWh wurden vereinfacht unter der Annahme stationärer Verhältnisse wie folgt berechnet:

$$E_{kap,PSW} = \eta_{Tur} \cdot \rho \cdot g \cdot h_{f,mittel} \cdot V_{OB} \cdot \frac{1}{10^6 \cdot 3600} \quad (9-5)$$

$E_{kap,PSW}$ [MWh]:	Nutzbarer Energieinhalt
η_{Tur} [%]:	Nutzungsgrad der Turbinen
ρ [$\frac{kg}{m^3}$]:	Dichte Wasser = $1.000 \frac{kg}{m^3}$
g [$\frac{m}{s^2}$]:	Erdbeschleunigung = $9,81 \frac{m}{s^2}$
$h_{f,mittel}$ [m]:	Mittlere Fallhöhe
V_{OB} [m^3]:	Volumen des Oberbeckens

$h_{f,mittel}$ wird der Höhe des Massenschwerpunktes bzgl. des Bezugshorizontes gleichgesetzt. Ferner wird vereinfacht angenommen, dass die Fallhöhen und Nutzungsgrade konstant sind.

Tabelle 9-1: *Bestehende Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland, Stand 2013 /BNETZA-04 13/, /IWS-02 09/, /ZSW-02 12/, /DENA-02 08/, Betreiberangaben, eigene Berechnungen*

Kraftwerksname	Typ	P_{Tur}	P_{Pump}	$h_{f,mittel}$	η_{ges}	V_{OB}	$E_{kap, PSW}$	Jahr der Inbetriebnahme
[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[m]	[%]	[Mio. m ³]	[MWh]	[JJJJ]
Bleiloch	PM	80	30	49	k.A.	215	640	1932
Einsiedel	PO	1	1,1	127	k.A.	0,02	23	1894
Erzhausen	PO	220	230	293	74%	1,6	940	1964
Geesthacht	PO	119	102	83	68%	1,8	600	1958
Glems	PO	90	68	292	73%	0,9	560	1969
Goldisthal	PO	1052	1028	302	k.A.	12	8480	2003
Happurg	PO	160	126	212	72%	1,8	900	1958
Häusern	PM	100	104	205	57%	108	514	1931
Hohenwarte I	PM	60	34	57	k.A.	182	504	1959
Hohenwarte II	PO	318	324	304	68%	3,3	2087	1966
Jansen - Reisach Rabenleite	PO	28	84	188	75%	1,5	630	1961
Jansen - Tanzmühle	PO	28	25	126	69%	1,5	404	1961
Koepchenwerk Herdecke	PO	153	154	156	65%	1,5	590	1989
Langenprozelten	PO	164	154	310	k.A.	1,6	950	1976
Leitzachwerk 1	PM	49	45	128	78%	2,1	550	1983
Leitzachwerk 2	PM	50	38	127	80%	2,1	550	1960
Markersbach	PO	1045	1140	288	73%	6,5	7	1981
Niederwartha	PO	40	118	143	k.A.	2,9	591	1930
Oberberg I	PO	3	4,6	221	83%	0,105	58	1957
Oberberg II	PO	1	1,0	54	70%	0,035	4	1964
Oberberg III a&b	PO	11	5,4	270	70%	0,105	65	1913
Rönkhausen	PO	140	140	266	75%	1,0	690	1969
Säckingen	PM	360	301	413	76%	2,0	2064	1967
Schwarzenbachwerk	PM	43	18	368	56%	14	198	1926
Sorpekraftwerk	PM	7	3,4	56	k.A.	70	44	1935
Waldeck 1	PO	143	70	296	75%	0,7	478	1933
Waldeck 2	PO	480	476	329	k.A.	4,4	3428	1974
Waldshut	PM	150	80	160	63%	1,4	476	1951
Wehr	PO	910	1000	626	77%	4,4	7840	1975
Wendefurth	PO	80	72	126	71%	2,0	523	1967
Witznau	PM	220	128	250	60%	1,3	642	1950
Vianden (LU)	PO	1000	836	280	74%	--	4.675	1964
Summe	--	7.304	6.939	--	--	--	40.704	

PO: ohne natürlichem Zufluss, PM: mit natürlichem Zufluss

Fehlende Angaben zum Gesamtnutzungsgrad η_{ges} der PSW werden durch den Mittelwert $\eta_{ges,mittel,D} = 73\%$ ergänzt. Dieser Mittelwert berechnet sich auf Basis der Angaben aus **Tabelle 9-1** wie folgt:

$$\eta_{ges,mittel,D} = \frac{1}{\sum E_{Kap,PSW,i}} \cdot \sum \eta_{ges,i} \cdot E_{Kap,PSW,i} \quad (9-6)$$

$\eta_{ges,mittel,D} [\%]$:	Gewichteter Mittelwert der Gesamtnutzungsgrade der PSW in Deutschland
$E_{Kap,PSW,i} [MWh]$:	Speicherkapazität des PSW i
$\eta_{ges,i} [\%]$:	Gesamtnutzungsgrad des PSW i

In Deutschland beträgt die die Stromerzeugung aus natürlichem Zufluss der PSW im langjährigen Mittel rund **1,2 TWh** bzw. **25 %** der Stromerzeugung aus PSW /IWS-02 09/. Da sich aufgrund unzureichender Datenverfügbarkeit für diesen Anteil der Stromerzeugung keine separaten Referenzlastgänge ausweisen lassen, wird für Deutschland die Stromerzeugung von PSW aus natürlichem Zufluss der Stromerzeugung aus Laufwasserkraft zugerechnet.

In **Tabelle 9-2** sind die bestehenden PSW in Österreich inklusive relevanter Kennwerte aufgeführt. In Summe beträgt die installierte Engpassleistung der Turbinen **4,3 GW**, und die installierte Leistung der Pumpen **3,3 GW**.

Tabelle 9-2: *Bestehende PSW in Österreich, Daten erhoben im Rahmen von /ESEA-01 11/, Betreiberangaben, eigene Berechnungen*

Kraftwerksname	P_{Tur}	P_{pump}	$E_{kap,PSW}$ (Oberbecken)	RAV_{nat}	Entladungsdauer	Jahr der Inbetriebnahme	Typ	Ausbaugrad f_a	Beeinflussung des Abflussregimes
	[MW]	[MW]	[MWh]	[GWh]	[h]	[JJJJ]	[-]	[-]	[-]
Feldsee	140	140	7.191	59	51	2011	Mehrweckspeicher	0,1	signifikant
Freibach	16	5	3.180	36	194	1956	Mehrweckspeicher	0,1	gering
Gosau	7	6	20.679	8	3.181	1913	Jahrespeicher	2,6	beträchtlich
Häusling+Roßhag	591	600	540.524	493	915	1972/1988	Jahrespeicher	1,1	beträchtlich
Hintermuhr	104	65	20.428	68	196	1991	Mehrweckspeicher	0,3	signifikant
KW-Gruppe Kaprun (Limberg I & II)	833	610	30.838	166	235	1955/2012	Jahrespeicher	1,5	beträchtlich
Kopswerk II	525	450	87.770	266	167	2008	Mehrweckspeicher	0,3	signifikant
Koralpe	50	35	27.147	83	543	2011	Mehrweckspeicher	0,3	signifikant
Kühtai	289	250	222.564	56	770	1981	Jahrespeicher	4,0	beträchtlich
Lünersee	232	224	265.810	170	1.146	1958	Jahrespeicher	1,6	beträchtlich
Malta-Hauptstufe	730	290	15.466	715	21	1979	Tagespeicher	0,02	gering
Malta-Oberstufe	120	116	571.206	76	4.760	1979	Jahrespeicher	7,5	beträchtlich
Naßfeld	32	32	32.583	50	1.034	1982	Mehrweckspeicher	0,7	beträchtlich
Oscheniksee	108	90	114.497	82	1.060	1982	Jahrespeicher	1,4	beträchtlich
Ottenstein	48	19	17.848	27	372	1957	Mehrweckspeicher	0,7	beträchtlich
Ranna	19	13	1.136	48	60	1954	Mehrweckspeicher	0,02	gering
Rifa	7	9	178	8	25	2004	Tagespeicher	0,02	gering
Rodund I+II	474	301	2.583	523	5	1952/1976	Tagespeicher	0,005	gering
Summe	4.324	3.254	1.981.626						

Da keine Angaben zu den Nutzungsgraden der PSW in Österreich verfügbar sind, wird ein mittlerer Nutzungsgrad $\eta_{ges,mittel,AT}$ aus historischen Daten herangezogen. Es zeigt sich, dass der mittlere Nutzungsgrad im Zeitraum 2008-2012 $\eta_{ges,mittel,AT} = 70\%$ beträgt.

Im Gegensatz zu den PSW in Deutschland (siehe Tabelle 9-1) weist die Entladungsdauer einzelner PSW in Österreich Werte von > 24 Stunden auf. In Anlehnung an /IWS-01 09/

kann über den sogenannten Ausbaugrad f_a zwischen verschiedenen Speichertypen unterschieden werden:

$$f_a = \frac{E_{kap,SW,PSW}}{RAV_{nat}} \quad (9-7)$$

$f_a[-]$:	Ausbaugrad
$E_{kap,SW,PSW}[MWh]$:	Speicherkapazität inkl. Anteil für natürlichen Zufluss
$RAV[MWh]$:	Regelarbeitsvermögen bedingt durch natürlichen Zufluss

- Überjahresspeicher: $f_a > 1$
- Jahresspeicher: $0,8 \leq f_a \leq 1$
- Mehrzweckspeicher: $f_a \leq 0,6$
- Tagesspeicher: Spez. Speicherkapazität ≤ 25 h

Die bestehenden PSW in Österreich sind oftmals in Kombination mit Speicherwasserkraftwerken in Kraftwerksketten mit natürlichem Zufluss eingebunden. Diese Kraftwerksketten bestehen meist aus einer oder mehreren Oberstufen und einer Haupt- bzw. Unterstufe. Über den Abfluss der Kraftwerksketten in Fließgewässern sind zusätzlich Laufwasserkraftwerke indirekt an den Betrieb der Kraftwerksketten gebunden. /ESEA 01 11/

Somit muss berücksichtigt werden, dass vor allem in Österreich die Energiespeicherung durch PSW nicht nur durch die physikalisch verfügbare Speicherkapazität in den Speicherbecken begrenzt ist, sondern zusätzlich durch die Bewirtschaftung des natürlichen Zuflusses sowie die ökologischen Auflagen zur Beeinflussung der Fließgewässer.

Zur Veranschaulichung wurde durch Aufstellung einer monatlichen Speicherbilanz der gesamte natürliche Zufluss in PSW und Speicherwasserkraftwerken berechnet. **Abbildung 9-6** zeigt die monatliche Erzeugung aus Speicherwasserkraftwerken und PSW sowie den berechneten natürlichen Zufluss in Österreich für das Jahr 2012.

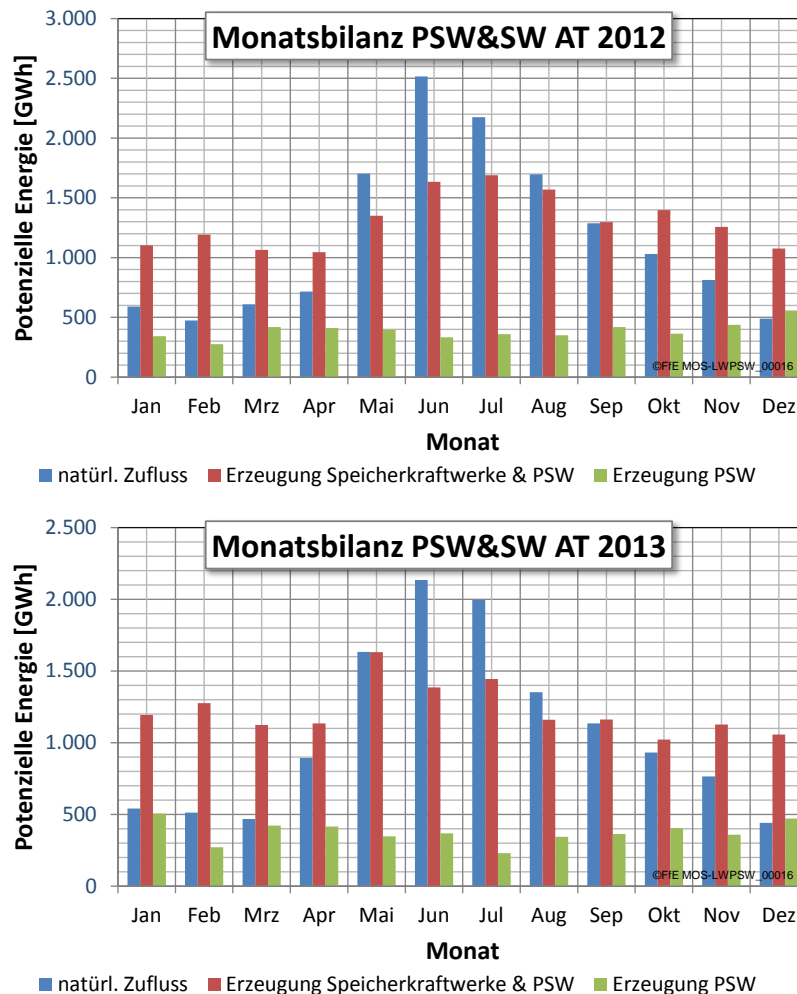


Abbildung 9-6: *Monatliche Erzeugung aus Speicherwasserkraftwerken und PSW und berechneter natürlicher Zufluss in Österreich im Jahr 2012, 2013 /ECON-04 13/, /ECON-05 13/, /ECON-07 13/,/ECON-01 14/*

Die Grafik zeigt, dass im Jahresprofil in den Monaten Mai bis August eine Spitze an natürlichem Zufluss auftritt. Diese wird gespeichert und es findet eine entsprechend geglättete Stromerzeugung über das gesamte Jahr statt. Diese saisonal gespeicherte Energiemenge beträgt für das Jahr 2012 sowie für das Jahr 2013 in Summe 2,2 TWh.

Folglich muss berücksichtigt werden, dass in Österreich die Energiespeicherung durch PSW nicht nur durch die physikalisch verfügbare Speicherkapazität $E_{kap,SW,PSW}$ in den Speicherbecken begrenzt ist, sondern zusätzlich durch die Bewirtschaftung des natürlichen Zuflusses sowie die ökologischen Auflagen zur Beeinflussung der Fließgewässer limitiert ist.

Da jedoch im Rahmen dieser Studie keine detaillierte hydrologische Modellierung der natürlichen Zuflüsse erfolgt, und keine anlagenscharfen Erzeugungsdaten zu den PSW in Österreich vorliegen, wird die Erzeugung aus natürlichem Zufluss über entsprechende Referenzlastgänge aus historischen Daten abgebildet. Die Methodik zur Ermittlung dieser Referenzlastgänge ist in Abschnitt 9.3.1 erläutert. In **Abbildung 9-7** ist der über die Jahreserzeugung skalierte Erzeugungsgang für PSW in Österreich im Jahr 2012 dargestellt.

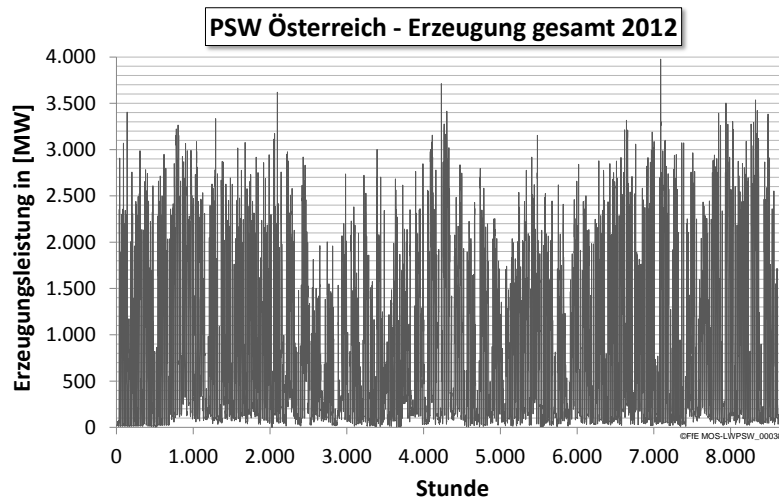


Abbildung 9-7: *Skalierter Erzeugungsgang für PSW in Österreich 2012, /EEX-08 12/, /ECON-03 13/, eigene Berechnungen*

Dieser Erzeugungsgang für PSW wurde anschließend anteilig nach der Stromerzeugung aus natürlichem Zufluss und der Stromerzeugung aus dem Pumpbetrieb aufgeteilt (Erläuterung der Methodik in Abschnitt 9.3.1). Die resultierenden Referenzlastgänge sind in **Abbildung 9-8** dargestellt.

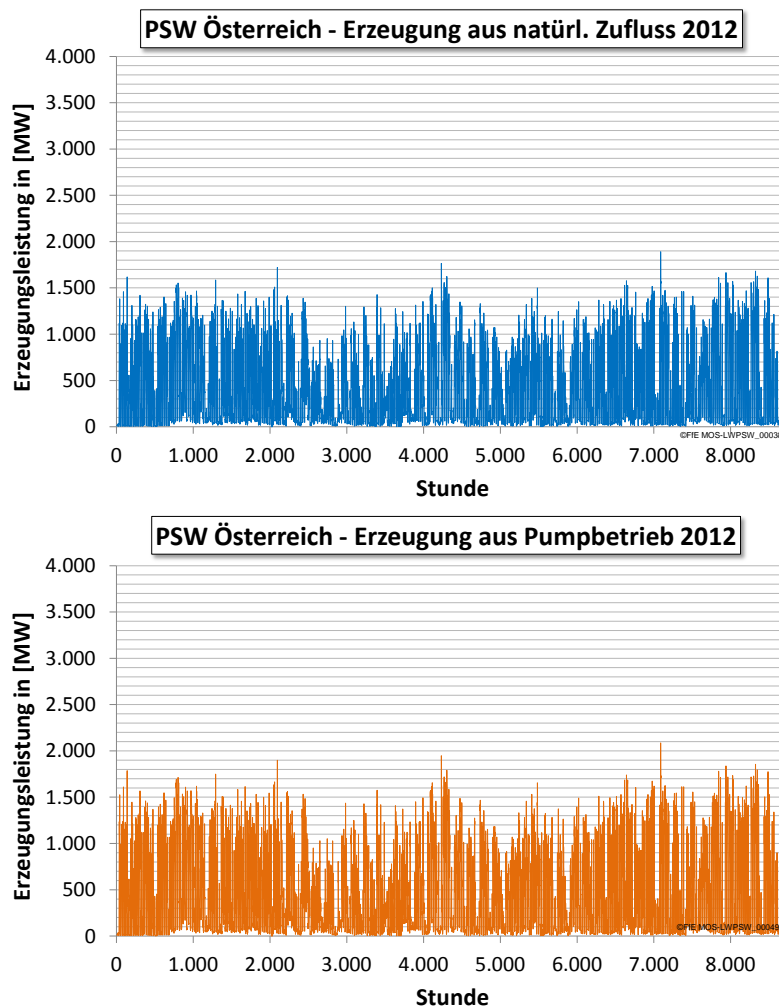


Abbildung 9-8: *Referenzlastgänge für PSW in Österreich 2012, anteilig für Erzeugung aus natürlichem Zufluss und aus Pumpbetrieb, /EEX-08 12/, /EUST 01 09/, /ECON-03 13/, eigene Berechnungen*

Für die Einsatzmodellierung wird angenommen, dass die Erzeugung aus natürlichem Zufluss nur unter Einschränkungen flexibilisiert werden kann. Hierfür sind geeignete Randbedingungen festzulegen, siehe Abschnitt 9.3.1.

Neben den bestehenden PSW werden für den Betrachtungszeitraum bis zum Jahr 2030 alle PSW, die sich aktuell in Planung, Genehmigung oder Bau befinden, berücksichtigt. In **Tabelle 9-3** und **Tabelle 9-4** sind die entsprechenden Kraftwerksprojekte für Deutschland und Österreich aufgeführt.

Tabelle 9-3: *Geplante Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland, Stand 2013 /ZSW-02 12/, Betreiberangaben, eigene Berechnungen*

Kraftwerksname	P_{tur}	V_{OB}	$E_{kap, PSW}$	Entladedauer	Jahr der Inbetriebnahme
[MW]	[MW]	[Mio. m ³]	[MWh]	[h]	[JJJJ]
Atdorf	1.400	9	13.000	9	2019
Blautal	60	1,1	370	6	2019
Einöden	150	1	900	6	2019
Forbach Ausbau	24	0,6	564	24	2019
Forbach Neubau	200	1,8	1.570	8	2019
Halde Sundern	20	0,6	82	4	k.A.
Heimbach	600	0	8.183	14	2019
Jochberg	700	3	4.200	6	2023
Leinetal	200	2,3	1.253	6	2020
Lippe	320	k.A.	2880*	9	2021
Nethe	390	4,2	2.340	6	2019
Riedl	300	4,2	3.500	12	2018
Schmalwasser	1.000	10	6.000	6	2019
Schweich	300	6	3.400	11	2020
Waldeck II+	300	4,4	3.700	12	2016
Summe	5.964		51.942		

*Berechnet über Mittelwert der Entladedauer von 9h

Tabelle 9-4: *Geplante Pumpspeicherkraftwerke in Österreich, Stand 2012 /ÖEW-01 13/, Betreiberangaben, eigene Berechnungen*

Kraftwerksname	P_{tur}	V_{OB}	E_{kap} (Oberbecken)	Entladedauer	Jahr der Inbetriebnahme
[MW]	[MW]	[Mio. m ³]	[MWh]	[h]	[JJJJ]
Ausbau KW Kaunertal	400	42	66.232	166	2023
Effizienzsteigerung Kaprun	43	--	--	--	2016
Effizienzsteigerung Zillertal	32	--	--	--	2015
Erweiterung KW-Gruppe Sellrain-Silz	130	31	13.751	106	2017
EVN - Pumpspeicherkraftwerke	300	k.A.	k.A.	k.A.	2020
Limberg III	480	81,2	72.237	150	2020
Obervermuntwerk II	360	5,3	3.578	10	2018
PSKW Ebensee	150	1,32	1.593	11	2022
Reißeck II	430	6,2	9.047	21	2014
Rellswerk	15	0,044	52	3	2015
Salzburg AG Pumpspeicher Seekar	200	1,2	2.632	13	2020
Tauernmoos	130	6	3.210	25	2018
Wien Energie, KW Molln	300	1,34	1.800	6	2017
Summe	3.038		>174.132		

Für die geplanten PSW in Deutschland und Österreich wird vereinfachend ein Nutzungsgrad von $\eta_{ges,gepl} = 80\%$ angenommen.

Verluste durch Versickerung und Verdunstung

Neben den Speicherverlusten bei der Energieumwandlung, die über den Nutzungsgrad erfasst werden (siehe Abbildung 9-3), können zusätzlich Speicherverluste durch Versickerung und Verdunstung auftreten. Diese „Selbstentladung“ beträgt 0 bis 0,05 % pro Tag /IWS-02 09/. Da diese Speicherverluste im Vergleich zu den Speicherverlusten bei der Energieumwandlung vernachlässigbar sind, werden sie im Rahmen dieser Studie nicht berücksichtigt.

Technische Lebensdauer

Für die Berücksichtigung der technischen Lebensdauer von PSW werden die zu erwartende, mittlere technische Lebensdauer der Absperrbauwerke (Speicherbecken, Talsperren) und die mittlere technische Lebensdauer der Turbinen/Pumpen herangezogen. Die zugehörigen Kennwerte sind in **Tabelle 9-5** zusammengefasst.

Tabelle 9-5: *Kennwerte zur technischen Lebensdauer von PSW /IWS-02 09/*

Mittlere technische Lebensdauer	
Speicherbecken, Talsperren	Turbinen, Pumpen
[a]	[a]
80 - 100	30 - 60

Es ist jedoch darauf hinzuweisen, dass sich die Lebensdauer einzelner Komponenten von PSW mit einer steigenden Anzahl an Betriebswechseln reduzieren kann. In /VGB-08 08/ wurden die Revisionszyklen von PSW infolge modifizierter Betriebsweisen abgeschätzt. Diese Untersuchung wurde durchgeführt, da für viele PSW, die ursprünglich auf einen Nacht-Tag-Wälzbetrieb ausgelegt wurden, die Anzahl der Betriebsartenwechsel, die Häufigkeit des Teillastbetriebs und die Zahl der jährlichen Betriebsstunden im Zeitraum 1994-2004 gestiegen sind. Diese nachträgliche Nutzungsänderung mit abweichenden Betriebsparametern führen zu verändertem Verschleißverhalten. Über eine Umfrage wurden über 100 Maschinensätze in über 20 PSW erfasst. Dabei wurden die einzelnen Komponenten der PSW klassifiziert und jeweils über eine Regression eine sogenannte Relativzahl je Einflussgröße gebildet:

$$L_n = R \cdot L_a \quad (9-8)$$

- $L_n[a]$: Lebensdauer bei „neuer“ Einsatzweise
 $R [-]$: für die Komponente ermittelte resultierende Relativzahl je Einflussgröße
 $L_a[a]$: Lebensdauer bei „alter“ Einsatzweise

In **Abbildung 9-9** ist der Einfluss der Betriebsartenwechsel auf die relative Lebensdauer einzelner Komponenten von PSW dargestellt. Dies veranschaulicht, dass eine Vervielfachung der Betriebsartenwechsel von PSW einen großen Einfluss auf die Lebensdauer einzelner Komponenten haben kann (wobei der „Nullzustand“ den ursprünglichen Auslegungszustand mit den zugehörigen Revisionszyklen repräsentiert).

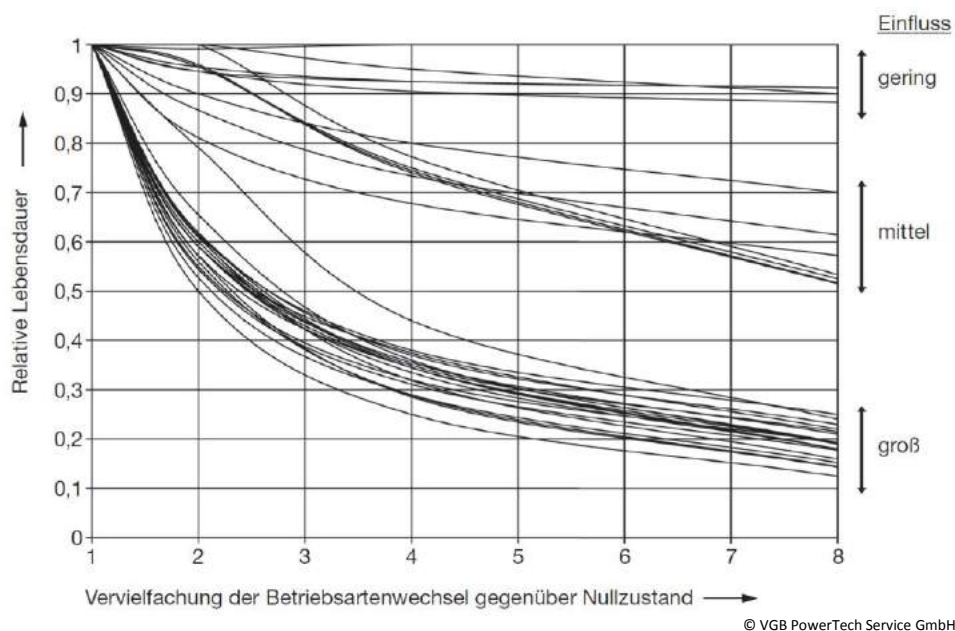


Abbildung 9-9: *Einfluss einer Vervielfachung der Betriebsartenwechsel auf einzelne Komponenten von PSW /VGB-08 08/*

Somit ist davon auszugehen, dass die technische Lebensdauer der Turbinen und Pumpen von der Anzahl der Betriebsartenwechsel, der Häufigkeit des Teillastbetriebs und der Zahl der jährlichen Betriebsstunden abhängig ist. Wie in /VGB-08 08/ erläutert, ist das tatsächliche Verschleißverhalten sehr von den jeweiligen PSW abhängig und kann dementsprechend unterschiedlich ausfallen. Ferner sind die in /VGB-08 08/

ermittelten Kennwerte nur als Hinweise auf das Verschleißverhalten zu sehen. Folglich ist aufgrund fehlender Eingangsdaten im Rahmen dieser Studie keine detaillierte Parametrisierung der technischen Lebensdauer der einzelnen Komponenten in Abhängigkeit von dem Einsatz der PSW möglich. Jedoch werden die Kosten, die durch den Verschleiß in Abhängigkeit von der Anzahl der Startvorgänge entstehen, über die variablen Betriebskosten abgebildet, siehe Abschnitt 9.3.6.

9.3.3 Räumliche Verteilung

Die räumliche Verteilung ergibt sich aus den Standorten der bestehenden und geplanten PSW in Deutschland und Österreich. Diese sind in Abbildung 9-10 und **Abbildung 9-11** veranschaulicht.

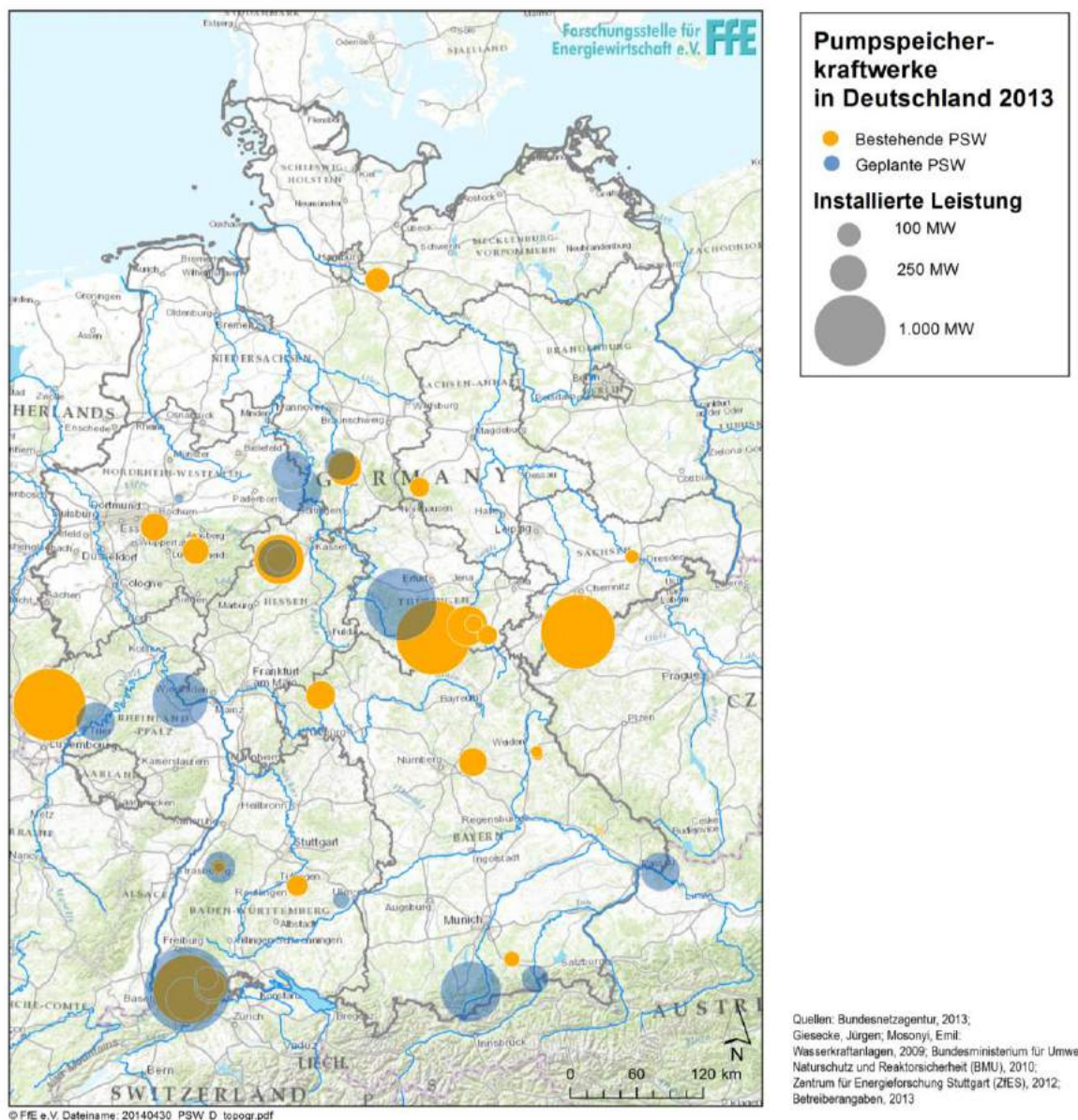


Abbildung 9-10: Räumliche Verteilung der bestehenden und geplanten PSW in Deutschland, Stand 2013

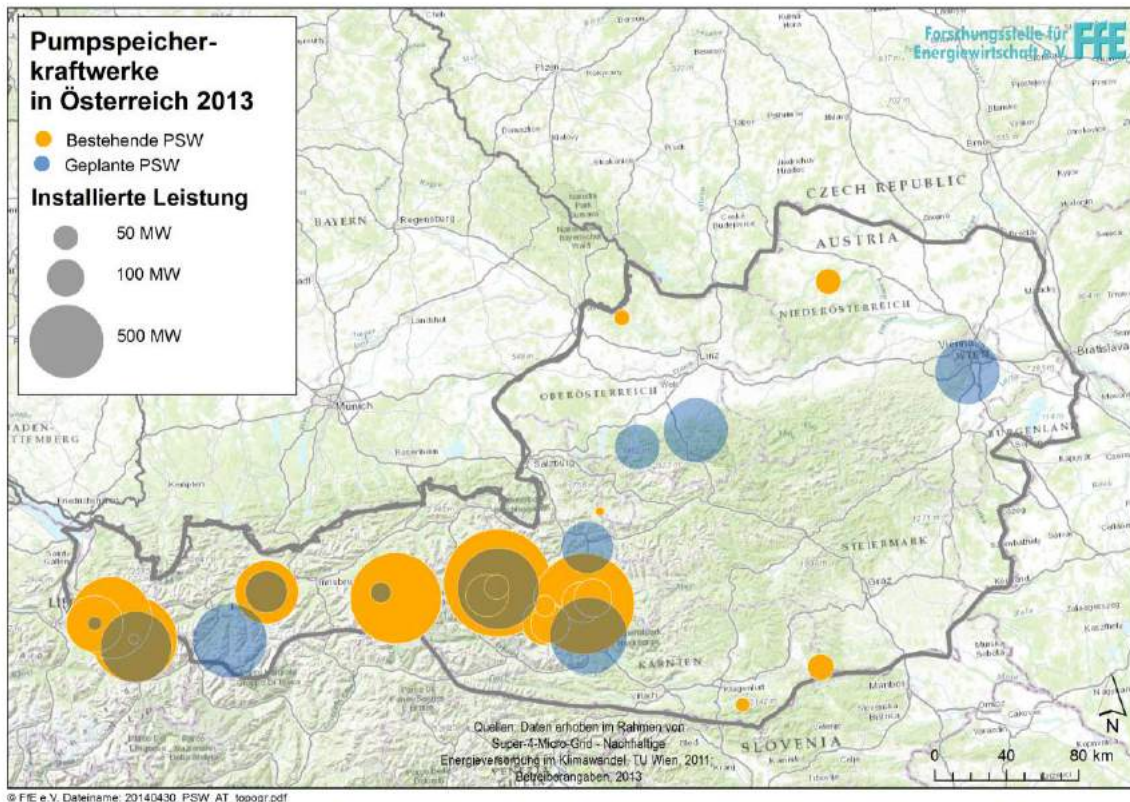


Abbildung 9-11: *Räumliche Verteilung der bestehenden und geplanten PSW in Österreich, Stand 2013*

Über diese georeferenzierten Standorte der PSW ist im Anschluss eine Zuordnung zu den Netzregionen möglich, die im Rahmen dieser Studie betrachtet werden.

9.3.4 Zeitliche Verfügbarkeit und Dynamik des Systems

Für die Untersuchung des potenziellen Einsatzes von PSW in der Merit Order der Energiespeicher muss die zeitliche Verfügbarkeit berücksichtigt werden. Hierbei müssen Schaltzeiten bzw. Leistungsgradienten sowie die Nichtverfügbarkeit aufgrund von Revision berücksichtigt werden.

Schaltzeiten und Leistungsgradienten

Die Schaltzeiten und Leistungsgradienten von PSW hängen stark von der jeweiligen Konfiguration der Maschinensätze ab, siehe Abschnitt 9.1.1. Wie in /WAWI-01 12/ gezeigt, werden die meisten geplanten PSW in Europa im Zeitraum 2012 bis 2022 mit einstufigen, reversiblen Pumpturbinen ausgestattet. Die Konfigurationen der Maschinensätze von PSW wurden in /IWS-02 09/ über die Anordnungen der Komponenten klassifiziert. Unter der Annahme, dass primär PSW mit Pumpturbinen eingesetzt werden, wird diese Konfiguration für die Berücksichtigung der Schaltzeiten und Leistungsgradienten herangezogen, siehe Abbildung 9-12 und **Tabelle 9-6**.

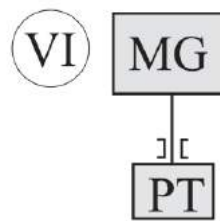


Abbildung 9-12: Anordnung VI von Maschinensätzen für Pumpspeicherkraftwerke (P Pumpe, T Turbine, MG Motorgenerator) nach /IWS-02 09/

Tabelle 9-6: Schaltzeiten für Anordnung VI von Maschinensätzen für Pumpspeicherkraftwerke /IWS-02 09/, /WAWI-01 12/

Aggregatanordnung VI	Schaltzeit [s]	Mittelwert [s]
Stillstand bis Turbinenbetrieb	60-100	80
Pumpbetrieb bis Turbinenbetrieb	90-120	105
Stillstand bis Pumpbetrieb	160-240	200
Turbinen- bis Pumpbetrieb	-	420 ¹⁾

¹⁾Angabe aus /WAWI-01 12/ für konventionelle reversible Pump turbine (Angabe wird noch überprüft)

Die zugehörigen Leistungsgradienten hängen von den eingesetzten Pumpen und Turbinen der PSW ab. Da jedoch im Rahmen dieser Studie keine detaillierten Informationen über die Maschinensätze aller PSW in Deutschland und Österreich zur Verfügung stehen, werden vereinfachte lineare Leistungsgradienten angenommen. Diese sind in **Abbildung 9-13** dargestellt.

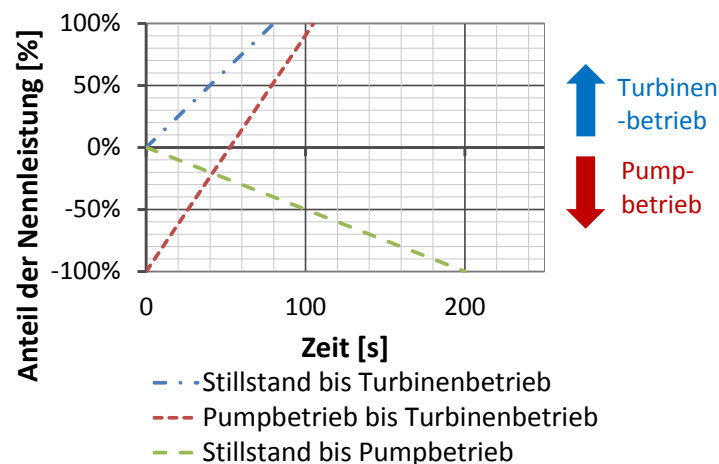


Abbildung 9-13: Vereinfachte lineare Leistungsgradienten für PSW nach /IWS-02 09/

Es ist ersichtlich, dass PSW die Anforderungen an die Bereitstellung von Primärregelleistung (Aktivierungszeit 30 s, Mindestangebotsgröße ± 2 % der Nennleistung) erfüllen können – vorausgesetzt, der Abruf erfolgt aus dem Stillstand. Um einen kurzfristigen Übergang aus dem Pump- in den Turbinenbetrieb realisieren zu können, ist ggf. die Fähigkeit zum hydraulischen Kurzschluss erforderlich. Für die PSW Geesthacht, Glems und Kops II ist die Fähigkeit zum hydraulischen Kurzschluss

gegeben. Für diese PSW wird vereinfacht angenommen, dass die Umstellung von Volllast-Turbinenbetrieb auf Volllast-Pumpbetrieb in 25 s erfolgt.

Nichtverfügbarkeit

Aufgrund von Revision oder technischen Ausfällen kommt es zur temporären Nichtverfügbarkeit von PSW. So sind nach /IWS-02 09/ von 8760 Stunden im Jahr 10 % Zeiten der Nichtverfügbarkeit. Dies deckt sich in etwa mit den statischen Daten zu Speicherwasserkraftwerken in Österreich /ECON-03 12/.

9.3.5 Technisches Potenzial

Wie bereits im Zusammenhang mit Untertage-Pumpspeicherkraftwerken erwähnt, müssen potenzielle geographische Standorte für PSW ein entsprechendes Gefälle aufweisen – in Deutschland beträgt die Fallhöhe der Bestandsanlagen 50 bis 625 m. Somit befinden sich die größten technischen Potenziale für Deutschland und Österreich überwiegend im deutschen Mittelgebirgsraum sowie in den Alpen. Oftmals treten hier jedoch Konflikte in Bezug auf den Landschafts- und Naturschutz sowie die öffentlichen Akzeptanz auf, weshalb die wirtschaftlichen und realisierbaren Potenziale kleiner ausfallen /ZSW-02 12/.

Da angenommen wird, dass die Realisierung aller geplanten PSW in Deutschland und Österreich den maximalen Ausbau im Betrachtungszeitraum bis zum Jahr 2030 darstellen, wird im Rahmen dieser Studie keine Potenzialermittlung durchgeführt.

9.3.6 Betriebskosten und Investitionen

Neben den technischen Kennwerten werden im Folgenden die relevanten ökonomischen Kennwerte für PSW aufgeführt und erläutert.

Als Basis für die Quantifizierung der Kosten für den Einsatz von PSW zur Energiespeicherung werden im Folgenden die Investitionen und Betriebskosten für PSW dargestellt.

Investitionen

Im Rahmen dieser Studie wird keine detaillierte Analyse der Kosten für die einzelnen Komponenten von PSW durchgeführt, sondern nur die gesamten Investitionen je PSW betrachtet, da davon ausgegangen wird, dass die Planung, Genehmigung und der Bau des Speicherbeckens den maßgeblichen Anteil an den Investitionen ausmacht.

In **Tabelle 9-7** sind die Investitionen geplanter Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland und Österreich aufgeführt.

Tabelle 9-7: *Investitionen für geplante PSW in Deutschland und Österreich /BDEW-09 12/, Betreiberangaben*

Pumpspeicher-kraftwerk	$P_{Tur,Eng}$	$E_{Kap, PSW}$	Geplante Inbetriebnahme	Investitionen
	[MW]	[MWh]	[JJJJ]	[Mio. €]
Angaben BDEW				
Atdorf	1.400	13.000	2018	1.600
Energiespeicher Riedl	300	3.500	2018	350
Heimbach	500	81.800	2019	800
Nethe	390	2.340	2019	500
Schmalwasser	1.000	6.000	2019	1.000
Schweich	300	3.400	2017	350
Simmerath/Rursee	640	45.234	2019	700
Waldeck II	300	3.700	2015/16	250
Betreiberangaben				
Blautal	60	370	k.A.	70
Einöden	150	900	2019	150
Forbach Ausbau	24	564	2019	250
Halde Sundern	20	82	k.A.	50
Jochberg	700	4200	2023	600
Limberg II	480	80.763	2011	405
Molln	300	1.800	2018	320
Obervermuntwerk II	360	4.000	2018	440
PSKW Ebensee	150	1.780	2022	150
Reißeck II	430	9.047	2014	385
Rellswerk	15	63	2015	35
Riedl	300	3.500	2018	350
Sellrain-Silz	130	15.374	2020	470
Tauernmoos	130	3.588	2018	200

In Anlehnung an /TUM-03 12/ lässt sich auf Basis dieser Angaben eine zugehörige Kostenfunktion ermitteln, siehe **Formel (9-9)**. Dabei teilen sich die Investitionen auf einen Anteil für die Bereitstellung der Leistung des PSW (Turbinen, Pumpen) und einen Anteil für die Speicherkapazität (Speicherbecken) auf. Wie in **Abbildung 9-14** veranschaulicht, repräsentiert diese Funktion eine Ebene, die mit einem Bestimmtheitsmaß von 0,9034 die Investitionen der geplanten PSW-Projekte abbildet. Es ist ersichtlich, dass die Investitionen primär von der installierten Leistung und kaum von der Speicherkapazität abhängig sind.

$$I_{PSW} = 1.059,24 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \cdot P_{Tur,Eng} + 1,3 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \cdot E_{Kap} \quad (9-9)$$

I_{PSW} : Investition für PSW
 $P_{Tur,Eng}$ [kW]: Engpassleistung der Turbine
 E_{Kap} [kWh]: Nutzbarer Energieinhalt des PSW (Speicherkapazität)

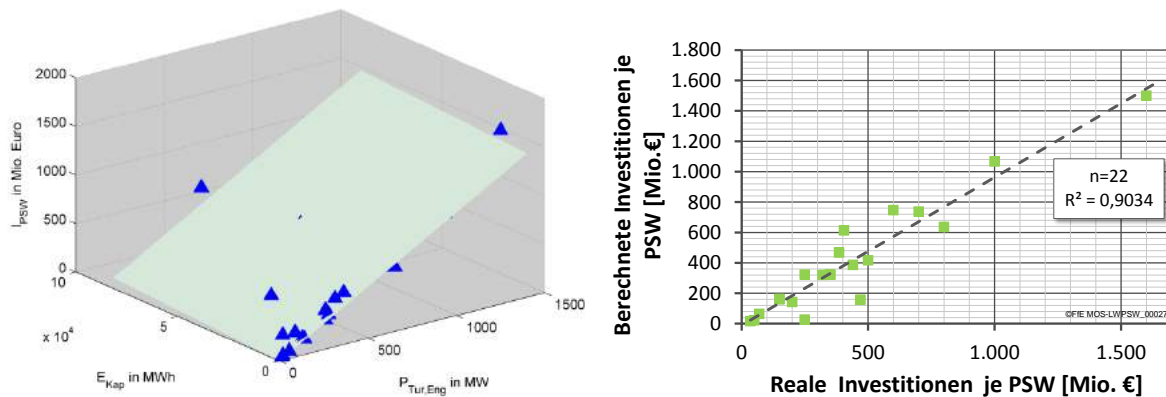


Abbildung 9-14: Visualisierung der Kostenfunktion für PSW auf Basis der Investitionen von geplanten PSW in Deutschland und Österreich

Diese Kostenfunktion wird herangezogen, sofern für einzelne Pumpspeicherkraftwerke keine gesonderten Angaben über die Investitionen vorliegen.

In Bezug auf die Kostenfunktion ist jedoch darauf hinzuweisen, dass besonders im Fall von PSW die Investitionen im Einzelfall stark variieren können. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Investitionen sehr standortspezifisch sind, sehr hohe Investitionsrisiken (z. B. Erhöhung des Planungsaufwands durch ökologische Vorgaben, Proteste, Sicherheitsbedenken etc.) auftreten können, und die Integration von Pumpen in bestehende Speicherwasserkraftwerke im Vergleich zur vollständigen Neuerrichtung von PSW vergleichsweise geringe spezifische Investitionen aufweisen kann. Für die bestehenden PSW liegen keine Informationen zu den Investitionen und dem jeweiligen Fortschritt der Abschreibung vor. Daher wird im Rahmen dieser Studie vereinfacht angenommen, dass alle anderen bestehenden PSW bereits vollständig abgeschrieben sind.

Betriebskosten

Zur Abbildung der Betriebskosten wird zwischen fixen und variablen Betriebskosten unterschieden. Ferner soll über die Betriebskosten berücksichtigt werden, dass sich die Anzahl der Betriebsartenwechsel auf den Verschleiß der Maschinensätze und damit auf die erforderlichen Reinvestitionen auswirkt, wie in Abschnitt 9.3.2 erläutert. Folglich wird ein Anteil der variablen Betriebskosten auf die Anzahl der Startvorgänge pro Jahr bezogen. Hierfür wurden Betreiberangaben herangezogen und ausgewertet.

Die resultierenden spezifischen Betriebskosten sind in **Tabelle 9-8** aufgeführt.

Tabelle 9-8: *Betriebskosten für PSW ohne Strombezug /TUM-03 12/, Betreiberangaben, eigene Berechnungen*

Fixe Betriebskosten	Anteil bezogen auf die installierte Leistung		$\left[\frac{\text{€}}{\text{kW}\cdot\text{a}} \right]$	2,86
Variable Betriebskosten	Anteil bezogen auf die Startvorgänge pro Jahr	Anteil Turbine	$\left[\frac{\text{€}}{\text{MW}\cdot\text{Start}_{\text{Turb}}} \right]$	3,34
	Anteil bezogen auf die Startvorgänge pro Jahr	Anteil Pumpe	$\left[\frac{\text{€}}{\text{MW}\cdot\text{Start}_{\text{Pump}}} \right]$	8,95
	Anteil bezogen auf die erzeugte Strommenge		$\left[\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right]$	0,56

9.3.7 Zusammenfassung

Abschließend erfolgt eine Zusammenfassung der technoökonomischen Kennwerte für Pumpspeicherkraftwerke in **Tabelle 9-9**. Es ist zu erkennen, dass Pumpspeicherkraftwerke aktuell Nutzungsgrade von ca. 80 % erreichen und aufgrund geringer Speicherverluste auch für die langfristige Speicherung elektrischer Energie geeignet sind. Da sich das Potenzial jedoch auf den Alpenraum beschränkt, ist bis zum Jahr 2030 maximal eine Verdopplung der derzeit installierten Leistung zu erwarten.

Tabelle 9-9: Technoökonomische Kennwerte Pumpspeicherkraftwerke

Kategorie	Kennwert	Wert			
		2015	2020	2025	2030
(1) Technische Kennwerte (je Speichersystem)	Nutzungsgrad	Mittelwert bestehende PSW DE (Inbetriebnahme bis 2013): 0,73 Neue PSW (Inbetriebnahme ab 2013) 0,8			
	Zeitliche Speicherverluste	vernachlässigbare Verluste durch Versickerung und Verdunstung			
	Lebensdauer	Speicherbecken, Talsperren: 80 – 100 a Turbinen, Pumpen: 30 – 60 a			
	Aktivierungszeit des Speichers	PSW werden so bewirtschaftet, dass sie unmittelbar einsatzbereit sind.			
	Leistungsgradient	Stillstand bis Turbinenbetrieb: 75 %/min Pumpbetrieb bis Turbinenbetrieb: 60 %/min Stillstand bis Pumpbetrieb: 30 %/min Turbinen- bis Pumpbetrieb: 14 %/min			
	Be- und Entladeleistung	0,5 – 1.500 MW (DE/AT)			
	Speicherkapazität	DE: 0,5 – 13.000 MWh AT: Abhängig von natürlichem Zufluss (Tagesspeicher, Mehrzweckspeicher, Jahresspeicher)			
	Be-/Entladedauer bzw. Abrufdauer	Mittelwert bestehende PSW DE: 7h (Tagesspeicher) PSW in AT (teilweise inkl. natürl. Zufluss): Tagesspeicher, Mehrzweckspeicher, Jahresspeicher			
	Speicherdauer	PSW ohne natürlichem Zufluss: keine Begrenzung PSW mit natürlichem Zufluss: Max. Speicherdauer begrenzt durch Bewirtschaftung des natürlichen Zuflusses			
(2) Potenzial (für DE/AT)	Zeitliche Verfügbarkeit	Verfügbarkeit von 90 % bedingt durch Revision oder technische Ausfälle → ca. 8.000 h			
	Räumliche Verfügbarkeit	Alpen und Mittelgebirgsraum			
	Verfügbares Potenzial	2015 Deutschland: 7,3 GW 40,7 GWh Österreich: 4,3 GW 1.981 GWh	2020 Deutschland: 12,2 GW 85,5 GWh Österreich: 6,7 GW 2.088 GWh	2025 Deutschland: 13,3 GW 92,6 GWh Österreich: 7,2 GW 2.156 GWh	2030 Deutschland: 13,3 GW 92,6 GWh Österreich: 7,2 GW 2.156 GWh
(3) Kosten	Investitionen	Anteil bezogen auf installierte Leistung: $1.059 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$ Anteil bezogen auf Speicherkapazität: $1,3 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$			
	Betriebskosten	Fixe Betriebskosten: $2,86 \frac{\text{€}}{\text{kW} \cdot \text{a}}$ Variable Betriebskosten: Anteil bezogen auf die Startvorgänge pro Jahr Anteil Turbine: $3,34 \frac{\text{€}}{\text{MW} \cdot \text{Start}_{\text{TUR}}}$ Anteil Pumpe: $8,95 \frac{\text{€}}{\text{MW} \cdot \text{Start}_{\text{PUMP}}}$ Anteil bezogen auf die erzeugte Strommenge: $0,56 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$			

9.4 Mögliche Einsatzoptionen

In der Vergangenheit wurden PSW in Deutschland auf einen sogenannten „Wälzbetrieb“ ausgelegt, d. h. den Ausgleich von Strompreisunterschieden im Verlauf von 24 Stunden. Ist nachts bei geringer Nachfrage Strom zu vergleichsweise niedrigen Strompreisen verfügbar, so kann dieser gespeichert werden und tagsüber bei hoher Stromnachfrage abgegeben werden. Dieser Strompreisunterschied bzw. „Price-Spread“ definierte somit den wirtschaftlichen Betrieb eines PSW. In **Abbildung 9-15** sind die Entladedauern der PSW in Deutschland dargestellt. Dies veranschaulicht, dass die bestehenden PSW in Deutschland mit einer mittleren Entladedauer von 7 Stunden bisher primär als Tagesspeicher auf einen Tages-Wälzbetrieb ausgelegt waren.

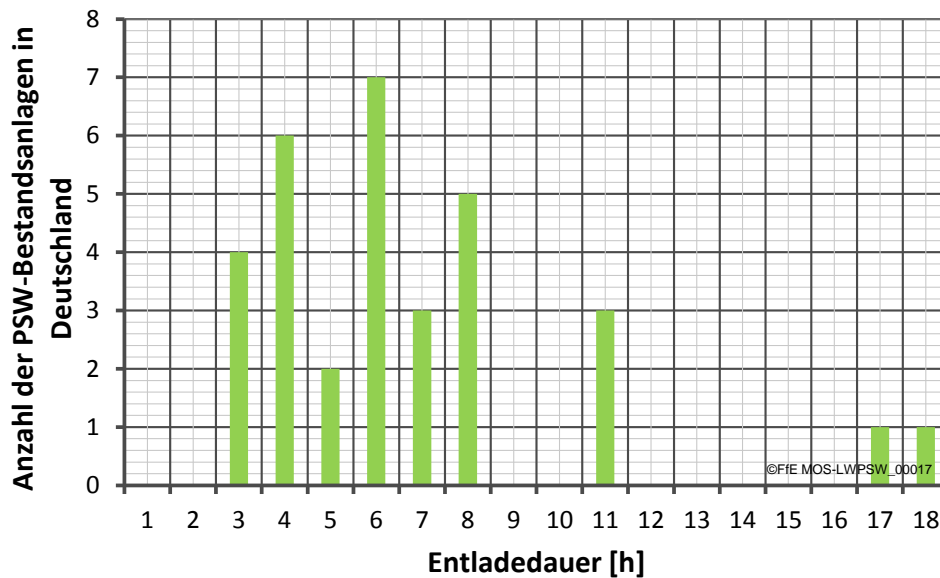


Abbildung 9-15: Häufigkeitsverteilung der Entladedauer der bestehenden PSW in Deutschland

Mit der Liberalisierung des Strommarktes Mitte der 1990er Jahre nahm jedoch der Anteil kurzzeitiger Einsätze zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen zu /IWS-02 09/. (Weitere Informationen zu den Schaltzeiten und Leistungsgradienten für die Bereitstellung von Regelleistung finden sich in Abschnitt 9.3.4.) Mit steigendem Anteil der Erneuerbaren Energien ist davon auszugehen, dass in Zukunft die Bereitstellung an Spitzenlastenergie durch PSW im Nacht-Tag-Wälzbetrieb zurückgehen wird, sofern eine Spitzenlastreduktion durch die Stromerzeugung aus PV und Wind erfolgt. /DENA-05 10/.

Nachfolgend wird untersucht für welche weiteren Einsatzoptionen PSW zukünftig relevant sein könnten. Dabei wird sowohl auf potenzielle Einsatzoptionen aus Systemsicht als auch aus Akteurssicht eingegangen. Darauf aufbauend wird überprüft, ob durch den Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken ein Kostenreduktionspotenzial für das System bzw. ein Gewinnpotenzial für den einzelnen Akteur gegeben ist.

9.4.1 Systemsicht

Pumpspeicherkraftwerke sind aufgrund schneller Aktivierungszeiten, geringer Speicherverluste und eines schnellen Wechsels zwischen Pump- und Wälzbetrieb flexibel einsetzbar. Es wird daher keine der im Ergebnisbericht beschriebenen Einsatzoptionen ausgeschlossen. Zu berücksichtigen ist jedoch, dass der flexible Pumpbetrieb einen Betrieb im hydraulischen Kurzschluss erfordert, welcher durch den gleichzeitigen Generatorbetrieb mit Verlusten behaftet ist.

Tabelle 9-10: *Identifikation möglicher Einsatzoptionen für Pumpspeicherkraftwerke aus Systemsicht*

Einsatzoption	Eignung	Relevanz	Kommentar
Lastglättung	x	x	Pumpspeicherkraftwerke werden bereits heute für eine breites Portfolio an Systemdienstleistungen eingesetzt.
Integration überschüssiger gesetzter Einspeisung	x	x	
Ausgleich des erkannten Prognosefehlers	x	x	
Redispatch	x	x	
Vermeiden von Einspeisemanagement	x	x	
Bereitstellung von Primärregelleistung (PRL)	x	x	
Bereitstellung von Sekundärregelleistung (SRL)	x	x	
Bereitstellung von Minutenreserve (MRL)	x	x	
Bereitstellung gesicherte Leistung	x	x	

9.4.2 Akteurssicht

Auch aus Akteurssicht ist ein Pumpspeicherkraftwerk für eine Vielzahl der Einsatzoptionen relevant. Neben der Bereitstellung von Regelleistung, ist hier auch die Teilnahme am Energiehandel zu benennen. Weiterhin ist der Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken im Rahmen eines Kraftwerksportfolios möglich, um die EEG-Vermarktung zu optimieren bzw. die Einhaltung von Lieferverpflichtungen zu gewährleisten.

Tabelle 9-11: Identifikation möglicher Einsatzoptionen für Pumpspeicherkraftwerke aus Akteurssicht

Einsatzoption	Betrachtung	Eignung	Relevanz	Kommentar
Einhaltung von Lieferverpflichtungen	x	x	x	Pumpspeicherkraftwerk ist Bestandteil eines Kraftwerksportfolios, das von Erzeuger oder Händler bewirtschaftet wird.
Optimierung der EEG-Vermarktung	x	x	x	Pumpspeicherkraftwerk als Bestandteil eines Kraftwerksportfolios wird genutzt um Vermarktung fluktuierender EEG-Anlagen zu optimieren.
Bereitstellung von Primärregelleistung (PRL)	x	x	x	Pumpspeicherkraftwerke stellen bereits heute PRL bereit.
Bereitstellung von Sekundärregelleistung (SRL)	x	x	x	Pumpspeicherkraftwerke stellen bereits heute SRL bereit.
Bereitstellung von Minutenreserve (MRL)	x	x	x	Pumpspeicherkraftwerke stellen bereits heute MRL bereit.
Teilnahme am Day-Ahead-Handel	x	x	x	---
Teilnahme am Intraday-Handel	x	x	x	---
Erhöhung des Eigenverbrauchs	nicht betrachtet	---	---	Einsatzoption richtet sich primär an Haushaltskunden, Pumpspeicherkraftwerke sind nicht Gegenstand der Betrachtung.
(Spitzen-) Lastmanagement	nicht betrachtet	---	---	Einsatzoption richtet sich primär an Industriekunden, Pumpspeicherkraftwerke sind nicht Gegenstand der Betrachtung.
Notstromversorgung	nicht betrachtet	---	---	Einsatzoption richtet sich primär an Industrie- und Haushaltskunden, Pumpspeicherkraftwerke sind nicht Gegenstand der Betrachtung.

9.5 Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen

Im Folgenden werden zunächst die Rentabilitätsindizes aus System- und Akteurssicht dargestellt, welche gemäß der in Kapitel 1 erläuterten Vorgehensweise berechnet wurden. Anschließend erfolgt in Abschnitt 9.5.3 eine Betrachtung der Entwicklung des PSW-Einsatzes im Zuge des Ausbaus der Erneuerbaren Energien sowie der Auswirkung auf die erzielten Deckungsbeiträge.

9.5.1 Systemsicht

Rentabilitätsindizes

Die in **Tabelle 9-12** zusammengefassten Rentabilitätsindizes zeigen, dass für PSW für keine der Einsatzoptionen ein eindeutiges Kostenreduktionspotenzial gegeben ist. Für Einsatzoptionen mit dem Ziel der Leistungsbereitstellung – nSRL ausgenommen – fallen die Rentabilitätsindizes geringer aus als für die Einsatzoptionen mit einer hohen Anzahl an Einsatzstunden beziehungsweise großen Kostenunterschieden der Stromerzeugung zum Zeitpunkt der Be- und Entladung.

Tabelle 9-12: *Kostenreduktionspotenzial (Rentabilitätsindizes) von Pumpspeicher-kraftwerken für die Einsatzoptionen aus Systemsicht*

Einsatzoption	Rentabilitätsindex*
Lastglättung und Ausgleich des erkannten Prognosefehlers	-0,29
Integration überschüssiger gesetzter Einspeisung**	0,06
Redispatch: Erhöhung der Wirkleistung	-0,29
Redispatch: Vermeiden der Reduktion der Wirkleistung	-0,37
Vermeiden von Einspeisemanagement	-0,92
Bereitstellung gesicherter Leistung	-0,74
Bereitstellung von Primärregelleistung (PRL)***	0,01
Bereitstellung von negativer Sekundärregelleistung (nSRL)	-0,47
Bereitstellung von positiver Sekundärregelleistung (pSRL)	-0,67
Bereitstellung von negativer Minutenreserve (nMRL)	-0,76
Bereitstellung von positiver Minutenreserve (pMRL)	-0,96

* Noch nicht berücksichtigt sind hier mögliche Verluste durch einen ggf. notwendigen Betrieb im hydraulischen Kurzschluss.

** Derzeit noch kein Bedarf vorhanden, dem ausgewiesenen RI liegt der Bedarf im Jahr 2030 zugrunde. Diese Einsatzoption wird daher nicht in der Einordnung der Technologien in die Merit Order Matrix berücksichtigt.

*** Die Möglichkeit zur PRL-Bereitstellung ist stark vom Speicherfüllstand und dem jeweiligen Betriebszustand abhängig und stellt somit keine Haupteinsatzoption dar.

Anwendungsportfolio

Als Haupteinsatzoption wird die Lastglättung mit einem RI von -0,29 identifiziert. Gleichzeitig trägt das Pumpspeicherkraftwerk zur Bereitstellung gesicherter Leistung bei und kann Primär- und Sekundärregelleistung bereitstellen. Ein gleichzeitiger Einsatz für den Redispatch ist dann bedingt möglich. Insgesamt erfolgt somit eine Aufwertung um 0,45 auf einen RI von 0,16.

9.5.2 Akteurssicht

Rentabilitätsindizes

Das Gewinnpotenzial für Pumpspeicherkraftwerke in Abhängigkeit der Einsatzoption ist über die jeweiligen Rentabilitätsindex in **Tabelle 9-13** abgebildet. Es zeigt sich, dass keine der Einsatzoptionen ein Gewinnpotenzial aufweist. Dies ist darauf zurückzuführen, dass PSW für einen wirtschaftlichen Betrieb eine möglichst hohe Anzahl an Einsatzstunden benötigen, in denen eine möglichst hohe Spreizung zwischen den Kosten für die Beladung und den Erlösen bei der Entladung des Speichers vorherrscht. Diese Voraussetzung ist bei keiner der übrigen Einsatzoptionen gegeben, wenn angenommen wird, dass durch das PSW nur eine Einsatzoption bedient wird.

Tabelle 9-13: *Gewinnpotenzial (Rentabilitätsindizes) von Pumpspeicherkraftwerken für die Einsatzoptionen aus Akteurssicht*

Einsatzoption	Rentabilitätsindex*
Einhaltung von Lieferverpflichtungen	-0,91
Optimierung der EEG-Vermarktung	-0,91
Bereitstellung von Primärregelung**	-0,02
Bereitstellung von negativer Sekundärregelung (nSRL)	-0,47
Bereitstellung von positiver Sekundärregelung (pSRL)	-0,50
Bereitstellung von negativer Minutenreserve (nMRL)	-0,76
Bereitstellung von positiver Minutenreserve (pMRL)	-0,87
Teilnahme am kurzfristigen Stromhandel	-0,40

* Noch nicht berücksichtigt sind hier mögliche Verluste durch einen ggf. notwendigen Betrieb im hydraulischen Kurzschluss.

** Setzt einen Dauerbetrieb in Teillast voraus und stellt somit keine Haupteinsatzoption dar.

Anwendungsportfolio

Als Haupteinsatzoption für PSW konnte die Teilnahme am kurzfristigen Stromhandel identifiziert werden. Der RI liegt mit -0,40 jedoch noch im negativen Bereich. Neben der Haupteinsatzoption können PSW, wie bereits angesprochen, ein Anwendungsportfolio erwirtschaften. Ein mögliches Portfolio besteht in der Bereitstellung negativer und positiver Sekundärregelung. Dadurch erhalten PSW eine Aufwertung um 0,20 Punkte, womit der aufgewertete RI der Speichertechnologie bei -0,20 liegt.

9.5.3 Weiterführende Betrachtungen

Die folgende Diskussion des Einsatz von PSW an vorhandenen Märkten basiert auf der Veröffentlichung /FFE-17 13/. Wie bereits in Abschnitt 0 erwähnt, wurden PSW in Deutschland in der Vergangenheit auf einen sogenannten „Wälzbetrieb“ ausgelegt, d.h. den Ausgleich von Strompreisunterschieden im Verlauf von 24 Stunden. Ist nachts bei geringer Nachfrage Strom zu vergleichsweise niedrigen Strompreisen verfügbar, so kann dieser gespeichert werden und tagsüber bei hoher Stromnachfrage abgegeben werden. Dieser Strompreisunterschied bzw. „Price-Spread“ definierte somit den wirtschaftlichen Betrieb eines PSW. Mit der Liberalisierung des Strommarktes Mitte der 1990er Jahre nahm jedoch der Anteil kurzzeitiger Einsätze zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen zu /IWS-02 09/. **Abbildung 9-16** zeigt beispielhaft die hohe Anzahl kurzfristiger Einsätze von PSW in den letzten Jahren.

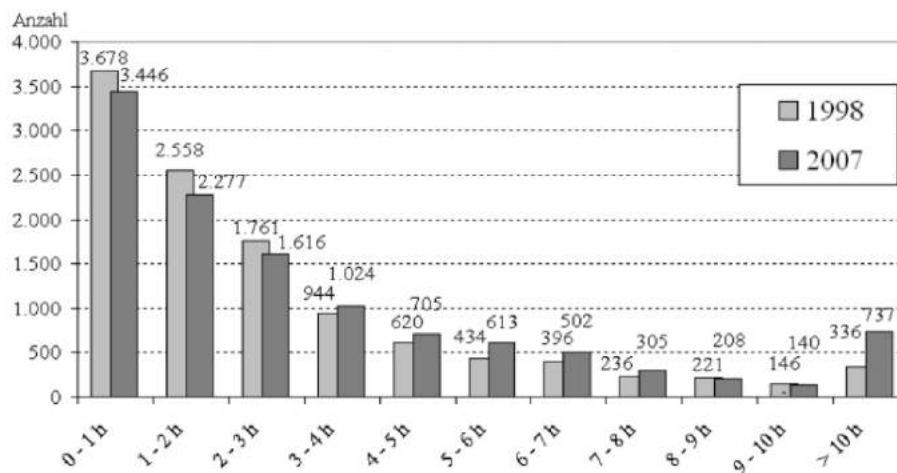


Abbildung 9-16: *Maschineneinsatzhäufigkeit bei der Schluchseewerk AG über der Einsatzdauer im Generatorbetrieb 1998 und 2007 /IWS-02 09/*

Der voranschreitende Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland und der damit einhergehende steigende Anteil volatiler Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik könnten einen noch flexibleren Betrieb der PSW erfordern. Daher wurde untersucht, ob sich seit Beginn des Ausbaus der erneuerbaren Energien erste Auswirkungen auf die Einsatzmuster der PSW erkennen lassen.

In **Abbildung 9-17** ist die Entwicklung des mittleren Erzeugungssaldos der PSW in Deutschland im Tagesverlauf dargestellt. Stunden mit negativem Erzeugungssaldo repräsentieren den Pumpbetrieb, Stunden mit positivem Saldo repräsentieren die Turbinierung bzw. Elektrizitätserzeugung. Es ist deutlich erkennbar, dass trotz des Ausbaus der erneuerbaren Energien die Betriebsweise der PSW im Tagesverlauf nach wie vor in Summe ein deutlich erkennbares Nacht-Tag-Profil aufweist.

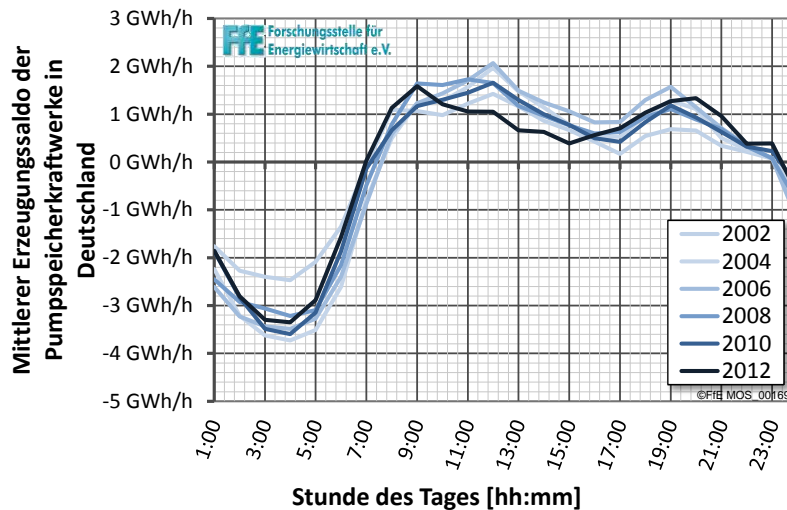


Abbildung 9-17: *Entwicklung des Tagesverlaufs des mittleren Erzeugungssaldos der PSW in Deutschland von 2002 bis 2012 /DESTATIS-02 13/*

Werden diese gemeldeten Erzeugungsgänge der Mittwochsbilanzen den jeweiligen Spotmarkt-Preisen (EEX, Day-Ahead) gegenübergestellt, so lassen sich im Nachhinein die möglichen, täglichen Deckungsbeiträge (Erlöse abzüglich Strombezugskosten) am Spotmarkt darstellen. Im Gegensatz zu den in Abschnitt 9.5.2 ausgewiesenen Rentabilitätsindizes beinhalten diese somit noch keine fixen Kosten. In sind die Deckungsbeiträge für die Jahre 2002 bis 2012 abgebildet. Es zeigt sich, dass die täglichen Deckungsbeiträge in den Jahren 2005 bis 2008 zwar vergleichsweise hoch ausfielen, dies jedoch unter anderem auf einzelne Tage zurückzuführen ist. Allgemein ist im Zeitraum 2002-2012 bezüglich der Deckungsbeiträge am Spotmarkt bisher kein durchgehender Abwärtstrend erkennbar.

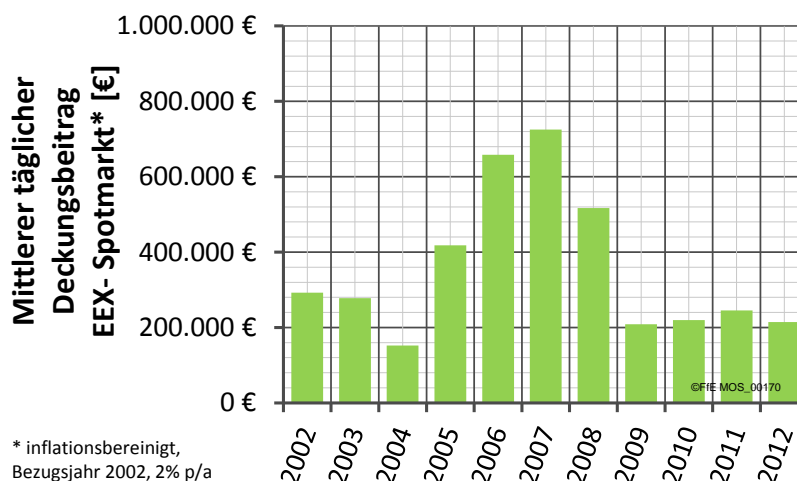


Abbildung 9-18: *Mittlere, tägliche Deckungsbeiträge am EEX-Spotmarkt (Day-Ahead) basierend auf den Mittwochsbilanzen des Statistischen Bundesamts, /EEX-01 13/, /DESTATIS-02 13/*

Somit ist festzustellen, dass sich für PSW in Deutschland nach wie vor positive Deckungsbeiträge an der EEX ergeben. Dies wird dadurch bestätigt, dass die jährliche Elektrizitätserzeugung aus PSW im Zeitraum von 2002 bis 2012 nicht abgenommen hat, (vgl. **Abbildung 9-18**).

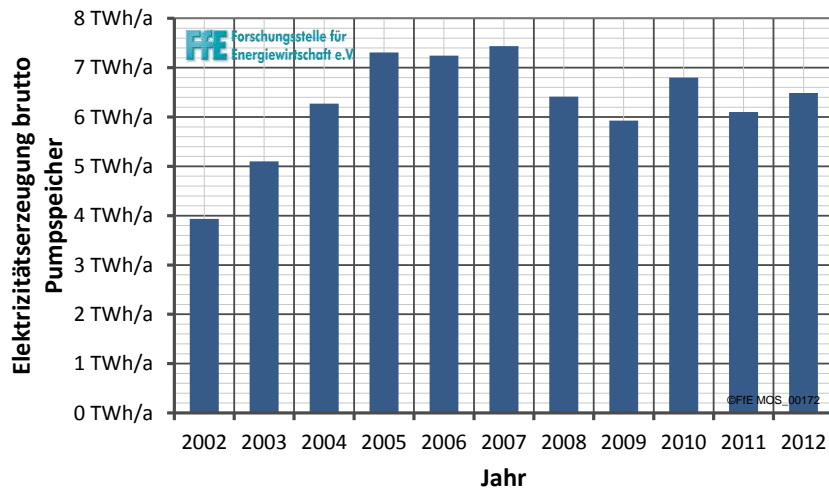


Abbildung 9-19: *Jährliche Elektrizitätserzeugung (brutto) aus PSW in Deutschland /DESTATIS-02 13/*

Neben der Vermarktung am Day-Ahead Markt stehen für PSW noch weitere Vermarktungsoptionen zur Verfügung. Aufgrund der vergleichsweise kurzen Inbetriebnahme-Zeiten - die volle Leistung kann je nach Anlagentyp bereits in einem Zeitraum von bis zu 3 Minuten genutzt werden / IWS-02 09/ - sind PSW besonders für die Bereitstellung von Regelleistung geeignet und können im Falle einer entsprechend abgestimmten Feinregelung einen wesentlichen Beitrag zur Stabilisierung der Netzfrequenz leisten. Folglich könnte der steigende Anteil an fluktuierenden erneuerbaren Energien in Zukunft zu neuen Einsatzmustern von PSW führen. Jedoch zeigt **Abbildung 9-20**, dass das Marktvolumen der Regelleistungsmärkte trotz des Ausbaus der erneuerbaren Energien in den letzten Jahren in Summe keinen durchgehenden Aufwärtstrend aufweist.

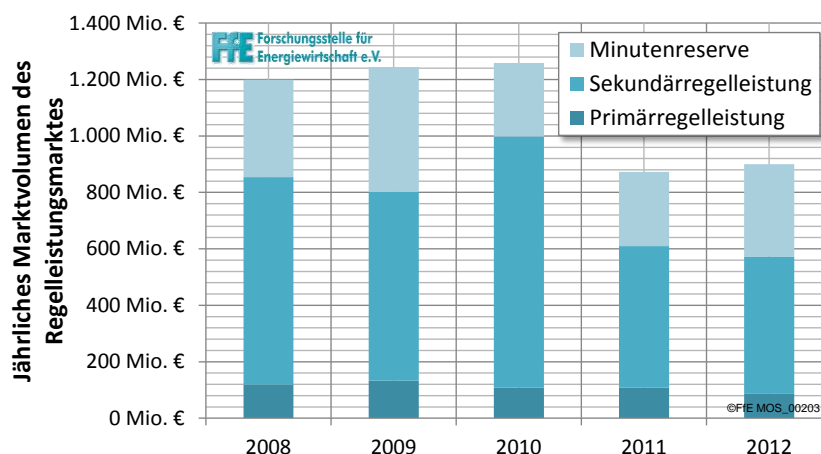


Abbildung 9-20: *Entwicklung des jährlichen Marktvolumens des Regelleistungsmarktes von 2008 bis 2012 /ÜNB-02 12/*

Für eine weitere Flexibilisierung der PSW sind unter Umständen technische Nachrüstungen bestehender Anlagen notwendig – so erfordert beispielsweise der bedarfsgerechte Betrieb der Pumpen zur Bereitstellung negativer Regelleistung

entweder drehzahlvariable Maschinensätze oder die technischen Voraussetzungen für einen Betrieb im sogenannten „hydraulischen Kurzschluss“ /WAWI-01 12/.

9.6 Exkurs: Speicherwasserkraftwerke mit natürlichem Zufluss in Europa

Die Stromerzeugung aus Speicherwasserkraftwerken mit natürlichem Zufluss können unter gewissen Einschränkungen flexibel betrieben werden. Im Rahmen dieser Studie werden SW anhand von historischen Erzeugungsprofilen als funktionale Energiespeicher abgebildet.

In Analogie zu PSW mit natürlichem Zufluss (siehe Abschnitt 9.3.1) wurde in /CHE-01 14/ eine Methodik entwickelt, um neben den SW in Deutschland und Österreich die bestehenden Flexibilitätspotenziale der SW in den Ländern Norwegen, Schweden, Frankreich, Italien und in der Schweiz vereinfacht in Summe je Land abzubilden. Da im Rahmen dieser Studie keine detaillierte hydrologische Modellierung des natürlichen Zuflusses erfolgen soll, wird der Einsatz von SW mit natürlichem Zufluss nur vereinfacht über historische Erzeugungsdaten und zugehörige Randbedingungen modelliert. Im Folgenden werden die zugehörige Methodik skizziert und die technoökonomischen Kennwerte zusammengefasst.

Ermittlung von Referenzlastgängen für Speicherwasserkraftwerke

Die Methodik zur Ermittlung von Referenzlastgängen für SW ist in **Abbildung 9-21** veranschaulicht. Als Datenbasis für die zeitlich aufgelöste Erzeugung von SW wird die gemeldete Erzeugung aus Wasserkraft bzw. Saisonspeicher des Vortages (zeitliche Auflösung: 1 Stunde) für die Jahre 2012/2013 über die veröffentlichten Daten der jeweiligen Strombörsen herangezogen (z. B. EEX /EEXAG-0 12/). Anschließend erfolgt eine Skalierung über die Jahresstromerzeugung, sofern diese über statistische Daten verfügbar ist, ansonsten erfolgt die Skalierung über das Regelarbeitsvermögen der SW.

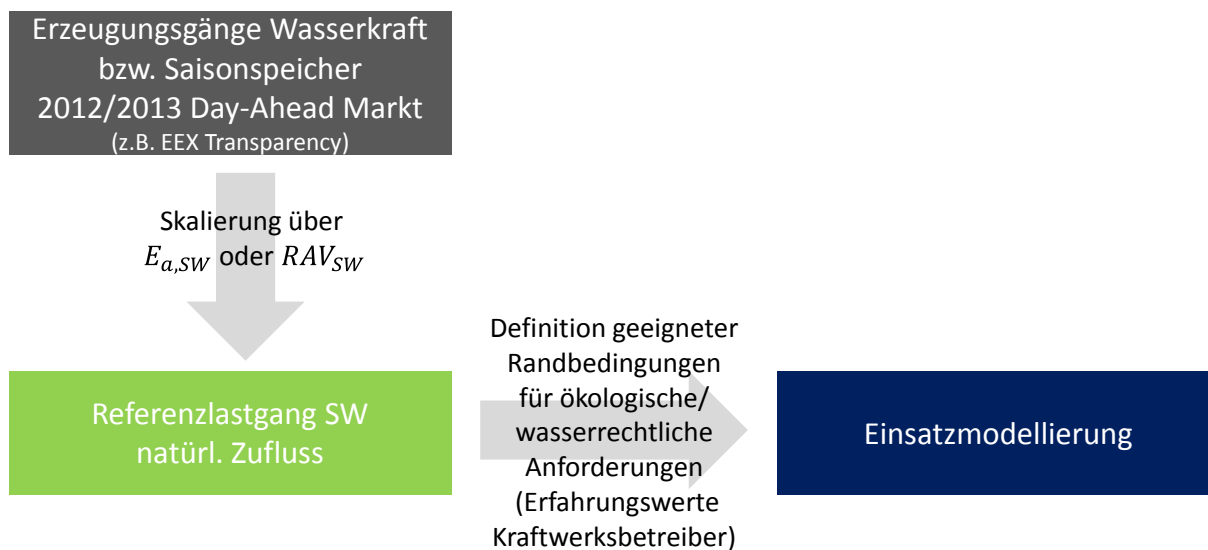


Abbildung 9-21: Methodik zur Ermittlung eines Referenzlastgangs für SW als Basis für die Einsatzmodellierung

In **Abbildung 9-22** ist beispielhaft der resultierende, skalierte Referenzlastgang für Speicherwasserkraftwerke in Österreich für das Jahr 2012 dargestellt.

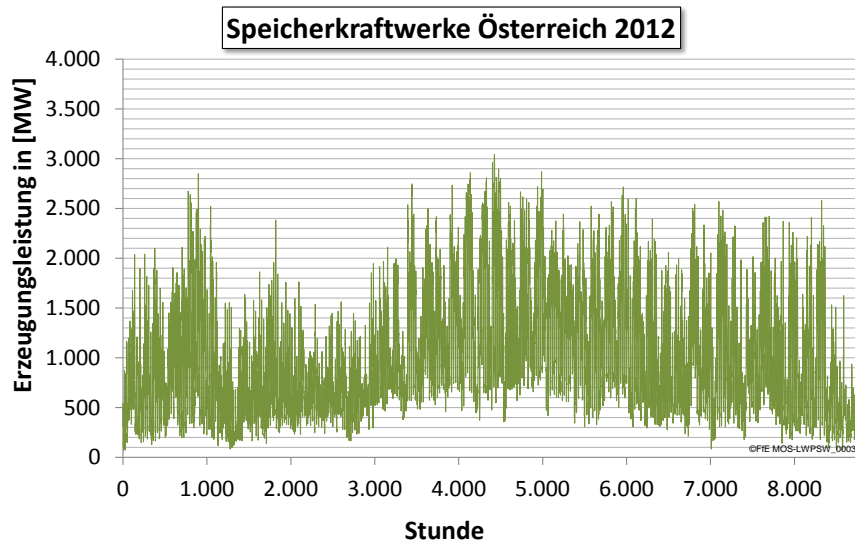


Abbildung 9-22: *Skalierter Referenzlastgang für Speicherwasserkraftwerke in Österreich 2012, /EEX-08 12/, /ECON-03 13/, /TUW-01 13/, eigene Berechnungen*

Randbedingungen für die Einsatzmodellierung

Über die Referenzlastgänge kann bei der Einsatzmodellierung von SW berücksichtigt werden, dass die Stromerzeugung aus natürlichem Zufluss nur unter gewissen Einschränkungen flexibilisiert werden kann.

Diese Einschränkungen, die aus ökologischen und rechtlichen Vorgaben zur Bewirtschaftung der Fließgewässer resultieren, können für einzelne SW je nach Standort, Ausführung und Fließgewässer unterschiedlich ausfallen. Da im Rahmen dieser Studie hierzu keine detaillierten Daten erhoben werden und keine hydrologische Modellierung erfolgt, müssen diese Einschränkungen über allgemeine, vereinfachende Kriterien abgebildet werden.

Aus Erfahrungswerten der Kraftwerksbetreiber und einer Analyse der Referenzlastgänge wurden für die eingeschränkte Flexibilisierung der Stromerzeugung von SW die folgenden Kriterien abgeleitet:

- Der natürliche Zufluss, der innerhalb eines Jahres anfällt, muss bis zum Ende des Jahres vollständig umgesetzt werden:

$$\sum_{\text{Jahr}} E_{h,SW,nat} \equiv E_{a,SW,nat} \quad (9-10)$$

- Das Tagesminimum des Referenzlastgangs repräsentiert den Anteil der Stromerzeugung aus SW, der nicht flexibilisiert werden kann, siehe **Abbildung 9-23**.
- Pro Tag darf maximal eine bestimmte Anzahl an Betriebsartenwechseln erfolgen.

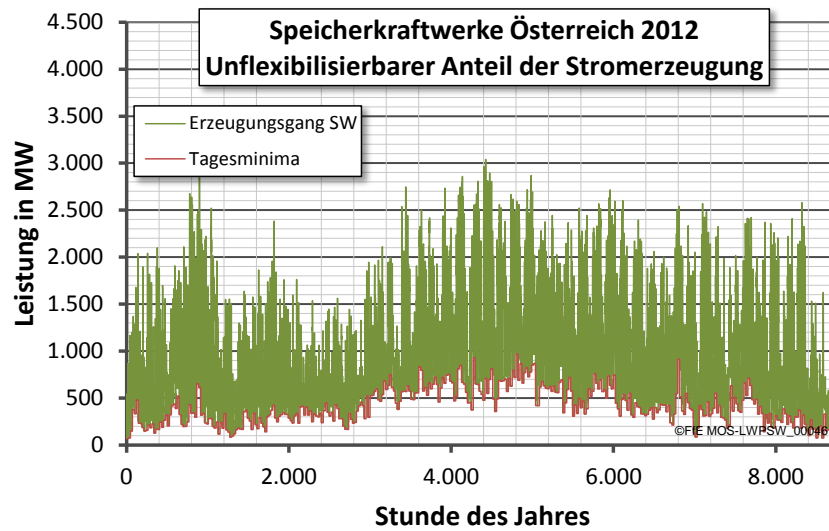


Abbildung 9-23: *Referenzlastgang Speicherwasserkraftwerke Österreich 2012 und unflexibilisierbarer Anteil der Stromerzeugung /EEX-08 12/, /ECON-03 13/, /TUW-01 13/, eigene Berechnungen*

Technoökonomische Kennwerte

Die technoökonomischen Kennwerte für SW mit natürlichem Zufluss orientieren sich direkt an den entsprechenden Kennwerten für PSW und sind in **Tabelle 9-14** zusammengefasst. Da im Rahmen dieser Studie nur die bestehenden SW betrachtet werden, beschränkt sich das zu erwartende Potenzial auf die bereits installierte Leistung.

Tabelle 9-14: *Technoökonomische Kennwerte für Speicherwasserkraftwerke (SW) mit natürlichem Zufluss*

Kategorie	Kennwert	Wert			
		2015	2020	2025	2030
(1) Technische Kennwerte	Wirkungsgrad/Nutzungsgrad	Nutzungsgrad: 0,85			
	Zeitliche Speicherverluste	vernachlässigbare Verluste durch Versickerung und Verdunstung			
	Lebensdauer	Speicherbecken, Talsperren: 80 – 100 a Turbinen: 30 – 60 a			
	Aktivierungszeit des Speichers	Abhängig von natürlichem Zufluss			
	Leistungsgradient	Stillstand bis Turbinenbetrieb: 75 %/min			
	Be- und Entladeleistung	Turbinenleistung SW in DE/AT: 0,1 – 500 MW			
	Speicherkapazität	Tagesspeicher, Mehrzweckspeicher, Jahresspeicher			
	Be-/Entladedauer bzw. Abrufdauer	Tagesspeicher, Mehrzweckspeicher, Jahresspeicher			
	Speicherdauer	Max. Speicherdauer begrenzt durch Bewirtschaftung des natürlichen Zuflusses			
(2) Potenzial Deutschland und Österreich	Zeitliche Verfügbarkeit	Verfügbarkeit von 90 % (7.884 h/a) bedingt durch Revision oder technischen Ausfälle			
	Räumliche Verfügbarkeit	Alpen und Mittelgebirgsraum			
	Verfügbares Potenzial	2015 Deutschland: 0,36 GW Österreich: 3,48 GW	2020 Deutschland: 0,36 GW Österreich: 3,48 GW	2025 Deutschland: 0,36 GW Österreich: 3,48 GW	2030 Deutschland: 0,36 GW Österreich: 3,48 GW
(3) Kosten	Investitionen	Nur bestehende Speicherwasserkraftwerke werden berücksichtigt. →keine Investitionen für den Bau neuer Speicherwasserkraftwerke.			
	Betriebskosten	Fixe Betriebskosten: $7,65 \frac{\text{€}}{\text{kW} \cdot \text{a}}$ Variable Betriebskosten: Anteil bezogen auf die Startvorgänge pro Jahr $3,34 \frac{\text{€}}{\text{MW} \cdot \text{Start}_{\text{tur}}}$ Anteil bezogen auf die erzeugte Strommenge: $0,56 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$			

Da dieser Abschnitt nur einen kurzen Exkurs darstellt, erfolgt keine detaillierte Diskussion der Einsatzoptionen und der Wirtschaftlichkeit.

10 Flexibilisierung der Laufwasserkraft

Bearbeiter: Luis Carr

Laufwasserkraftwerke bieten die Möglichkeit, Strom flexibilisiert im sogenannten Schwellbetrieb zu erzeugen und damit als funktionaler Energiespeicher zu fungieren. Der Einsatz ist jedoch stark durch die bestehenden rechtlichen Auflagen, den natürlichen Zufluss und die ökologischen Auswirkungen auf Fließgewässer eingeschränkt. Die Flexibilisierung der Laufwasserkraft in Bayern wurde bereits im Rahmen einer Potenzialanalyse der FfE für Bayern /FFE-11 13/ untersucht. Daher bauen die folgenden Abschnitte auf bereits vorhandenen Erläuterungen und Textpassagen aus dem zugehörigen FfE-Bericht /FFE-11 13/ auf.

10.1 Technische Beschreibung des Gesamtsystems

Der flexible Einsatz von Laufwasserkraftanlagen zur Stromerzeugung erfolgt bereits in bestehenden, schwellfähigen Laufwasserkraftanlagen. Die potenzielle, flächendeckende Flexibilisierung der Laufwasserkraft in Deutschland wurde im Hinblick auf eine mögliche Bereitstellung von Regelleistung bzw. Regelenergie vom Institut für Wasserbau der Universität Stuttgart untersucht /IWS-01 09/. Ferner wurde die Flexibilisierung der Laufwasserkraft in Bayern im Rahmen einer Potenzialanalyse der FfE für Bayern /FFE-11 13/ betrachtet.

Der Einsatz von Laufwasserkraftwerken als funktionale Energiespeicher kann im sogenannten Schwellbetrieb erfolgen. Schwellfähige Laufwasserkraftwerke können innerhalb eines vorgegebenen zulässigen Wasserpegelbereichs oberhalb des Wehres flexibel Strom erzeugen. Dagegen sind nicht schwellfähige Laufwasserkraftwerke stauzielgeregelt, d. h. sie müssen ein vorgegebenes Stauziel oberhalb des Wehres halten. Aus technischer Sicht könnten über eine bewusste Abweichung vom Stauziel innerhalb einer vorgegebenen Pegeltoleranz die bisher stauzielgeregelten Laufwasserkraftwerke flexibilisiert werden, um so als funktionale Energiespeicher eingesetzt zu werden.

Bestehende Schwellkraftwerke sind als Kraftwerksketten mit mehreren Staustufen ausgeführt, siehe **Abbildung 10-1**. Die technischen Ausführungen und der Ausbaudurchfluss der einzelnen Staustufen innerhalb einer Kraftwerkskette unterscheiden sich nur geringfügig.

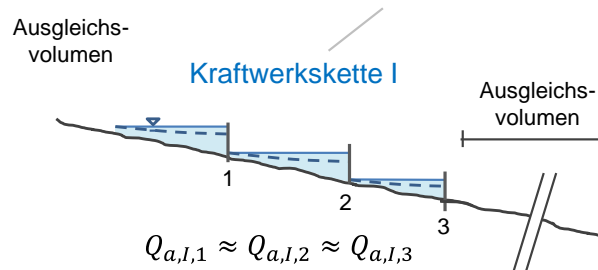


Abbildung 10-1: Schematische Darstellung der Kraftwerkskette eines Schwellkraftwerks

In Bezug auf den flexibilisierten Betrieb ist der sogenannte „Kippbetrieb“ vom Schwellbetrieb abzugrenzen. „Beim Kippbetrieb werden alle Wasserkraftanlagen einer Anlagenkette gleichzeitig mit demselben Turbinendurchfluß in Betrieb genommen – der Wasserspiegel „kippt“ dabei aus der Ruhelage in eine Schräglage, so dass augenblicklich die volle Leistung der gesamten Kette zur Verfügung steht“ /IWS-02 09/. Beim Schwellbetrieb werden die Wasserkraftanlagen einer Kette nacheinander entsprechend der durchlaufenden Wassermenge in Betrieb genommen /IWS-02 09/.

10.2 Regulatorische Rahmenbedingungen

Da die ökologischen Anforderungen die Flexibilisierung von Laufwasserkraftanlagen erheblich einschränken, werden diese im Folgenden ausführlich erläutert.

10.2.1 Ökologische Anforderungen

Die Neuerrichtung und der Betrieb von Wasserkraftanlagen sind an strenge rechtliche und ökologische Anforderungen gebunden. Im Jahr 2000 trat die Wasserrahmenrichtlinie der Europäischen Gemeinschaft (WRRL) in Kraft. Sie verfolgt das Ziel, eine koordinierte Bewirtschaftung der Gewässer innerhalb ihrer Flusseinzugsgebiete bzw. auch über die Ländergrenzen hinaus zu erreichen /EURL-01 00/. In Deutschland erfolgte die Umsetzung der EG-Richtlinie mit der Änderung des Wasserhaushaltsgesetzes im Jahr 2002. In Österreich wurde sie im Jahr 2003 im österreichischen Wasserrechtsgesetz in nationales Recht übertragen /BULLETIN-01 10/. Wesentliche Ziele der WRRL für Oberflächengewässer sind das Erreichen eines guten ökologischen und chemischen Zustands, bezogen auf bestimmte Schadstoffe und ein Verschlechterungsverbot bei Eingriffen in das Gewässer /EURL-01 00/. Konkret heißt es hierzu im deutschen Wasserhaushaltsgesetz: „Gewässer, die sich im natürlichen oder naturnahen Zustand befinden, sollen in diesem Zustand erhalten bleiben“ /WHG-01 10/. Für Oberflächengewässer, die nach der WRRL als erheblich verändert oder künstlich eingestuft werden, gilt als Zielgröße anstelle des ökologischen Zustandes das ökologische Potenzial. Dieses Potenzial beschreibt die möglichen ökologischen Verbesserungen des Oberflächengewässers, die ohne Einschränkung auf dessen Nutzung umsetzbar sind /EURL-01 00/.

Ferner gilt in Bezug auf den Betrieb von Wasserkraftanlagen entlang eines Fließgewässers, dass "jede Person [...] oberirdische Gewässer in einer Weise und in einem

Umfang benutzen [darf], wie dies nach Landesrecht als Gemeingebrauch zulässig ist, soweit nicht Rechte anderer dem entgegenstehen und soweit Befugnisse oder der Eigentümer- oder Anliegergebrauch anderer nicht beeinträchtigt werden /WHG-01 10/.

Der Betrieb einer Wasserkraftanlage unterliegt einer wasserrechtlichen Genehmigung. Ein wasserrechtlicher Bescheid umfasst viele Auflagen, die vom Kraftwerksbetreiber einzuhalten sind. Dazu gehören unter anderem Umweltschutzmaßnahmen (z.B. Fischtreppe) und die einzuhaltende Mindestwassermenge, die unterstrom verbleiben muss. /BMU-09 10/, /WHG-01 10/

Nicht schwellfähige Laufwasserkraftwerke müssen den Wasserpegel am Wehr entsprechend ihrem wasserrechtlichen Bescheid durch eine Stauzielregelung einhalten /ELE-01 05/. Schwellfähige Laufwasserkraftwerke dürfen den Staupegel entsprechend den Angaben in den wasserrechtlichen Bescheiden innerhalb eines festgelegten Bereichs variieren und können somit den Stauraum im Oberwasser gezielt bewirtschaften /BMU-09 10/.

10.2.2 Schwall- und Sunk-Erscheinungen

Laufwasserkraftwerke, die durch die Ausnutzung einer großen Pegeltoleranz den natürlichen Abfluss eines Fließgewässers stark beeinflussen, können sogenannte *Schwall- und Sunk-Erscheinungen* unterhalb des Wehres erzeugen. Schwellkraftwerke nutzen das Pegelband oft mehrmals täglich aus. Die Absenkung des Pegels kann einen Wasserschwall verursachen, der unterstrom zu einer temporären Erhöhung des Wasserpegels führt. Auf der anderen Seite hält eine Anhebung des Pegels Wasser unterstrom zurück (Sunk). Dies kann im Extremfall zum Trockenfallen des Flussbetts führen. /BULLETIN-01 10/ In **Abbildung 10-2** ist ein Beispiel eines kraftwerksbedingten Schwall- und Sunk-Ereignisses am Lech dargestellt /HND-01 13/.

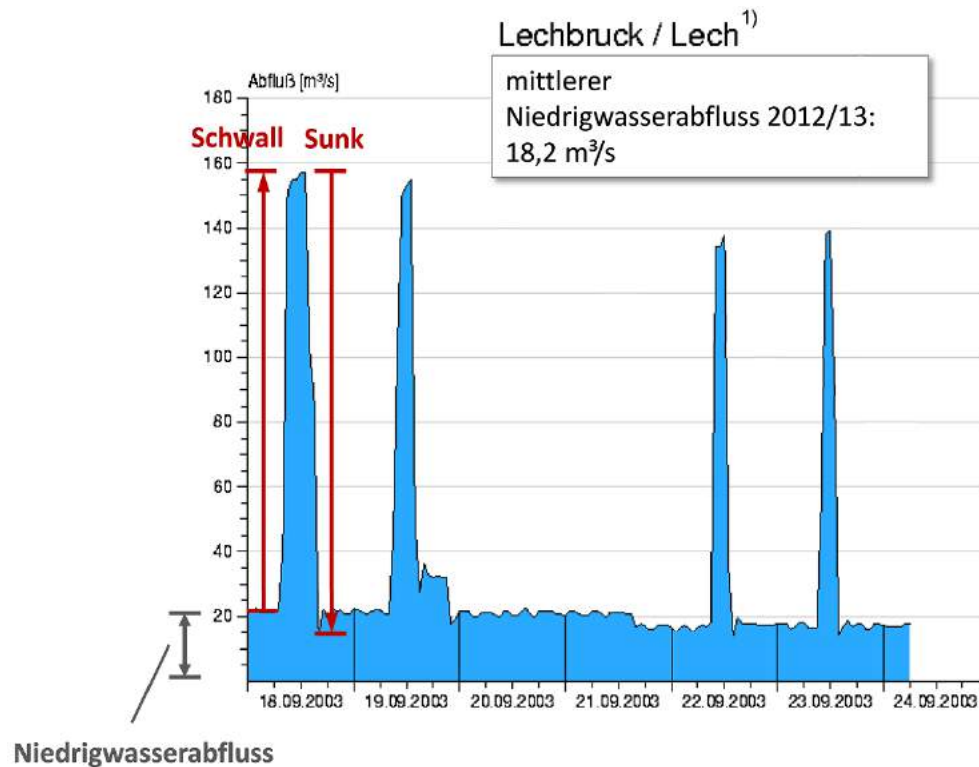


Abbildung 10-2: Veranschaulichung von Schwall- und Sunk-Erscheinungen an der Messstation Lechbruck des Hochwassernachrichtendienstes Bayern /HND-01 13/.

Im Vergleich zu einem natürlichen Hochwasser treten durch Schwellkraftwerke verursachte Schwall- und Sunk-Erscheinungen oft mehrmals täglich und in kürzeren Zeiträumen auf. Die durch Schwellkraftwerke verursachten Schwall- und Sunk-Erscheinungen weisen ähnliche oder größere Änderungsraten bzw. Gradienten von Abfluss bzw. Pegel auf als das natürliche Fließgewässer. Die Erzeugung von Schwall und Sunk durch die flexible Stromerzeugung in Laufwasserkraftwerken kann somit Auswirkungen auf die Ökologie eines Gewässers haben /BULLETIN-01 10/.

Um die Qualität der Fließgewässer nach den Vorgaben der WRRL zu gewährleisten, ist es erforderlich, den Schwall bzw. Sunk, der durch den Schwellbetrieb von Wasserkraftanlagen auftreten kann, in ökologisch beeinträchtigten Fließgewässern zu minimieren. Da in Österreich die Wasserkraft einen Anteil von rund 60 % an der inländischen Stromerzeugung hat, wurden hier die Auswirkungen der WRRL eingehend diskutiert und untersucht. Eine Bestandsanalyse der österreichischen Gewässer mit einem Einzugsgebiet grösser als 100 km² ergab, dass etwa 60 % der Oberflächenwasserkörper ein Risiko aufweisen, die Auflagen für einen „guten Gewässerzustand“ nicht zu erreichen. In Bezug auf die flexible Stromerzeugung in Wasserkraftanlagen weisen Fließgewässer, die vom Schwall beeinflusst sind, ab einem Verhältnis von Basisabfluss zu Schwallspitze größer als 1:5 ein Risiko auf, die Auflagen für einen „guten Gewässerzustand“ nicht zu erreichen /BULLETIN-01 10/.

Folglich wurde in Österreich in der Studie „Energiewirtschaftliche und ökonomische Bewertung potenzieller Auswirkungen der Umsetzung der EU-Wasserrahmenrichtlinie auf die Wasserkraft“ die möglichen Folgen der Schwall- und Sunk-Beschränkungen für

die Wasserkraft untersucht /IEE-01 05/. Der Studie zufolge ergeben sich z. B. für Speicherwasserkraftwerke im Falle der Einhaltung eines Schwall-Sunk-Verhältnisses von 10:1, 5:1 und 3:1 (mittlerer jährlicher Niedrigwasserabfluss im Verhältnis zum maximalen Schwall). Einschränkungen der Betriebsstunden mit voller Leistung von 14 % bis 85 %. Für den potenziellen, flexiblen Einsatz von Laufwasserkraftanlagen im Rahmen einer Merit Order der Energiespeicher muss demnach berücksichtigt werden, dass eine zusätzliche Flexibilisierung bestehender Wasserkraftanlagen, die bisher keine Konzession für den Schwellbetrieb besitzen, nur schwer umzusetzen ist.

10.3 Technoökonomische Kennwerte

Im Folgenden werden die zu ermittelnden technoökonomischen Kennwerte für die Flexibilisierung der Laufwasserkraft ausgewiesen oder qualitativ diskutiert.

Installierte Leistung und Speicherkapazität

Es ist möglich, bestehende, bisher stauzielgeregelte Laufwasserkraftwerke ohne erhebliche Umbaumaßnahmen zu flexibilisieren. Jedoch sind hierfür wasserrechtliche Genehmigungen erforderlich. Nach /IWS-01 09/ beträgt das maximale, technische Potenzial der flexiblen Stromerzeugung aus Laufwasserkraft in Deutschland **1.070 - 1.260 MW** bzw. **700 - 830 MWh** (entspricht ca. 2 % der aktuellen Speicherkapazität der PSW in Deutschland).

Es ist von einer erheblichen Reduktion des Potenzials auszugehen, bedingt durch:

- die potenziellen ökologischen Auswirkungen (Schwall-Sunk-Problematik),
- die Variabilität des natürlichen Zuflusses,
- die Umsetzbarkeit (zentrale Koordination, mögliche Interessenskonflikte),
- die Vorgaben der Wasserrahmenrichtlinie, da davon auszugehen ist, dass in Österreich der bestehende Schwellbetrieb teilweise eingeschränkt werden muss.

Folglich wird die folgende Annahme getroffen: In Anbetracht des aktuell wirksamen rechtlichen Rahmens (WHG, WRRL) und der regelungstechnischen Herausforderungen ist die flächendeckende Einführung von Schwellkonzessionen für Laufwasserkraftanlagen bis 2030 sehr unwahrscheinlich.

Daher werden im Rahmen dieser Studie nur die bestehenden, schwellfähigen Laufwasserkraftwerke für die Merit Order der Energiespeicher berücksichtigt. Hierfür wurden die schwellfähigen Laufwasserkraftwerke mit einer installierten Leistung von mehr als 1 MW in Deutschland nach /WAWI-01 04/ erfasst und georeferenziert. Deren installierte Leistung beträgt insgesamt **969 MW**.

In Österreich beträgt die gesamte Engpassleistung der schwellfähigen Laufwasserkraftwerke mit einer installierten Leistung von mehr als 25 MW in Summe **935 MW** /ECON-03 12/.

Zur Berechnung der flexibel einsetzbaren Speicherkapazität wird für die schwellfähigen Laufwasserkraftwerke in Deutschland jeweils ein flexibel einsetzbares Stauvolumen V_{flex} berechnet.

Die Geometrie des Stauvolumens sowie zugehörige Berechnungsmethoden werden in /BOL-01 00/ erläutert. Ausgehend vom unbeeinflussten Flusslauf mit der Wassertiefe h_0

und dem Sohlgefälle I_0 entsteht durch Aufstauung an einem Wehr auf die Stauzielhöhe h_{Stau} eine näherungsweise parabelförmige Staulinie, siehe **Abbildung 10-3**. Das Volumen, das sich durch die Aufstauung auf ein festes Stauziel gegenüber der ursprünglichen Flussoberfläche bildet, wird als Stauvolumen V_{Stau} bezeichnet. Demgegenüber wird das durch Pegeländerungen erzeugte flexibel einsetzbare Stauvolumen V_{flex} genannt. Dieses Volumen ergibt sich aus der Differenz der Stauvolumina (V_{Stau}) unterschiedlicher Stauziele (siehe **Abbildung 10-3** am Beispiel eines rechteckigen Flussquerschnitts).

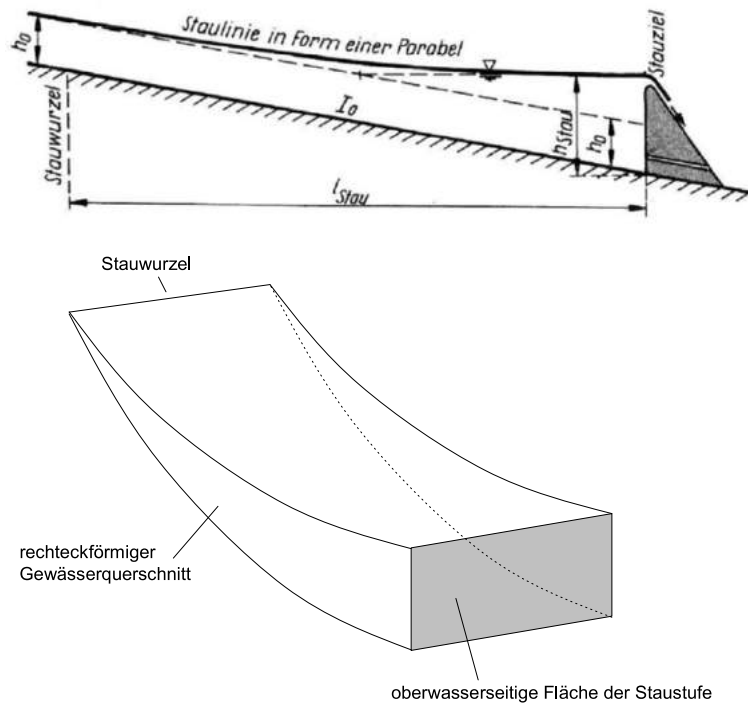


Abbildung 10-3: *Staulinie und Staulänge des Stauvolumens (oben) /BOL-01 00/ sowie das resultierende flexibel einsetzbare Stauvolumen (unten) nach /IWS-01 09/*

Das in **Abbildung 10-3** (unten) dargestellte flexibel einsetzbare Stauvolumen ist ein parabolisch gekrümmtes Prisma. Diese Geometrie kann durch eine Streckung vereinfacht abgebildet werden, siehe **Abbildung 10-4**.

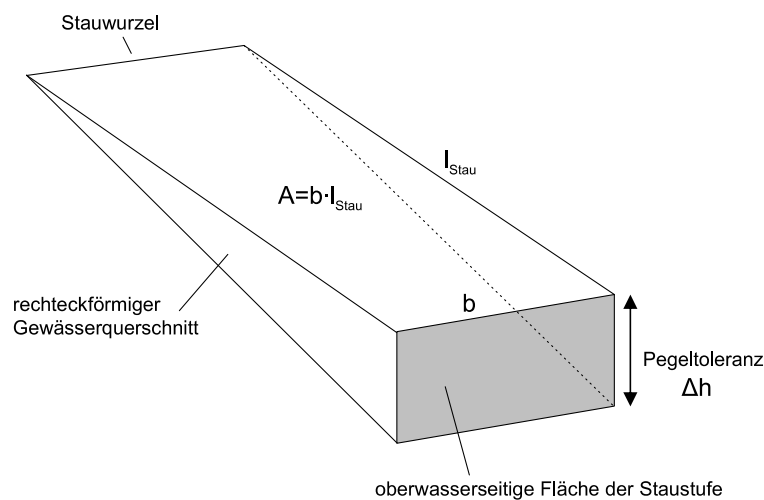


Abbildung 10-4: Annäherung des flexibel einsetzbaren Stauvolumens nach /IWS-01 09/

Für diese vereinfachte Geometrie ist das flexibel einsetzbare Stauvolumen direkt proportional zur maximalen Pegelabsenkung. V_{flex} berechnet sich folglich nach:

$$V_{flex} = \frac{1}{2} \cdot A \cdot \Delta h = \frac{1}{2} \cdot b \cdot l_{Stau} \cdot \Delta h \quad (10-1)$$

V_{flex} [m ³]:	Flexibel einsetzbares Stauvolumen
A [m ²]:	Wasserspiegelfläche des Stauvolumens
b [m]:	Flussbreite
l_{Stau} [m]:	Staulänge
Δh [m]:	Pegeltoleranz (entspricht maximaler Pegelabsenkung)

In der Realität hängen die Position der Stauwurzel und damit die Staulänge von den jeweiligen Pegel- und Abflussänderungen ab. Da hier jedoch im Rahmen dieser Studie keine detaillierte, instationäre Abflussmodellierung durchgeführt werden soll, wird vereinfachend von einer konstanten Staulänge ausgegangen. In /IWS-01 09/ wurden die Staulängen für viele der Laufwasserkraftwerke an den Flüssen mit der größten installierten Engpassleistung ermittelt – diese werden direkt übernommen. Diese Angaben werden mit der Kraftwerksliste nach /WAWI-01 04/ ergänzt. Dabei wird vereinfacht angenommen, dass die Staulänge durch den Abstand des Kraftwerks zum Kraftwerk oberstrom begrenzt ist. Diese Annahme impliziert, dass sich Laufwasserkraftwerke im Schwellbetrieb nicht gegenseitig beeinflussen. Anderenfalls würde die Aufstauung die Fallhöhe des Kraftwerks im Oberwasser verringern.

Die jeweilige mittlere Flussbreite wurde für die betrachteten Fließgewässer über Satellitenbilder (Google Earth) ausgemessen. Für Schwellkraftwerke wird vereinfacht von einer maximalen Pegelabsenkung von 100 cm ausgegangen.

Für die Berechnung der flexibel einsetzbaren Leistung spielt der Ausbaugrad eine wichtige Rolle. Dieser ist definiert als das Verhältnis von Ausbaudurchfluss Q_A zu mittleren Abfluss MQ des Fließgewässers. Demnach können Laufwasserkraftwerke mit einem entsprechend hohen Ausbaugrad ihren Einsatz flexibler gestalten. Nach /BMU-09 10/ wird der mittlere Ausbaugrad für ca. 240 Wasserkraftanlagen in Deutschland mit einer installierten Leistung über 1 MW mit 1,25 angegeben. Das heißt,

dass der mittlere Abfluss MQ in diesem Fall 80 % des Ausbaudurchflusses beträgt. Die flexible Leistungsbereitstellung erfolgt über den Zeitraum, bis das flexibel einsetzbare Stauvolumen abgearbeitet ist.

Die genauen Einsatzfahrpläne der bestehenden Schwellkraftwerke sind nicht bekannt. Daher wird der potenzielle, flexible Anteil an der Stromerzeugung aus den Wirkungsgradkennlinien der betreffenden Turbinentypen abgeleitet. In Laufwasserkraftwerken kommen primär Francis- und Kaplan-turbinen zum Einsatz.

In **Abbildung 10-5** sind die zugehörigen Wirkungsgradkennlinien dieser Turbinen schematisch dargestellt. Es ist erkennbar, dass für die Kaplan-Turbinen der Wirkungsgrad bei einer Beaufschlagung von 50 %, d.h. bei einem Durchfluss von $0,5 \cdot Q_A$, näherungsweise immer noch dem Wirkungsgrad bei einer Beaufschlagung von 100 % entspricht. Für die Francis-Turbine reduziert sich der Wirkungsgrad bei einem Durchfluss von $0,5 \cdot Q_A$ auf 85 % des maximalen Wirkungsgrades.

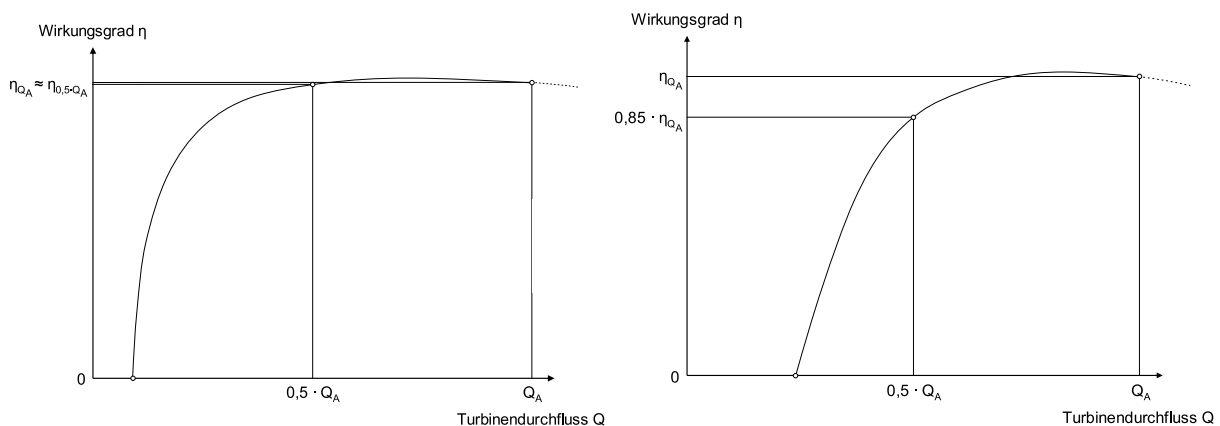


Abbildung 10-5: *Typische Wirkungsgradkennlinien für Kaplan- (links) und Francis-Turbinen (rechts) /IWS-01 09/*

Somit wird im Rahmen einer vereinfachten Potenzialabschätzung davon ausgegangen, dass der flexible Anteil an der Stromerzeugung maximiert werden soll, ohne dass es zu einer deutlichen Reduktion des Wirkungsgrades kommt. Daher wird angenommen, dass alle Turbinen zu Beginn der Leistungserhöhung zu 50 % beaufschlagt sind – die zusätzliche Stromerzeugung aus dem flexibel einsetzbaren Stauvolumen führt zu einer temporären Leistungserhöhung auf $100 \% \cdot Q_A$.

Für die Berechnung der flexibel einsetzbaren Leistung wird die Engpassleistung des Kraftwerks verwendet. Der Zeitraum für die Abarbeitung des flexibel einsetzbaren Stauvolumens berechnet sich nach **Formel (10-2)**.

$$t_{flex} = \frac{V_{flex}}{0,5 \cdot Q_A} \quad (10-2)$$

t_{flex} [s]:	Zeitraum für Abarbeitung des flexibel einsetzbaren Stauvolumens
V_{flex} [m ³]:	Flexibel einsetzbares Stauvolumen
Q_A [m ³ /s]:	Ausbaudurchfluss des Laufwasserkraftwerks

Bei Kaplan-Turbinen sind die Wirkungsgrade bei Beaufschlagung mit 50 % und 100 % näherungsweise gleich groß. Eine Erhöhung der Beaufschlagung von 50 % auf 100 % führt somit zu einer Verdoppelung der Leistung. Für die Francis-Turbine reduziert sich der Wirkungsgrad bei einem Durchfluss von $0,5 \cdot Q_A$ auf 85 % des Wirkungsgrades bei einer Beaufschlagung von 100 %. Demnach führt hier eine Erhöhung der Beaufschlagung von 50 % auf 100 % zu einer Leistungssteigerung um den Faktor 2,35. Somit lässt sich die flexibel einsetzbare Leistung P_{flex} aus diesen Annahmen durch Multiplikation der Engpassleistung mit dem Faktor 0,5 bei Kaplan- bzw. 0,575 bei Francisturbinen berechnen.

Die flexibel einsetzbare Speicherkapazität E_{flex} ergibt sich nach **Formel (10-3)** aus Multiplikation der flexibel einsetzbaren Leistung P_{flex} und der Bereitstellungsdauer der Leistungserhöhung.

$$E_{flex} = P_{flex} \cdot t \quad (10-3)$$

E_{flex} [Wh]:	Flexibel einsetzbare Speicherkapazität
P_{flex} [W]:	Flexibel einsetzbare Leistung
t [s]:	Zeitraum für Abarbeitung des flexibel einsetzbaren Stauvolumens

Bei einer angenommenen maximalen Pegelabsenkung von 100 cm beträgt die resultierende, flexibel einsetzbare Leistung aller schwellfähigen Laufwasserkraftwerke in Deutschland demnach in etwa **480 MW** und die flexibel einsetzbare Speicherkapazität in etwa **900 MWh**.

Die gesamte Engpassleistung der schwellfähigen Laufwasserkraftwerke Österreich beträgt in Summe rund 935 MW /ECON-03 12/. Da dieser Wert vergleichbar zur installierten Leistung in Deutschland ist, und für Österreich keine anlagenscharfen Daten vorliegen, wird die flexibel einsetzbare Leistung für Österreich mit **465 MW** und die flexibel einsetzbare Speicherkapazität mit **870 MWh** abgeschätzt.

10.3.1 Räumliche Verteilung

Die räumliche Verteilung aller bestehenden Laufwasserkraftwerke in Deutschland ist in **Abbildung 10-6** dargestellt.

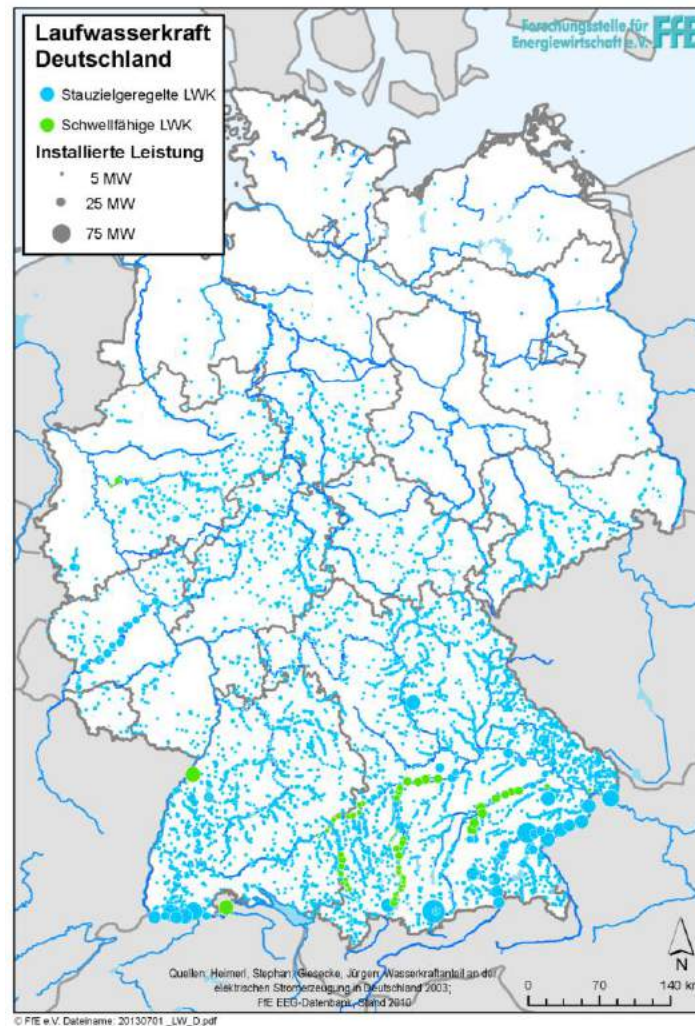


Abbildung 10-6: *Räumliche Verteilung der bestehenden Laufwasserkraftwerke in Deutschland, /FFE-40 10/, /WAWI-01 04/*

Die bestehenden schwellfähigen Laufwasserkraftwerke in Deutschland, die für die Merit Order der Energiespeicher berücksichtigt werden, sind in **Abbildung 10-7** dargestellt und den im Rahmen dieser Studie betrachteten Netzregionen nach /DENA-17 10/ zugeordnet.

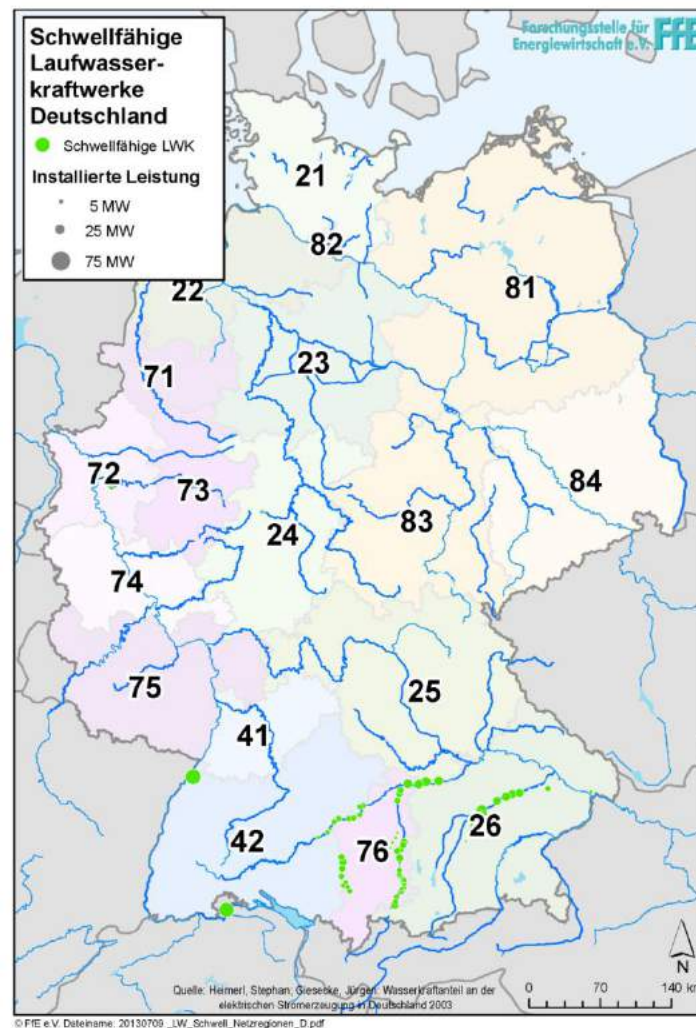
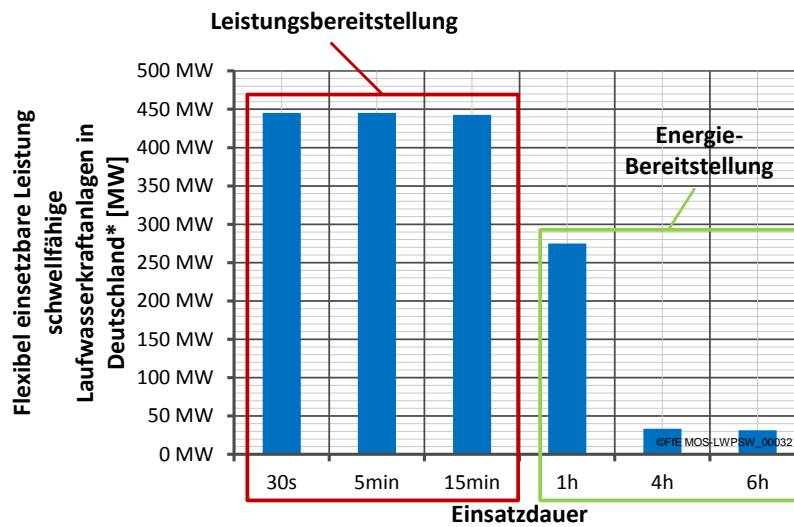


Abbildung 10-7: *Bestehende, schwellfähige Laufwasserkraftwerke in Deutschland, /WAWI-01 04/, Netzregionen nach /DENA-17 10/*

Für Österreich liegen keine anlagenscharfen Daten über die schwellfähigen Laufwasserkraftanlagen vor. Daher wird vereinfacht angenommen, dass sich die schwellfähigen Laufwasserkraftwerke in der Regel in der Nähe von Speicherwasserkraftwerken befinden. Somit kann die Leistung der schwellfähigen Laufwasserkraftwerke anteilig über die Leistung der bestehenden Speicherwasserkraftwerke bzw. PSW den Netzregionen in Österreich zugeordnet werden.

10.3.2 Zeitliche Verfügbarkeit

In **Abbildung 10-8** wird das Potenzial der flexibel einsetzbaren Leistung in Abhängigkeit der Einsatzdauer dargestellt.



* Annahme: in allen betrachteten Laufwasserkraftwerken sind Kaplan-Turbinen installiert

Abbildung 10-8: *Flexibel einsetzbare Leistung der schwellfähigen Laufwasserkraftwerke in Deutschland in Abhängigkeit der Einsatzdauer*

Es ist deutlich erkennbar, dass die Leistung primär in Zeiträumen von bis zu 15 Minuten bereitgestellt werden könnte. Somit zeigt sich, dass statt der Energiespeicherung über mehrere Stunden eher die Bereitstellung von Leistung über kurze Zeiträume (z.B. in Form von Regelleistung) ein geeignetes Einsatzgebiet für die flexible Stromerzeugung aus schwellfähigen Laufwasserkraftwerken darstellt.

Nichtverfügbarkeit

In der Realität hängt die Möglichkeit der Aufstauung des flexiblen Stauvolumens („Beladung des Speichers“) von dem jeweiligen Zufluss und der Bewirtschaftung des jeweiligen Fließgewässers ab. Da im Rahmen dieser Studie jedoch keine detaillierte hydrologische Modellierung erfolgen soll, wird vereinfacht angenommen, dass von 8.760 Stunden im Jahr 10 % Zeiten der Nichtverfügbarkeit sind.

10.3.3 Technisches Potenzial

Das technische Potenzial der Flexibilisierung der Laufwasserkraft kann vereinfacht über ein vorgegebenes, flexibel einsetzbares Stauvolumen abgeschätzt werden. Die Methodik hierzu ist schematisch in **Abbildung 10-9** veranschaulicht.

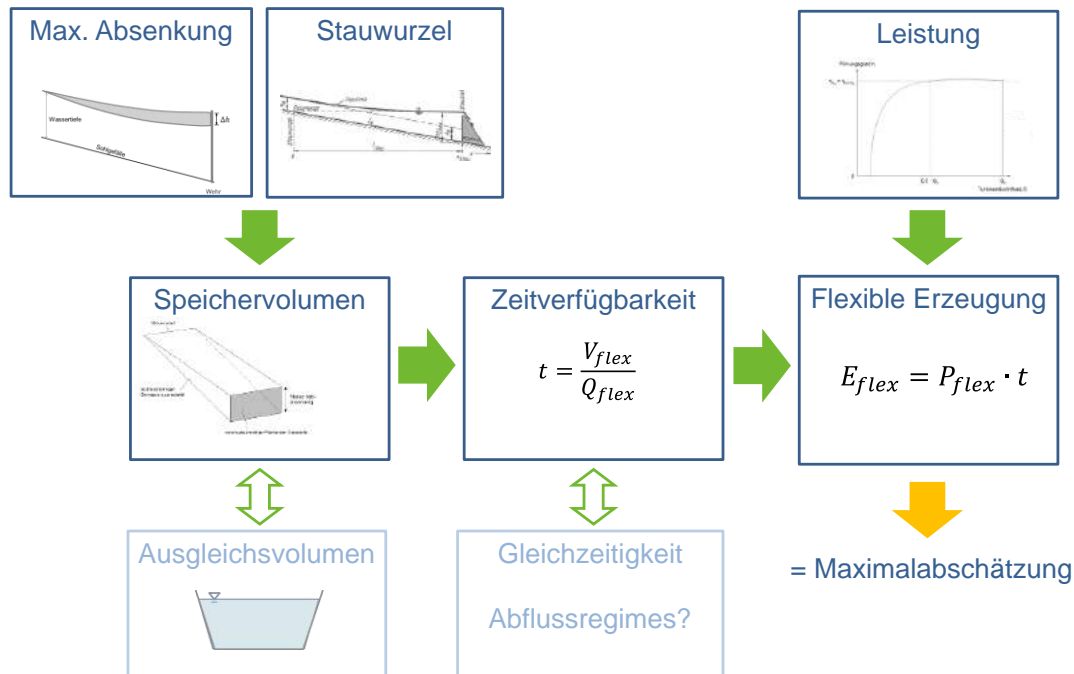


Abbildung 10-9: Methodik zur Abschätzung des maximalen technischen Potenzials der Flexibilisierung der Laufwasserkraft

Auf Basis einer vorgegebenen, maximal zulässigen Pegelabsenkung sowie der Berechnung der Stauwurzel lässt sich ein flexibel einsetzbares Speichervolumen V_{flex} berechnen. Anschließend kann über den jeweiligen Abfluss Q_{flex} bei flexibler Stromerzeugung die Zeit berechnet werden, in der das flexibel einsetzbare Speichervolumen abgearbeitet werden kann. Über die Leistungskennlinie der Turbine lässt sich anschließend die resultierende flexible Stromerzeugung berechnen.

Das technische Potenzial der Flexibilisierung der Laufwasserkraft in Deutschland wurde vom Institut für Wasserbau der Universität Stuttgart (IWS) in Hinblick auf die potenzielle Bereitstellung von Regelleistung abgeschätzt. Dabei wurden die Laufwasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung von $\geq 1 \text{ MW}$ an den 10 größten Flüssen in Deutschland betrachtet /IWS-01 09/.

Bei dieser Potenzialabschätzung wurden die folgenden Annahmen und Vereinfachungen getroffen:

- Alle Laufwasserkraftanlagen sind zu 50 % beaufschlagt.
- Um das flexibel einsetzbare Stauvolumen abschätzen zu können, wurden für die betrachteten Fließgewässer zulässige Absenkung des Staupegels von 15 cm, 25 cm und 50 cm festgelegt.
- Die Laufwasserkraftanlagen beeinflussen sich nicht gegenseitig.
- Die Schwall- & Sunk-Problematik wurde nicht genauer diskutiert.
- Bestehende Schwellkraftwerke wurden nicht gesondert betrachtet.

Auf Basis dieser Annahmen wurde für Deutschland ein maximales, technisches Potenzial von **1.070 - 1.260 MW** bzw. **700 - 830 MWh** abgeleitet. Diese Leistung bzw. Speicherkapazität entspricht in etwa dem Neubau eines Pumpspeicherwasserkraftwerks.

In der Studie Flexibilisierung der Laufwasserkraftwerke in Bayern /FFE-11 13/ wurde auf Basis der gleichen Methodik das Flexibilisierungspotenzial für Laufwasserkraftwerke in Bayern abgeschätzt. Jedoch wurden hierbei im Gegensatz zur Studie des IWS /IWS-01 09/ die folgenden erweiterten Untersuchungen durchgeführt:

- Bestehende Schwellkraftwerke wurden mit einer zulässigen Absenkung des Staupegels von 1 m gesondert betrachtet (diese repräsentieren 28 % der installierten Leistung der betrachteten Anlagen).
- Alle Laufwasserkraftwerke in Bayern mit einer installierten Leistung von ≥ 1 MW wurden betrachtet. Folglich wurden im Gegensatz zur Studie des IWS nicht nur die größten Flüsse berücksichtigt.
- Die ökologischen Auswirkungen aufgrund von Schwall- und Sunk-Erscheinungen wurden qualitativ erörtert.

Somit wurde für Bayern ein Flexibilisierungspotenzial von **760 - 880 MW** bzw. **660 - 760 MWh** abgeschätzt.

Umsetzbarkeit und zu erwartende Reduktion des Potenzials

Zur Abschätzung der potenziellen Flexibilisierung der Laufwasserkraft wurde die maximal verfügbare, flexible Speicherkapazität betrachtet.

Es ist jedoch davon auszugehen, dass dieses gesamte, maximale, technische Potenzial in der Realität nicht zeitgleich zur Verfügung stehen kann. Dies ist auf die folgenden Ursachen zurückzuführen:

Schwall- und Sunk-Problematik

Im Rahmen dieser Studie wurde angenommen, dass sich die Laufwasserkraftwerke im flexiblen Betrieb nicht gegenseitig beeinflussen. In der Realität könnte jedoch z.B. eine rein Preis-gesteuerte Betriebsweise (z. B. über die Vermarktung an der Strombörse EEX) aller Laufwasserkraftwerke dazu führen, dass ein Großteil der Laufwasserkraftwerke zur gleichen Zeit zusätzliche Leistung bereitstellt bzw. die Erzeugung drosseln würde. Ein solcher unkoordinierter „Kippbetrieb“ würde in Summe entlang der jeweiligen Fließgewässer zu erheblichen Schwall- und Sunk-Erscheinungen führen. Diese hätten nicht nur ökologische Auswirkungen, sondern würden auch den Betrieb der Laufwasserkraftwerke untereinander beeinflussen.

Demnach müsste der flexible Betrieb der Laufwasserkraftwerke entlang eines Fließgewässers zentral koordiniert und geregelt werden. Dieser Zusammenschluss zu „virtuellen Laufwasserkraftwerksketten“ (vgl. **Abbildung 10-10**) wäre zwar in Analogie zu den bestehenden Schwellkraftwerksketten technisch zu realisieren, jedoch ist davon auszugehen, dass die erforderliche Zusammenführung von Kraftwerken verschiedenster Akteure zwangsläufig zu Interessenskonflikten führt und aufgrund der strengen regulatorischen Vorgaben zur Bewirtschaftung von Oberflächengewässern nur schwer umsetzbar ist.

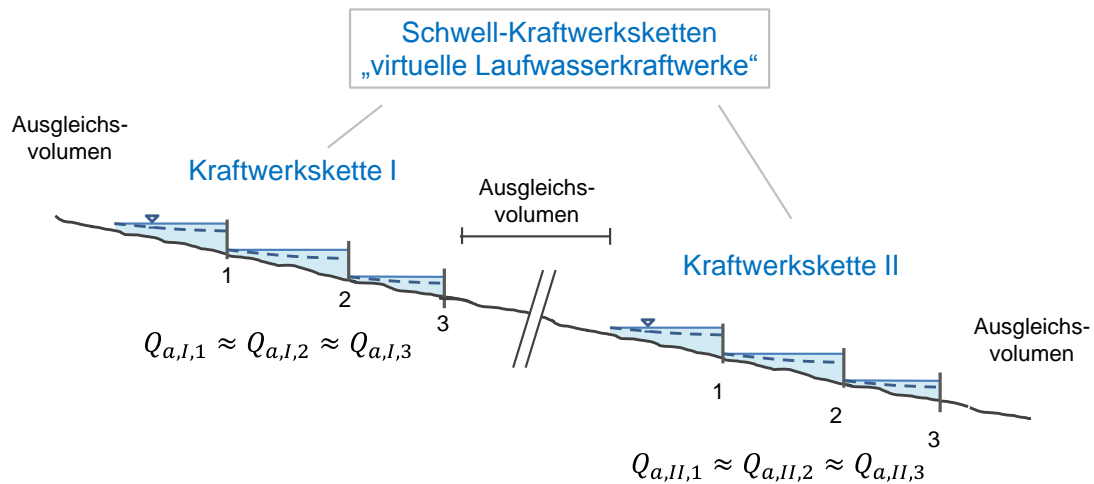


Abbildung 10-10: Vereinfachte Darstellung der Anordnung von Schwellkraftwerksketten entlang eines Fließgewässers

Zur vollständigen Vermeidung von Schwall- und Sunk-Erscheinungen müssten ober- und unterstrom einer solchen virtuellen Kraftwerkskette ausreichend dimensionierte Ausgleichsvolumina vorhanden sein. Um zu veranschaulichen, welche Laufwasserkraftwerke entlang von Fließgewässern potenziell für den Zusammenschluss zu virtuellen Laufwasserkraftwerksketten geeignet wären, wurden auf Basis der Charakteristika von bestehenden Schwell-Kraftwerksketten in Deutschland die folgenden Kriterien definiert:

- Innerhalb einer virtuellen Laufwasserkraftwerkskette darf der Abstand zum nächsten Laufwasserkraft oberstrom maximal 25 km betragen.
- Die Ausbaudurchflüsse der Laufwasserkraftwerke innerhalb einer virtuellen Laufwasserkraftwerkskette dürfen sich maximal um $30 \frac{\text{m}^3}{\text{s}}$ unterscheiden.

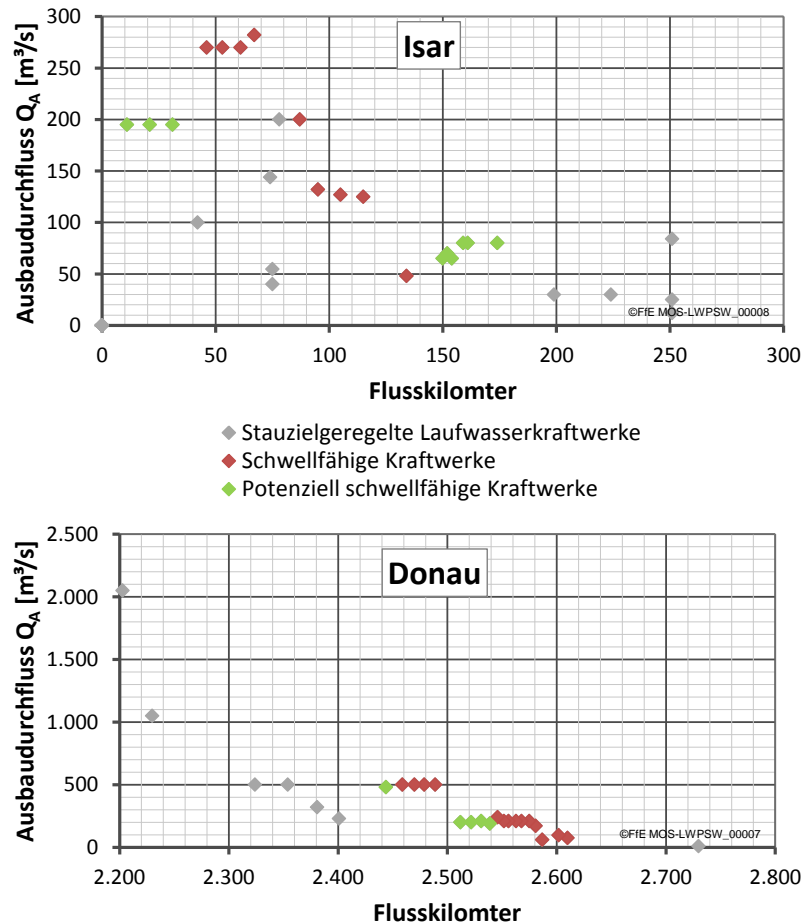


Abbildung 10-11: *Stauzielgeregelte, Schwellfähige und potenziell schwellfähige Laufwasserkraftwerke an der Isar und der Donau /WAWI-01 04/, eigene Berechnungen*

Natürlicher Zufluss

Der tatsächlich mögliche flexible Einsatz von Laufwasserkraftwerken richtet sich nach dem jeweiligen natürlichen Zufluss in den Fließgewässern. Für die vereinfachte Abschätzung der zusätzlichen, flexibel einsetzbaren Leistung wurde angenommen, dass die Laufwasserkraftwerke im Mittel mit 50 % ihres Ausbaudurchflusses beaufschlagt sind. In der Realität ist der natürliche Zufluss jedoch zeitlichen und räumlichen Variabilitäten unterworfen. Somit hängen die Dauer der Aufstauung und die mögliche Frequenz der Bereitstellung des flexibel einsetzbaren Stauvolumens V_{flex} erheblich von dem jeweiligen natürlichen Zufluss ab. Folglich kann die Bereitstellung des gesamten, maximalen technischen Potenzials nicht zu jedem Zeitpunkt zeitgleich in allen Fließgewässern bereitgestellt werden.

Zur Potenzialabschätzung wurde pauschal eine ökologisch vertretbare Pegelabsenkung für bisher stauzielgeregelte Laufwasserkraftwerke angenommen. Im Einzelfall kann es jedoch möglich sein, dass diese Pegelabsenkung aufgrund der lokalen ökologischen Gegebenheiten oder baulichen Restriktionen nicht realisiert werden kann.

Auf Basis der oben ausgeführten Erläuterungen können die folgenden, vorläufigen Szenarien abgeleitet werden:

Minimal Szenario

Aufgrund verschärfter ökologischer Anforderungen im Rahmen der WRRL wird den bestehenden schwellfähigen Laufwasserkraftwerken die wasserrechtliche Genehmigung für den Schwellbetrieb entzogen bzw. läuft aus. Folglich ist im Zeitraum bis 2030 kein Laufwasserkraftwerk mehr als funktionaler Speicher verfügbar.

Maximal Szenario

Flächendeckende Flexibilisierung der Laufwasserkraft in Deutschland und Österreich. Dieses Szenario wird aufgrund der bestehenden ökologischen Anforderungen (siehe Abschnitt 10.2.1) nicht betrachtet.

Basis-Szenario

Die bestehenden schwellfähigen Kraftwerke in Deutschland und Österreich werden für die Merit Order der Energiespeicher berücksichtigt.

10.3.4 Betriebskosten und Investitionen**Investitionen**

Da für die Merit Order der Energiespeicher nur die bestehenden, schwellfähigen Laufwasserkraftwerke berücksichtigt werden, fallen keine Investitionen für den Bau neuer schwellfähiger Laufwasserkraftwerke an. Ferner wird vereinfacht angenommen, dass die bestehenden Laufwasserkraftwerke bereits abgeschrieben sind.

Betriebskosten

Nach /BMU-01 14/ können die Betriebskosten von Wasserkraftanlagen näherungsweise mit 15 - 20 % der jährlichen Erlöse angesetzt werden.

Analog zu PSW können die Anzahl der Betriebsartenwechsel sowie die Häufigkeit des Teillastbetriebs Auswirkungen auf den Verschleiß einzelner technischer Komponenten der schwellfähigen Laufwasserkraftwerke haben. Im Rahmen dieser Studie liegen jedoch keine Daten für eine allgemeingültige Parametrisierung der technischen Lebensdauer dieser Komponenten in Abhängigkeit des Einsatzes vor.

10.3.5 Zusammenfassung

Die technoökonomischen Kennwerte für die Flexibilisierung der Laufwasserkraft werden in **Tabelle 10-1** zusammengefasst. Es wird deutlich, dass ein Zubau von schwelfähigen Laufwasserkraftwerken aufgrund ökologischer Auflagen nicht zu erwarten ist, so dass sich das Potenzial auf bestehende Kraftwerke beschränkt.

Tabelle 10-1: *Technoökonomische Kennwerte für schwelfähige Laufwasserkraftwerke*

Kategorie	Kennwert	Wert			
		2015	2020	2025	2030
(1) Technische Kennwerte (je Speichersystem)	Nutzungsgrad	Die Verluste durch Flexibilisierung sind vernachlässigbar.			
	Zeitliche Speicherverluste	vernachlässigbare Verluste durch Versickerung und Verdunstung			
	Lebensdauer	Wehre: 90 a Turbinen: 30 - 60 a			
	Aktivierungszeit des Speichers	Abhängig von natürlichem Zufluss			
	Leistungsgradient	Abhängig von technischer Ausführung der einzelnen schwelfähigen Laufwasserkraftwerke			
	Be- und Entladeleistung	1 - 60 MW			
	Speicherkapazität	0,5 - 150 MWh			
	Be-/Entladedauer bzw. Abruflauer	Entladedauer: bis zu 4 h (Abschätzung DE) (Primär Leistungsbereitstellung in Zeiträumen bis zu einer Stunde) Beladedauer: abhängig von natürlichem Zufluss			
	Speicherdauer	Max. Speicherdauer begrenzt durch Bewirtschaftung des natürlichen Zuflusses			
(2) Potenzial (für DE/AT)	Zeitliche Verfügbarkeit	Verfügbarkeit von 90 % (7.884 h/a) bedingt durch Revision oder technischen Ausfälle			
	Räumliche Verfügbarkeit	Entlang von Fließgewässern in Süddeutschland und Österreich			
	Verfügbares Potenzial	Deutschland: 0,48 GW 0,90 GWh Österreich: 0,47 GW 0,87 GWh	Deutschland: 0,48 GW 0,90 GWh Österreich: 0,47 GW 0,87 GWh	Deutschland: 0,48 GW 0,90 GWh Österreich: 0,47 GW 0,87 GWh	Deutschland: 0,48 GW 0,90 GWh Österreich: 0,47 GW 0,87 GWh
(3) Kosten	Investitionen	Nur bestehende schwelfähige Laufwasserkraftwerke werden berücksichtigt → keine Investitionen für den Bau neuer schwelfähiger Laufwasserkraftwerke			
	Betriebskosten	Ca. 15 - 20 % der jährlichen Erlöse			

10.4 Mögliche Einsatzoptionen

Die derzeitigen Einsatzgebiete für schwellfähige Laufwasserkraftwerke sind in **Tabelle 10-2** zusammengefasst.

Tabelle 10-2: *Einsatzgebiete von schwellfähigen Laufwasserkraftanlagen /IWS-02 09/*

Vergangenheit/Gegenwart/Zukunft		
Regulierung von Fließgewässern	Energieveredelung	Systemdienstleistungen
Ausgleich von Schwall-Sunk-Erscheinungen aus vorgelagerten Speicherwasserkraftwerken	Bereitstellung von Spitzenenergie	Primärregelleistung Sekundärregelleistung Minutenreserve Leistungsfrequenzhaltung Spannungsregulierung Kurzschlussleistung Schwarzstartfähigkeit

In Österreich werden schwellfähige Laufwasserkraftwerke unter anderem in Kombination mit Speicherwasserkraftwerken eingesetzt. Dabei sind diese Laufwasserkraftwerke für den Ausgleich von Schwall-Sunk-Erscheinungen aus den vorgelagerten Speicherwasserkraftwerken erforderlich, um eine entsprechende Regulierung der Fließgewässer unter Berücksichtigung der ökologischen Auflagen zu ermöglichen.

In Bezug auf zukünftige Einsatzoptionen für die Flexibilisierung der Laufwasserkraft gilt es zu sagen, dass das Potenzial der Speichertechnologie in Deutschland und Österreich als weitestgehend ausgeschöpft angesehen werden muss. Die wesentliche Ursache hierfür sind umweltrechtliche Auflagen, die einen weiteren Zu- bzw. Ausbau bestehender Kapazität nahezu unterbinden. Aus diesem Grund kommt es bei den Einsatzoptionen aus System- und Akteurssicht in allen Fällen zu einem Ausschluss der Technologie, sobald der Bedarf der Einsatzoption mit dem Potenzial der Speichertechnologie abgeglichen wird.

10.4.1 Systemsicht

Aus Systemsicht kommen nur die Lastglättung, der Ausgleich des erkannten Prognosefehlers sowie die Bereitstellung von Regelleistung als Einsatzoptionen in Frage, da sich die Flexibilisierung der Laufwasserkraft primär für die kurzfristige Leistungsbereitstellung eignet. Weiterhin werden die geeigneten Einsatzoptionen als nicht relevant eingestuft, da das Potenzial der Laufwasserkraft auf den heutigen Bestand begrenzt ist.

Tabelle 10-3: Identifikation möglicher Einsatzoptionen für schwellfähige Laufwasserkraftwerke aus Systemsicht

Einsatzoption	Eignung	Relevanz	Kommentar
Lastglättung	x	nicht relevant	Das Potenzial der Laufwasserkraft ist weitestgehend ausgeschöpft.
Integration überschüssiger gesetzter Einspeisung	nicht geeignet	nicht relevant	Eignet sich primär für die kurzfristige Leistungsbereitstellung (< 1 Stunde).
Ausgleich des erkannten Prognosefehlers	x	nicht relevant	Das Potenzial der Laufwasserkraft ist weitestgehend ausgeschöpft.
Redispatch	nicht geeignet	nicht relevant	Eignet sich primär für die kurzfristige Leistungsbereitstellung (< 1 Stunde).
Vermeiden von Einspeisemanagement	nicht geeignet	nicht relevant	Eignet sich primär für die kurzfristige Leistungsbereitstellung (< 1 Stunde).
Bereitstellung von Primärregelleistung (PRL)	x	nicht relevant	Prinzipiell geeignet, die Aktivierungszeit ist jedoch stark vom natürlichen Zufluss abhängig.
Bereitstellung von Sekundärregelleistung (SRL)	x	nicht relevant	Eignet sich primär für die kurzfristige Leistungsbereitstellung (< 1 Stunde). Die für die SRL erforderlichen 4 Stunden liegen im oberen Bereich der möglichen Entladedauer.
Bereitstellung von Minutenreserve (MRL)	x	nicht relevant	Eignet sich primär für die kurzfristige Leistungsbereitstellung (< 1 Stunde). Die für die MRL erforderlichen 4 Stunden liegen im oberen Bereich der möglichen Entladedauer.
Bereitstellung gesicherter Leistung	nicht geeignet	nicht relevant	Eine gesicherte Leistungsbereitstellung und eine Vorhaltdauer von mehreren Stunden kann aufgrund der Abhängigkeit vom natürlichen Zufluss nicht gewährleistet werden.

10.4.2 Akteurssicht

Wie **Tabelle 10-4** zeigt, kommt es zum Ausschluss der Flexibilisierung der Laufwasserkraft für alle der betrachteten Einsatzoptionen. Bei den Einsatzoptionen Einhaltung von Lieferverpflichtungen, Bereitstellung von Regelleistung und Teilnahme am kurzfristigen Handel ist der Ausschluss auf die zuvor angesprochene Problematik des stark eingeschränkten Potenzials der Technologie zurückzuführen.

Tabelle 10-4: *Identifikation möglicher Einsatzoptionen für schwellfähige Laufwasserkraftwerke aus Akteurssicht*

Einsatzoption	Betrachtung	Eignung	Relevanz	Kommentar
Einhaltung von Lieferverpflichtungen	x	x	nicht relevant	---
Optimierung der EEG-Vermarktung	x	nicht geeignet		Anforderung an die Dauer der Be- bzw. Entladung kann durch die Flexibilisierung der Laufwasserkraft nicht erfüllt werden.
Bereitstellung von Primärregelleistung (PRL)	x	x	nicht relevant	Prinzipiell geeignet, die Aktivierungszeit ist jedoch stark vom natürlichen Zufluss abhängig.
Bereitstellung von Sekundärregelleistung (SRL)	x	x	nicht relevant	Eignet sich primär für die kurzfristige Leistungsbereitstellung (<1 Stunde). Die für die SRL erforderlichen 4 Stunden liegen im oberen Bereich der möglichen Entladedauer.
Bereitstellung von Minutenreserve (MRL)	x	x	nicht relevant	Eignet sich primär für die kurzfristige Leistungsbereitstellung (<1 Stunde). Die für die MRL erforderlichen 4 Stunden liegen im oberen Bereich der möglichen Entladedauer.
Teilnahme am Day-Ahead-Handel	x	x	nicht relevant	---
Teilnahme am Intraday-Handel	x	x	nicht relevant	---
Erhöhung des Eigenverbrauchs	nicht betrachtet			Einsatzoption richtet sich primär an Haushaltskunden, die Flexibilisierung der Laufwasserkraft ist nicht Gegenstand der Betrachtung.
(Spitzen-) Lastmanagement	nicht betrachtet			Einsatzoption richtet sich primär an Industriekunden, die Flexibilisierung der Laufwasserkraft ist nicht Gegenstand der Betrachtung.
Notstromversorgung	nicht betrachtet			Einsatzoption richtet sich primär an Haushalts- und Industriekunden, die Flexibilisierung der Laufwasserkraft ist nicht Gegenstand der Betrachtung.

10.5 Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen

Die Flexibilisierung der Laufwasserkraft wurde im Rahmen dieser Betrachtung weder für eine Einsatzoption aus System- noch für eine Einsatzoption aus Akteurssicht als relevant klassifiziert. In Folge dessen entfällt die Grundlage für eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Speichertechnologie in Abhängigkeit der Anforderungen der Einsatzoptionen. Bestehende Laufwasserkraftwerke finden jedoch weiterhin im Rahmen der volks- und betriebswirtschaftlichen Simulation Berücksichtigung, da die Technologie trotz ihres begrenzten Potenzials im Rahmen eines Speicherverbunds systemdienlich wirken kann.

11 Lademanagement von Elektrofahrzeugen

Bearbeiter: Sebastian Fischhaber

Weltweit gewinnen Hybrid- und Elektrofahrzeuge mehr und mehr Marktanteile. In Deutschland verdoppelte sich die Zahl der verkauften Elektrofahrzeuge 2013 im Vergleich zum Vorjahr – mit steigender Tendenz /KBA-01 13/. In den USA haben sich 2013 mit ca. 97.000 verkauften Fahrzeugen die Neuzulassungen um etwa 83 % erhöht. In Norwegen war das meistverkaufte Auto im August 2013 ein Elektrofahrzeug, der Tesla „Model S“.

Deutschland hat sich aktiv für die Einführung der Elektromobilität entschieden. Für die Energieversorgung entsteht hierdurch einerseits die Aufgabe zusätzliche elektrische Lasten zu decken; andererseits ergeben sich durch die Batteriespeicher der Fahrzeuge erweiterte Möglichkeiten für die Einbindung erneuerbarer Energien und die Bereitstellung von Systemdienstleistungen. Grundsätzlich hat die Entwicklung der Elektromobilität in Deutschland bzw. des resultierenden Ladelastgangs Einfluss auf den künftigen Speicherbedarf. Eine große Flotte batterieelektrischer Fahrzeuge (BEV) – von beispielsweise einer Million Fahrzeugen – weist ein volatiles und dennoch gut prognostizierbares Lastprofil aus, das bereits ohne Ladesteuerung eine Korrelation zum regenerativen Erzeugungsgang in Deutschland hat und damit den Speicherbedarf beeinflusst.

11.1 Stand der Technik und Entwicklungspotenzial

Als aktiv genutzter Speicher kann eine Elektrofahrzeugflotte über einen Aggregator zentral gesteuert und vermarktet werden. Zahlreiche Einzelfahrzeuge werden dabei zu einem funktionalen Energiespeicher kaskadiert (vgl. **Abbildung 11-1**).

Durch die Bündelung zahlreicher Fahrzeuge zu einem Pool können technische und ökonomische Skaleneffekte ausgenutzt werden, die bei der Einzelanbindung nicht auftreten können: Beispielsweise erfolgt die Vermarktung von Elektrizität an der Börse EEX blockweise unter Bereitstellung einer Mindestleistung von 1 MW. Darüber hinaus kann in einem größeren Pool auch die Standwahrscheinlichkeit der Fahrzeuge in Summe und damit die Verfügbarkeit des Speichers besser prognostiziert werden.

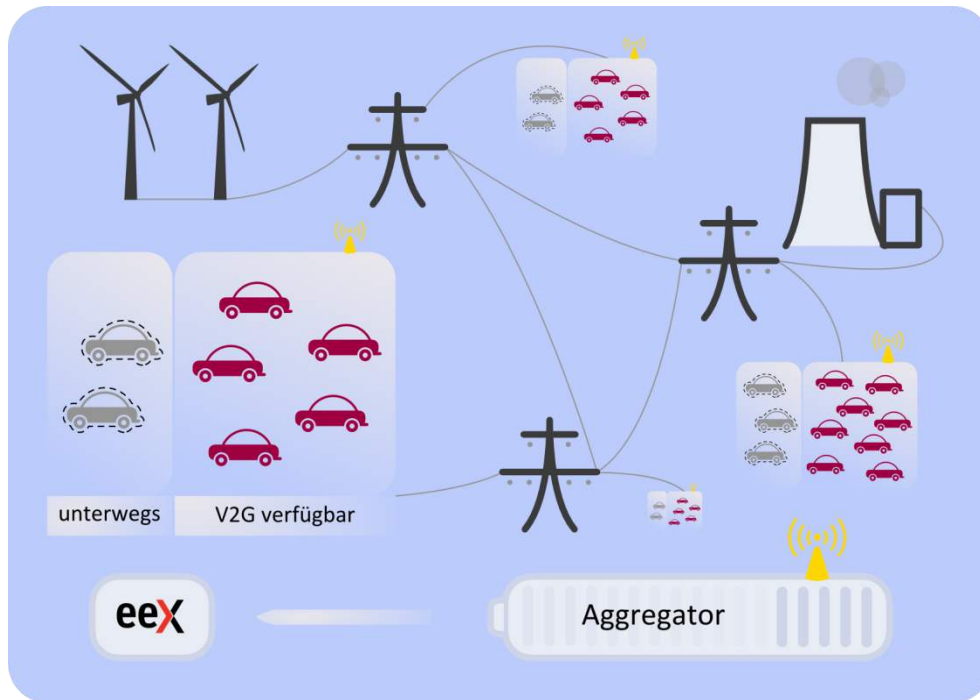


Abbildung 11-1: Das Speichersystem „Elektrofahrzeug“ eingebunden in das Energieübertragungsnetz

Es ist davon auszugehen, dass in Zukunft mehrere Aggregatoren und Flottenbetreiber am Elektrizitätshandel partizipieren werden, so dass verschiedene Großspeicher entstehen könnten. Wesentliche Voraussetzung hierfür ist das Entstehen eines Marktes, welcher von der Fahrzeuganzahl, der Weiterentwicklung der Technik, der Etablierung entsprechender Vermarktungsstrategien und den Erlösmöglichkeiten für Fahrzeughalter und Aggregatoren abhängt.

Einzelspeichersystem

Als Einzelspeicher wird ein Fahrzeug angesehen, welches in einen Pool eingebunden ist. Es kann sich dabei neben einem reinen Elektrofahrzeug auch um ein Plug-in-Hybrid-Fahrzeug (PHEV) handeln, das meist über geringere Batteriekapazitäten verfügt, jedoch einen Verbrennungsmotor zur Überbrückung langer Distanzen beinhaltet. Zentrale Komponenten für die Energiespeicherung in solchen Fahrzeugen sind die Traktionsbatterie, der AC/DC-Wandler, der den Energieaustausch zwischen dem Elektrizitätsnetz und der Batterie steuert, sowie die Regelungstechnik. Sofern eine aktive Rückspeisung der in der Batterie gespeicherten Energie ins Netz erfolgen soll, muss der AC/DC-Wandler bidirektional ausgeführt sein und die Regelungs- und Steuerungstechnik an die Anforderung angepasst werden. Beides führt zu höheren Kosten als es für reine Ladezwecke notwendig wäre. In **Tabelle 11-1** und

Tabelle 11-2 sind aktuell oder in naher Zukunft erwerbbar BEV und PHEV mit ihren Eigenschaften aufgeführt. Die Einteilung der Fahrzeugklassen wurde in eigener Abschätzung festgelegt. Die Einteilungskriterien sind nicht fest definiert, sondern erfolgen anhand technischer und marktorientierter Merkmale /KBA-02 13/.

Tabelle 11-1: Aktuelle Elektrofahrzeuge und deren Eigenschaften (Herstellerangaben)

Fahrzeug	Leistung in kW	Batteriekapazität in kWh	Verbrauch in kWh/km	Reichweite in km	Größenklasse	Laden AC 1-phasig in kW	Laden AC 3-phasig in kW	Laden DC in kW
Renault ZOE	65	22	0,146	100 - 150	Klein	3,7	11/22	43
BMW i3	125	18,8	0,129	130 - 160	Klein	Bis zu 4,6	-	50
Mitsubishi iMEV	35	16	0,135	150	Klein	3,3	-	50
Smart fortwo ED	35	17,6	0,151	145	Klein	3,3	11/22	-
Nissan Leaf	80	24	0,150	199	Mittel	3,3	-	50
VW eGolf	85	24,2	0,127	130-190	Mittel	3,3	-	50
Ford Focus Electric	107	23	0,154	162	Mittel	3,7	-	-
Renault Fluence	70	22	0,136	180	Mittel	3,7	-	43
Tesla Model S	225/310	60/85	0,181	370/480	Groß	3,7/7,4	11/22	120
Renault Kangoo ZE	44	22	0,155	170	Nutz-FZ	3,7	11/22	-

Tabelle 11-2: Aktuelle PHEV und deren Eigenschaften (Herstellerangaben)

Fahrzeug	Leistung in kW	Batteriekapazität in kWh	Verbrauch in kWh/km	Reichweite in km	Größenklasse	Laden AC 1-phasig in kW	Laden AC 3-phasig in kW	Laden DC in kW
Opel Ampera / Chevrolet Volt	111	16	0,169	80	Mittel	3,7	-	-
Toyota Prius PHEV	60	4,4	-	18	Mittel	3,3	-	-
Ford C-Max Energi	88	7,6	-	34	Mittel	3,3	-	-
Ford Fusion Energi	145	7,6	-	34	Mittel	3,3	-	-
BMW i8	96	5,2	-	37	Sport	3,3	-	-
Honda Accord	41	6,7	-	21	Mittel	3,3/6,6	-	-
Mitsubishi Outlander	60	12	-	52	SUV	3,3	-	50
Porsche Panamera	70	9,4	0,162	36	Sport	3,3	-	-

Batteriespeicher

Sowohl für die Fahrleistung eines Fahrzeugs wie auch für den Einsatz bei Systemdienstleistungen im Netz ist die Batteriekapazität eine zentrale Größe, welche wesentlich über Nutzungsmöglichkeiten und Einsatzdauer entscheidet. In **Abbildung 11-2** sind hierzu die bekanntesten am Markt verfügbaren Batterietechnologien dargestellt. Die momentan weit verbreiteten LiMnO_2 -Batterien weisen eine Energiedichte von bis zu 180 Wh/kg auf. Aktuell wird von einer praktischen Energiedichte von ca. 100 Wh/kg ausgegangen /ANL-01 12/. Klassische Blei-Säure-Batterien sind deutlich schwerer und erreichen deshalb Energiedichten von etwa 30 Wh/kg, NiMH-Batterien weisen bis zu 80 Wh/kg auf.

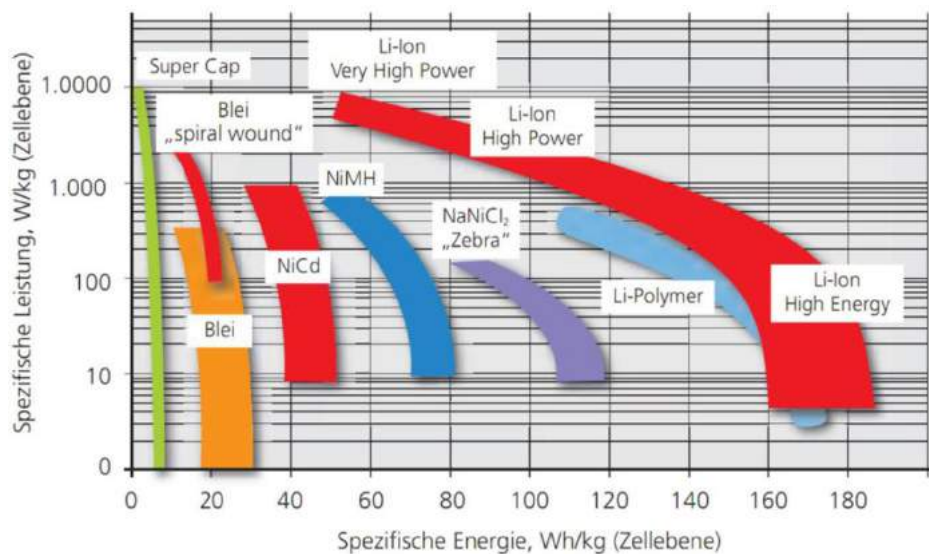


Abbildung 11-2: Ragone-Diagramm der Batterietechnologien /SAU-01 10/

Innovative Batterietechnologien werden vor allen Dingen entwickelt, um die Speicherkapazität zu steigern, wodurch Reichweiten der Fahrzeuge von mehreren hundert Kilometern möglich sein sollen. Eine Verbesserung technischer Kennwerte wie Leistungsdichte, Zyklenfestigkeit, kalendarische Alterung etc. steht ebenfalls im Fokus, um die Effizienz und die Lebensdauer zu erhöhen.

Für eine weitere Steigerung der Energiedichte werden neue Zell-Strukturen erforderlich, basierend bspw. auf der Lithium-Schwefel- und Lithium-Luft-Technologie (vgl. **Tabelle 11-3**). Mit diesen Technologien sollen im mittel- bis langfristigen Zeitrahmen praktische Energiedichten von über 500 Wh/kg erreicht werden /NEDO-01 11/. Ein technischer Durchbruch mit diesen Materialien wird erst ab 2025-2030 erwartet /FZJ-01 12/, so dass die Eigenschaften letztgenannter Technologien nicht in die weiteren Betrachtungen mit eingehen.

Tabelle 11-3: *Ausgewählte Batterietechnologien und deren Eigenschaften, nach /EEL-01 13/*

Chemische - Klasse	Beispiel	Zellspannung in V	Theor. grav. Energiedichte in Wh/kg	Theor. vol. Energiedichte in Wh/l	Praktische Energiedichte einer Zelle in Wh/kg
Interkalation	LiMnO ₂	3,8	550		110-165
Schwefelreaktion	Li-S	2,2	2.567	2.200	300-800
Luft-Metall-Reaktion	Li-O ₂ (wässrig)	3,0	3.505	3.430	700-1.000
Luft-Metall-Reaktion	Li-O ₂ (wässrig)	3,2	3.582	2.230	700-1.000
Luft-Metall-Reaktion	Zn-Luft	1,65	1.086	6.090	220-330

Leistungselektronik

Zur Konversion der verschiedenen Spannungssysteme in einem Fahrzeug (AC/DC) werden leistungselektronische Bauelemente verwendet. Aus technischer Sicht sind Spannungswandler und Umrichter ausgereifte Komponenten, da sie in großen Stückzahlen für zahlreiche Produkte, wie kleine Haushaltsgeräte oder große Industrieanlagen und Erzeuger, hergestellt werden. Die wesentlichen Zielgrößen für eine weitere Entwicklung der Komponenten sind Kostensenkungen sowie Verbesserungen des elektrischen Teillast-Wirkungsgrades. Letzteres Ziel lässt sich jedoch nicht durch eine isolierte Betrachtung der Leistungselektronik, sondern vielmehr nur durch eine Optimierung des gesamten Antriebssystems umsetzen, da sich das Betriebsverhalten der Antriebsmaschine auch auf die Leistungselektronik auswirkt /IEEE-03 12/.

Aggregator

Zum heutigen Zeitpunkt kann ein Fahrzeugbesitzer die Nutzung des Speicher seines Elektrofahrzeuges nicht direkt vermarkten. Diese Beschränkung wird durch den Aggregator aufgelöst. Es handelt sich um ein Unternehmen, welches zahlreiche Einzelfahrzeuge zu einem größeren funktionalen Speicher bündelt und an der Schnittstelle zwischen Fahrzeugbesitzer und Elektrizitätsbörse oder Energieversorgungsunternehmen auftritt. Aggregatoren können aus mehreren Unternehmenstypen hervorgehen, z.B. (regionale) Energieversorger, Fahrzeughersteller oder Telekommunikationsnetzbetreiber /INESC-01 10/.

Ganz allgemein ist davon auszugehen, dass ein Fahrzeug grundsätzlich ausschließlich für den Fahrbetrieb angeschafft wird. Dieser sogenannten Primärnutzung muss sich eine Sekundärnutzung, die beispielsweise in Form von gesteuertem Laden erfolgt, unterordnen. Aufgrund dieser Tatsache ergibt sich die Herausforderung, die Speicherbeladung so zu steuern, dass der Fahrzeughalter für die Primärnutzung entweder keine Einschränkungen in Kauf nehmen muss oder für geringe Einschränkungen entsprechend finanziell vergütet wird.

Als weitere Herausforderung kommt die zeitlich und räumlich variable Verfügbarkeit der Fahrzeuge hinzu. Beispielsweise kann bei einem Fahrzeugnutzer, der zuhause mit seiner privaten Ladestation am V2G-Konzept teilnimmt, davon ausgegangen werden,

dass das Fahrzeug überwiegend nachts zur Sekundärnutzung bereit steht (Zeitabhängigkeit der Speicherverfügbarkeit). Lädt der Nutzer dann tagsüber sein Fahrzeug am Arbeitsplatz abermals über eine Lademanagement-fähige Ladesäule, so wird der Speicher geografisch fortbewegt (räumliche Verfügbarkeit). Aus dieser Überlegung folgt, dass die Verfügbarkeit eines einzelnen Speichers im Voraus nicht exakt bestimmt werden kann – weder zeitlich noch örtlich bezogen auf den elektrischen Anschlusspunkt. Da sich der Speicherladezustand eines Fahrzeugpools nicht nur aus dem Ladezustand der Einzelspeicher, sondern auch aus deren Disponibilität zusammensetzt, müssen Prognosen zur Bestimmung der Speicherkennwerte eingesetzt werden. Sowohl die verfügbare Leistung wie auch der Energieinhalt können zwar für den jeweils aktuellen Moment recht genau ermittelt werden; für eine wirtschaftliche Vermarktung jedoch müssen auch zukünftige Werte vorliegen.

Es entstehen Ineffizienzen, wenn der Aggregator die Summe aller zur Verfügung stehenden Einzelspeicher nicht voll ausnutzen kann, weil es die zuvor beschriebenen technischen Einschränkungen erfordern, eine Reserve vorzuhalten. Diese Reserve dient zum Ausgleich von Prognosefehlern bezüglich der verfügbaren Leistung und Energie des Elektromobilitäts-Speichers. Unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten wird es ein Ziel des Aggregators sein, die Speicherausnutzung- und Vermarktung optimal zu gestalten. Dies kann auf zwei Arten geschehen:

- Vergrößerung des Fahrzeugpools
- Erhöhung der Prognosegüte

Der erste Punkt lässt sich dann verhältnismäßig einfach umsetzen, wenn bereits eine hohe Durchdringung an teilnehmenden Fahrzeugen vorliegt. Auf dem Weg dorthin werden möglicherweise kleinere Fahrzeugpools mit entsprechender Intelligenz ausgestattet sein müssen, weshalb die Regelungstechnik und die in ihr hinterlegten Algorithmen eine möglichst präzise Vorhersage generieren sollen. Hierzu eignen sich beispielsweise selbstlernende Systeme wie Neuronale Netze, Partikel-Schwarm-Optimierungen /IEEE-02 09/ oder Evolutionsstrategien sowie probabilistische Ansätze /IEEE-04 11/.

Kommunikationstechnik

Die für gesteuertes Laden notwendige Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) lässt sich prinzipiell mit dem Einsatz von Smart Metering in Stromnetzen vergleichen. Bidirektionale Kommunikationswege müssen bestehen – einerseits um Daten des Einzelspeichers an den Aggregator zu übermitteln und andererseits um den Ladevorgang des Fahrzeugs zu steuern.

Die europäische Norm ISO/IEC 15118, die sich derzeit in Entwicklung befindet, soll dabei den Datenaustausch zwischen Elektrofahrzeug und Ladeinfrastruktur regeln. Zu den für die Aushandlung relevanten Parametern zählen u. a. die benötigte Energiemenge des BEV, der vom Nutzer vorgegebene Abfahrtszeitpunkt, die maximal und minimal erlaubten Ladeströme sowie die erlaubte Nominalspannung von BEV und Ladepunkt. Weitere Parameter sind die optionalen Tariftabellen, welche eine kostenbasierte Optimierung des Ladevorgangs durch das EV erlauben, sowie eine verbindliche Leistungs-Begrenzungskurve, gegeben als Funktion über die Zeit mit einzuhaltenden Leistungsobergrenzen je Zeitintervall. /KIT-01 13/

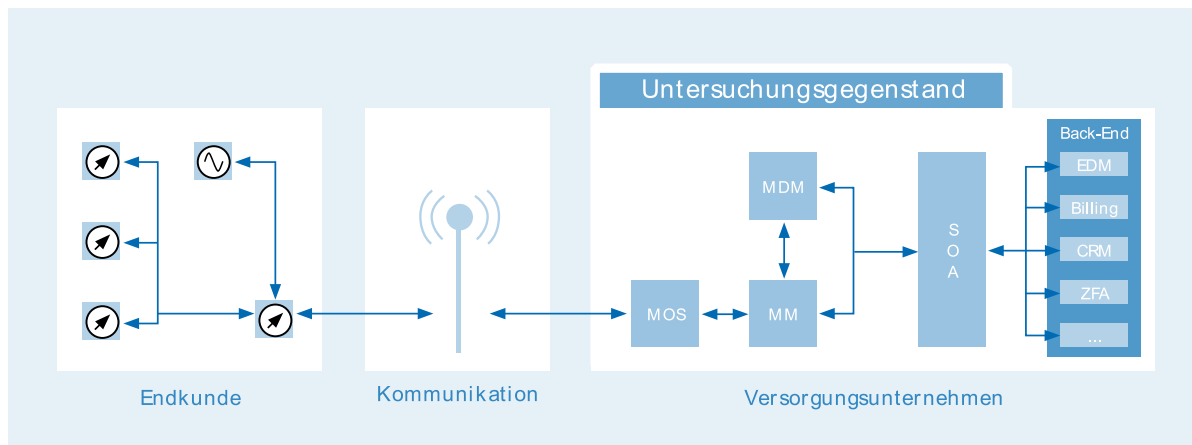


Abbildung 11-3: IT-Systeme für Smart Metering /HAP-01 10/

In **Abbildung 11-3** ist der schematische Aufbau einer informationstechnischen Infrastruktur für Smart Meter dargestellt. Bei Lademanagement-Systemen ist der Endkunde dabei der am Speicherpool teilnehmende Fahrzeugbesitzer und das Versorgungsunternehmen der Aggregator. Das Unternehmen übernimmt die Steuerung der Einzelspeicher, deren Abrechnung und die Vermarktung der Speicherprodukte. Hierfür sind weitere hard- und softwaretechnische Komponenten notwendig, deren Funktion in **Tabelle 11-4** zusammengefasst ist.

Tabelle 11-4: IKT und ihre Funktion am Beispiel von Smart Metering /HAP-01 10/

Komponente	Funktion
MOS: Meter Operating System	Herstellung der Schnittstelle zur Kommunikation und den nutzerseitigen Zählern
MM: Meter Management System	Steuerung der nutzerseitigen Zähler (Lastabschaltung, Leistungsreduzierung etc.)
MDM: Meter Data Management System	Verarbeitung und Speicherung der empfangenen Daten
SOA: Service Oriented Architecture	Zentrale EDV Schnittstelle
EDM: Energiedaten-Managementsystems	Validierung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung
Billing	Abrechnung
CRM: Customer-Relationship-Management	Verwaltung der Kundenbeziehungen
ZFA: Zählerfernauslesung	Übermittlung der Lastdaten

Die Geschwindigkeit der Datenübertragung zwischen Fahrzeug und Aggregator hat einen messbaren Einfluss auf die Dynamik des Speichers. Beim Einsatz von GPRS bzw. UMTS als Übertragungstechnik ergeben sich durchschnittliche Paketumlaufzeiten (Round-Trip-Time: RTT) von ca. 1,7 bzw. 0,7 s /FTW-01 05/. Für ein unidirektionales Steuersignal wären demnach ca. 0,4 bis 0,9 s erforderlich. Wird die zusätzlich erforderliche Zeit zur Datenverarbeitung berücksichtigt, so kann von einer Reaktionszeit des Speichersystems im niedrigen einstelligen Sekundenbereich ausgegangen werden.

11.1.1 Pilotprojekte

Zum Thema Lademanagement von Elektrofahrzeugflotten wurden in jüngster Vergangenheit zahlreiche Forschungsprojekte durchgeführt. Im Folgenden ist ein Überblick von Pilotprojekten aufgeführt:

eFlott

Im eFlott Feldversuch wurde anhand der Bewegungsprofile von mehr als 100 Teilnehmern eine Untersuchung des Nutzerverhaltens durchgeführt. Bei den Fahrzeugen handelte es sich ausschließlich um konventionelle PKWs. /FFE-22 11 /

Anhand dieser Daten wurden verschiedene Szenarien einer Infrastruktur betrachtet und die Vorteile für verschiedene Nutzergruppen herausgearbeitet. Dabei wurde auch ein möglicher materieller oder Imagegewinn für die Betreiber berücksichtigt.

Die Bewegungsprofile bildeten auch die Grundlage für eine Berechnung der kostenoptimalen Batteriekapazität. Mit dieser sollen 95 % aller Fahrten erledigt werden können, sodass Urlaubsfahrten und ähnliches auf Grund der Reichweitenbegrenzung von Elektrofahrzeugen nicht mitberücksichtigt werden. Neben dem Verbrauch der Probanden wurden unter anderem Kriterien wie die Ladeinfrastruktur und das resultierende Fahrzeuggewicht berücksichtigt.

Zusätzlich wurde in dem Projekt eine Analyse zu einem Lastmanagement erstellt. Hierzu gab es eine Betrachtung des Lastverlaufs im Falle eines preisgesteuerten und eines durch die Einspeisung von erneuerbaren Energien gesteuerten Ladevorgangs, um die maximal möglichen Kosteneinsparpotenziale zu generieren. Dabei wurde angenommen, dass das Fahrzeug mit dem Stromnetz verbunden wird, sobald es in einem Ladebereich steht.

Es wurde auch eine Untersuchung zur Vehicle 2 Grid Fähigkeit von Elektrofahrzeugen durchgeführt. Dabei wurden die Flottengrößen simuliert, die notwendig wären, um nach aktuellen Bedingungen am Regelleistungsmarkt teilzunehmen. Auch hier wurde eine Unterteilung in verschiedene Nutzergruppen vollzogen, um das Potenzial für verschiedene Bereiche darzustellen.

Um eine mögliche Entwicklung des Marktes zu prognostizieren, wurden zudem eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von Elektrofahrzeugen im Vergleich zu konventionellen Fahrzeugen durchgeführt und verschiedene Marktszenarien für die Fahrzeugdurchdringung erstellt.

MINI E Berlin 1.0

Ziel des Projektes war die Untersuchung der Nutzeranforderungen, des Nutzerverhaltens, der Fahrzeuge und die Basis einer Ladeinfrastruktur. Dabei wurden 50 Probanden Testfahrzeuge zur Verfügung gestellt, deren Daten bei jedem Netzanschluss analysiert wurden. Als Modelltyp stand ein MINI E mit einer Batteriekapazität von 35 kWh, davon 28 kWh nutzbar, zur Verfügung. In diesem Zusammenhang wurden Analysen zur Einbindung der Windkraft erstellt, um die Netzeinbindung zu verbessern und gezielt Elektrofahrzeuge mit dieser zu beladen. Die Ladevorgänge konnten allerdings auf Grund der fehlenden Kommunikation zwischen Elektrofahrzeug und Ladeinfrastruktur nur mittels heuristischer Methoden realisiert werden.

Die TU Ilmenau hat anhand der Daten eine Auswertung zu bezogener Energie und Leistung erstellt und eine Analyse zur Verfügbarkeit der Fahrzeuge zu einer Sekundärnutzung herausgearbeitet. Durch die TU Berlin wurde außerhalb des Flottenversuchs unter realen Bedingungen die Vehicle 2 Grid-Fähigkeit von Batteriesystemen getestet. Alle Einheiten wurden dabei als Teil eines virtuellen Kraftwerks betrachtet. Der Hintergrund des Mobilitätsgedankens und nicht omnipräsenten Ladeinfrastruktur wurde allerdings berücksichtigt.

Vattenfall Europe hat eine mögliche Einbindung der Elektrofahrzeuge als Puffer für die wechselhafte Einspeisung der Erneuerbaren Energien in das Verteilnetz untersucht. In diesem Zuge wurden technische Steuermechanismen und Ladegeräte für die Ladeinfrastruktur entwickelt.

Gesteuertes Laden V 2.0

Ziel des Projektes ist die Untersuchung des gesteuerten Ladens mit Blick auf Effizienz- und Effektivitätssteigerungen des Ladevorgangs und des Versorgungsnetzes. Dazu wurde die im Vorgängerprojekt MINI E Berlin noch heuristisch umgesetzte Ladestrategie durch eine bidirektionale Kommunikationsverbindung der Elektrofahrzeuge mit dem Stromnetz ersetzt.

Zu Beginn wurde eine simulationsbasierte Analyse der ökologischen und technisch-wirtschaftlichen Effekte erstellt. Mit Hilfe dieser Ergebnisse wurden Algorithmen entwickelt, die dann in den verschiedenen Teilprojekten optimiert wurden.

In der Simulation werden alle wichtigen Aspekte berücksichtigt: Elektrofahrzeuge, Elektrofahrzeugnutzer, Haushalte, Ladeinfrastruktur, Stromnetz, Strommarkt, Stromerzeugung aus Wind, Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken und Netzlast. Betrachtet wurde dabei eine wind-, eine CO₂- und eine preisgesteuerte Variante des Ladevorgangs. Als Unterstützung für die Simulation wurden das gesteuerte Laden in einem Freilandlabor und Messungen in einem Beispiel-Niederspannungsnetz realisiert.

Dem Nutzer wurde ein V2G Ladeassistent zur Verfügung gestellt, um die Verfügbarkeit der Fahrzeugbatterie für die Sekundärnutzung zu erhöhen. Zusätzlich wurde eine Smartphone-App entwickelt, um die Motivation der Benutzer für die Teilnahme an der Sekundärnutzung zu steigern /BMU-09 11/.

GridSurfer

In dem Projekt wurde untersucht, inwiefern der Pendler- und Individualverkehr mit einem Elektroauto machbar ist. Dabei sollte eine neues alltags- und familientaugliches Elektrofahrzeug konzipiert werden, das diesen Anforderungen entspricht. Es soll eine Reichweite von 175 km erreicht werden. In diesem Rahmen wurde eine Kundenakzeptanzuntersuchung durchgeführt, um die von den Nutzern geforderten Eigenschaften zu erfahren.

Weiterhin wurde die Auswirkung der sich nicht im Betrieb befindenden Fahrzeuge auf das Netz untersucht. Dabei wurden sowohl der Einfluss des Ladevorgangs als auch das Rückspeisen in das Netz analysiert. Dazu musste dem zu entwickelnden Fahrzeug ein bidirektionales Ladegerät eingebaut werden, welches auf einen Leistungsbereich von 10 kW festgesetzt wurde.

Für diese Untersuchungen wurde ebenfalls die Ladeinfrastruktur entwickelt. Im Flottenversuch standen öffentlich zugängliche und private Ladepunkte zur Verfügung. Zusätzlich wurde eine Batteriewechselstation entwickelt um neben dem Potential zum schnellen Aufladen auch die Möglichkeit der Integration hoher kumulierter Speicherkapazitäten in das Stromnetz zu untersuchen um die Elektromobilität für Netzdienstleistungen nutzbar zu machen.

Im Feldversuch stand zu Beginn lediglich ein von EWE entwickeltes Elektrofahrzeug des Modelltyps E3 mit 31,7 kWh Batteriekapazität zur Verfügung. Die Testzeit betrug zunächst nur eine Woche. Im Laufe des Projekts wurde ein weiterer E3 bereitgestellt und die Testdauer auf zwei Wochen erhöht. Insgesamt nahmen 40 Teilnehmer an dem Feldversuch teil /BMWI-12 11/.

Harz.EE Mobility

Das Projekt untersuchte die Einbindung regional erzeugter Erneuerbarer Energien in die Elektromobilität. Dabei wurde auch der Beitrag zu Netzdienstleistungen betrachtet, indem ein Lastmanagement und eine Rückspeisefähigkeit der Fahrzeuge ermöglicht wurden. Zusätzlich wurde nicht nur das Potenzial der sich am Netz befindenden Fahrzeuge betrachtet, sondern auch das der sich momentan bewegend – aber kurz- oder mittelfristig zur Verfügung stehenden – Fahrzeuge. Ermöglicht wurde das durch eine moderne Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) und Prognoseverfahren.

Durch eine modulare IKT-Infrastruktur wurde auch der Mobilitätsgedanke nicht vernachlässigt, sodass keinerlei Einbußen hingenommen werden mussten /BAUM-01 12/.

Future Fleet

Hauptaspekt dieses Projekts ist die Einbindung von Elektrofahrzeugen in betriebliche Fahrzeugflotten. Der Fokus lag auf der Bereitstellung und Verbesserung eines Flottenmanagementsystems, das die Einschränkungen der geringeren Reichweite und längeren Beladungszeit berücksichtigt. Verschiedene Nutzungsschemata wurden untersucht, um erforderliche und vorteilhafte Veränderungen zu erforschen.

Mittels einer Fahrzeugflotte wurden diese Untersuchungen dann unter realen Bedingungen getestet und gleichzeitig die technischen und infrastrukturellen Anforderungen erarbeitet /BAUM-01 12/.

MeRegioMobil

Der Feldversuch knüpft an das Smart-Home Projekt MeRegio an und untersucht mit 40 smart electric drive, einer Mercedes Benz A-Klasse E-CELL und drei Opel Meriva die Integration der mobilen Energiespeicher in das Smart Home Konzept. Die hauptsächlich untersuchten smart electric drive Modelle haben eine Batteriekapazität von 17,6 kWh.

Es wurde ein übergreifendes IKT-Strukturmodell konzipiert, welches die Forschung zu Infrastruktur, Geschäftsprozessen und Datenschutz ermöglichte. Hauptthema war die Untersuchung eines intelligenten Ladesystems mit moderner Hardware, embedded Software und einem interoperablen Abrechnungssystem. Zu Beginn wurde das System in einem Labor am Karlsruher Institut für Technologie getestet um im Feldtest mit teilweise rückspeisefähigen Elektrofahrzeugen unter alltäglichen Verhältnissen untersucht zu werden /BAUM-01 12/.

11.1.2 Einflussgrößen auf das Speicherpotenzial

Unter den technischen Kennwerten von elektrischen Speichern ist im Allgemeinen die Nennkapazität, die Leistung, der energetische Wirkungsgrad oder die Lebensdauer zu verstehen. Bei einer Elektrofahrzeugflotte sind diese Kennwerte i.d.R. von vielen Parametern abhängig, so dass eine pauschale Angabe nicht möglich ist. Die bereitstellbare Leistung und Energie einer Elektrofahrzeugflotte ist auf Grund der unterschiedlichen Mobilitätscharakteristika der Nutzer grundsätzlich zeitvariabel. Für eine Bestimmung der Kennwerte sind folgende Einflussgrößen relevant:

- Nutzbare Batteriekapazität der einzelnen Fahrzeuge
- Anzahl der regelbaren Fahrzeuge
- Ladewirkungsgrad und Ladeleistungen
- Lade- und Fahrverhalten der Flotte
- Verbrauch des Fahrzeugs

Der Anteil der potenziell nutzbaren Energie einer Traktionsbatterie unterscheidet sich je nach Fahrzeughalter und Tageszeit erheblich. Gleiches gilt für die Anzahl regelbarer Fahrzeuge. Bezüglich des Ladewirkungsgrades kann mit dem heutigen Stand der Technik eine gute Abschätzung über den Lade/Entladewirkungsgrad getroffen werden. Hinsichtlich der Ladeleistung wird eine Prognose über die künftige Entwicklung erstellt.

Um die Primär- und die daraus abgeleitete Sekundärnutzung der zukünftigen Elektrofahrzeugflotte zu bestimmen, wird - aufbauend auf den Einflussgrößen - eine Flottensimulation erstellt, die in Kapitel 11.3.1 näher beschrieben wird. Ergebnis der Simulation ist eine Abschätzung über das zukünftige Sekundärnutzungspotenzial der Elektrofahrzeugflotte in Deutschland hinsichtlich zeitlicher Verfügbarkeit, Energie und Leistung. Die oben genannten Einflussgrößen dienen dabei als Eingangsgrößen für die Simulation. In diesem Abschnitt werden die Einflussgrößen in jeweils drei Szenarien – pessimistisch, optimistisch und mittel - für die Betrachtungsjahre 2015 bis 2030 bestimmt. In folgender **Abbildung 11-4** sind die Einflussgrößen und Abhängigkeiten dargestellt.

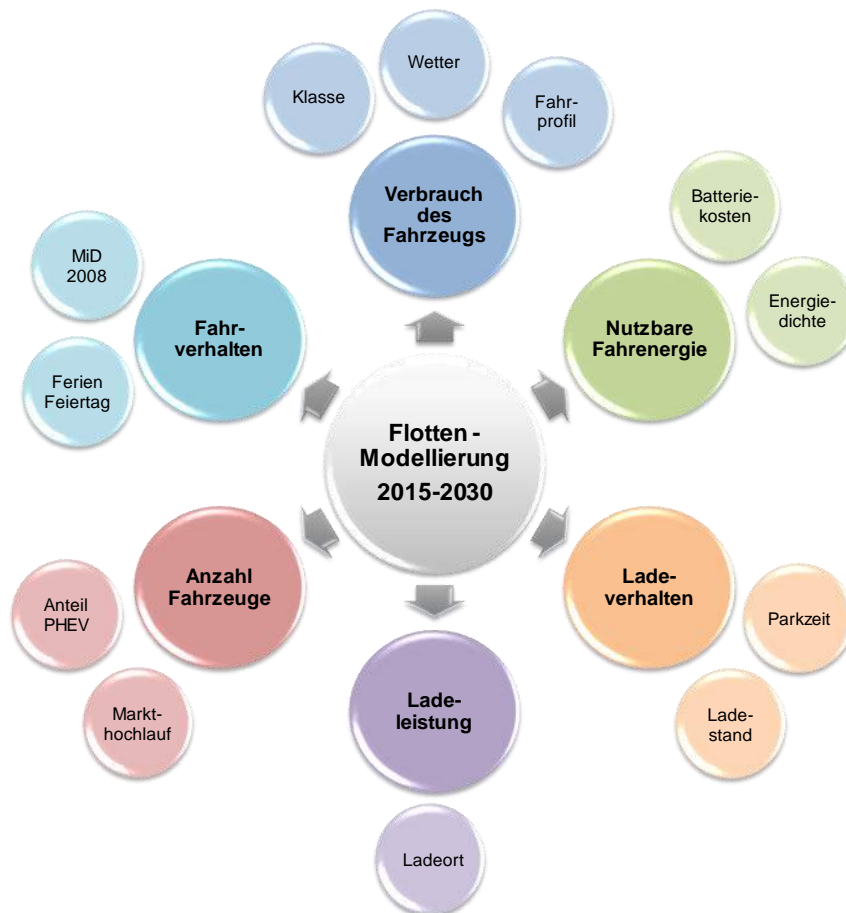


Abbildung 11-4: Übersicht der Eingangswerte für die Flottenmodellierung

11.1.2.1 Fahrverhalten

Das Fahrverhalten der BEV-Flotte bildet die Grundlage zur Bestimmung der technischen Kennwerte. Die Mobilitätscharakteristik der einzelnen Fahrzeughalter stellt den Primärnutzen des „Speichers“ dar und ist ausschlaggebend für das Sekundärnutzungspotenzial. In dieser Betrachtung wird angenommen, dass der Fahrzeughalter durch Sekundärnutzung nicht in seinem Fahrverhalten eingeschränkt wird. Mögliche Anreizmechanismen die eine Veränderung des Fahrverhaltens induzieren könnten werden nicht betrachtet.

Die Basis der Berechnungen bilden die Daten der Erhebung „Mobilität in Deutschland 2008“ (MiD2008). In dieser Studie wird das Mobilitätsverhalten der gesamten deutschen Wohnbevölkerung abgebildet. Die in folgendem Kapitel genannten Informationen stammen aus dem Nutzerhandbuch zur Studie /MID-01 10/ und dem zugehörigen Methodenbericht /MID-02 10/.

Datengrundlage MID 2008

Die Befragung wurde mit einer Stichprobengröße von 25.922 Haushalten realisiert. Grundgesamtheit der Erhebung ist die gesamte Wohnbevölkerung der Bundesrepublik Deutschland. Die Anzahl an befragten Haushalten pro Bundesland war dabei weitgehend proportional zum Bevölkerungsanteil des Bundeslandes an der Gesamtbevölkerung. Für kleinere Bundesländer wurde von diesem Grundsatz

abgerückt, um eine für eine Analyse hinreichende Mindestanzahl von 750 Haushalten zu befragen.

Die Gemeinden wurden innerhalb eines vorgegebenen Rahmens zufällig gewählt. Es wurde darauf geachtet, dass die Verteilung räumlicher und siedlungsstruktureller Merkmale der Verteilung jener Merkmale in der Grundgesamtheit entspricht. Die Ziehung der Personen aus den Einwohnermelderegistern der ausgewählten Gemeinden erfolgte ebenfalls über eine Zufallsauswahl. Es wurden Personen ab 14 Jahren gezogen, bei der Mobilitätsbefragung wurden hingegen Wege von Personen jeden Alters erfasst. Grund für die Auswahl der Befragten aus den Einwohnermelderegistern ist gleiche Auswahlwahrscheinlichkeit aller Personen aus der Grundgesamtheit. Gleiche Auswahlwahrscheinlichkeiten liegen im vorliegenden Fall zwar auf Personenebene vor, nicht aber auf Haushaltebene. Da z. B. Mehrpersonenhaushalte eine höhere Auswahlwahrscheinlichkeit haben, ist bei Betrachtungen auf Haushaltsebene eine Transformation der Personenstichprobe auf eine Haushaltsstichprobe nötig. Dies wurde mit einer Berücksichtigung der inversen Auswahlwahrscheinlichkeit erreicht.

Die Befragungen wurden schließlich telefonisch, schriftlich, oder webbasiert durchgeführt. Die Güte der Stichprobe wurde anhand von Selektivitätsanalysen und einer Non-Response-Studie überprüft. Selektivitätsanalysen dienen dazu, die Generalisierbarkeit der Ergebnisse abzuschätzen und mögliche systematische Verzerrungen zu Tage zu fördern. Die Analysen beschäftigten sich mit möglichen Untergruppen von Zielpersonen, die in der Erhebung aufgrund einer kompletten Verweigerung nicht enthalten sind.

Insgesamt wurde gezeigt, dass die Selektionseffekte sehr gering waren. Geringere Teilnahmewahrscheinlichkeiten wurden für Haushalte mit nicht deutschen Haushaltsmitgliedern, für die neuen Bundesländer und Berlin, sowie allgemein für Haushalte, bei denen kein Telefonanschluss ermittelt werden konnte, festgestellt. Für die Non-Response-Studie wurden bei 1.000 Adressen 614 kurze Interviews mit Nichtteilnehmern realisiert. Um die Vergleichbarkeit mit den Ergebnissen zu gewährleisten, wurden Personen aus der Haupterhebung gewählt und anschließend sogenannte statistische Zwillinge gesucht und befragt. Es konnte festgestellt werden, dass die Teilnahmewahrscheinlichkeit bei Personen zwischen 25 und 44 Jahren und bei Auszubildenden auf statistisch signifikantem Niveau geringer war. Außerdem wiesen Personen, die am Stichtag nicht mobil waren und die allgemein Auto, Bus und Bahn selten nutzen, geringere Teilnahmewahrscheinlichkeiten auf. Im Gegensatz dazu waren Personen mit drei oder mehr Autos und solche, die besonders viele Wege durchführen, überproportional häufig vertreten.

Datenaufbereitung

Die für die Auswertung relevanten Daten wurden zunächst aus dem MID-Datensatz extrahiert und aufbereitet. Durch die Filterung der Daten wird sichergestellt, dass nur plausible Fahrprofile von privaten PKW verwendet werden.

Zur Verfügung gestellt werden die MID-Daten vom Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR). Es liegen 5 Datensätze vor, welche jeweils vorwiegend Informationen zu Haushalten, Personen, Autos, Wegen und Reisen beinhalten. Diese werden, bis auf den Reisen-Datensatz, eingelesen. Anschließend werden als erstes jene Informationen

aus den Datensätzen herausgefiltert, welche mit Fahrzeugen in Verbindung stehen; d. h. Haushalte, die keinen Pkw besitzen, und Personen aus solchen Haushalten fallen aus der Betrachtung. Weiterhin werden nur Fahrzeuge mit Privatzulassung und Wege von eben solchen betrachtet. In **Abbildung 11-5** ist die Vorgehensweise bei der Filterung der Daten zu sehen. Wege, die nicht ausschließlich mit dem Pkw durchgeführt wurden, werden aussortiert. Wege, deren Strecken, Dauer und Geschwindigkeiten nicht erfasst oder als nicht plausibel markiert wurden, werden ebenfalls eliminiert. Wege mit Geschwindigkeiten größer 250 km/h sowie Wege von Pkws, deren Fahrzeiträume sich überschneiden, fallen aus der Betrachtung. Fahrzeuge, bei denen Wege aufgrund von Plausibilitätsfehlern oder Überschneidungen gelöscht werden mussten, werden von den Berechnungen ausgeschlossen. Um nur vollständige Fahrtenbücher zu verwenden, werden alle Fahrzeuge, bei denen Wege gelöscht wurden, aus der Betrachtung entfernt. Um das Verhältnis zwischen stehenden und fahrenden Fahrzeugen nicht zu verfälschen, werden entsprechend viele stehende Fahrzeuge gelöscht.

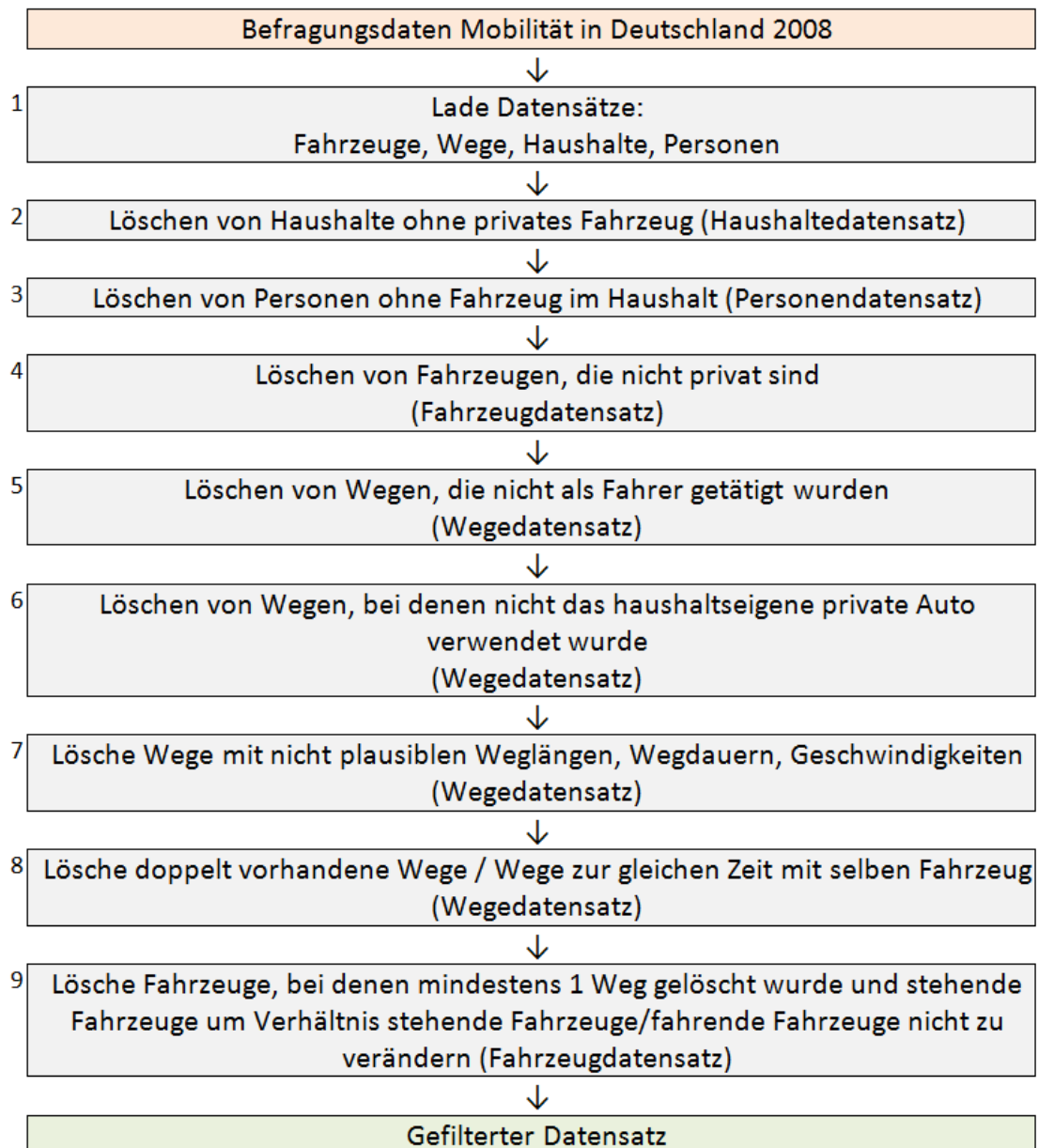


Abbildung 11-5: *Aufbereitung der Daten zur Analyse der Fahrprofile*

Nach Filterung der Daten bleiben lediglich plausible Fahrprofile von privat genutzten PKW übrig. Sämtliche Fahrten mit Zug, Fahrrad etc. wurden entfernt. **Tabelle 11-5** zeigt die Veränderung in den Charakteristiken der Flotte durch das Filtern der Datengrundlage.

Tabelle 11-5: *Auswirkungen der Datenfilterung*

	Eingangsdatensatz	Gefilterter Datensatz
Anzahl Fahrzeuge	26.229	22.861
Anteil Datensätze mit min. einer Fahrt	59,5 %	59,8 %
Anteil Datensätze mit min. zwei Fahrten	55,7 %	55,6 %
Kilometer pro Fahrt [km]	19,0	11,9
Tagesfahrleistung pro fahrendem Fahrzeug [km]	64,0	38,9
Verbrauch pro Fahrt [kWh]	2,7	2,6

Die aus der Studie extrahierten Fahrtenbücher werden nun auf Elektrofahrzeuge übertragen. Ist eine Fahrt mit einem batteriebetriebenen Fahrzeug nicht möglich (z. B. wegen zu geringer Reichweite des Fahrzeugs), so wird dieses Fahrtenbuch nicht betrachtet. Es werden also nur Fahrtenbücher verwendet, die für ein Elektrofahrzeug des jeweiligen Betrachtungsjahres in Frage kommen. Insbesondere Fahrer mit sehr langen Fahrstrecken fallen somit aus dem Fahrzeugpool. Hierdurch wird indirekt eine weitere Filterung vorgenommen, deren Auswirkungen in Kapitel 11.3.1.1 näher beschrieben werden. In der Simulation wird stets eine Lademöglichkeit zuhause angenommen.

Ferien- und Feiertage

Die Feiertage sind im Programm für alle betrachteten Jahre hinterlegt. Annahme für das Fahrverhalten an einem Feiertag ist, dass dieses gleich dem Fahrverhalten an einem Sonntag ist. Wird also eine Woche betrachtet, die einen Feiertag enthält, werden die Wege an diesem Tag gestrichen und durch die Fahrten des Sonntags dieser Woche ersetzt. Für die Implementierung der Ferienzeiten wurde abgeschätzt, welcher Anteil der PKW-Fahrer sich zu welchem Zeitpunkt im Ausland aufhält. Der Anteil der Auslandsurlauber wird in der Simulation dann von der Fahrzeugflotte am jeweiligen Tag abgezogen. In den Berechnungen sollen die Fahrzeuge dieser Personen als parkende Fahrzeuge, die keine Wege absolvieren, definiert werden.

Die Daten für die Berechnung des Urlaubsanteils stammen von /VUMA-01 13/ und /ADAC-02 13/. Ausgangspunkt der Bestimmung des Urlaubsanteils ist der Anteil der in Bundesländern mit Schulferien wohnenden Bevölkerung an der Gesamtbevölkerung für alle Tage des Jahres. Über die Zahl der Reisen pro Person kann die Zahl der Auslandsreisen pro Person ermittelt werden. Mit der Annahme, dass eine Person nur eine Reise unternimmt, entspricht die Zahl der Auslandsreisen pro Person dem Anteil an der Bevölkerung, der sich im Jahr auf Auslandsreise begibt. Von den 59,2 % der Bevölkerung, die innerhalb eines Jahres verreisen, machen 22,5 % zwei oder mehr Reisen. Über die monatscharfe Reiseantrittsverteilung kann der Anteil der Bevölkerung, der eine Auslandsreise unternimmt, auf die einzelnen Monate verteilt werden. Durch die Multiplikation des Anteils der Bevölkerung mit Schulferien mit dem

Anteil der Bevölkerung der eine Auslandsreise macht, wird berechnet, welcher Bevölkerungsanteil sich an einem bestimmten Tag im Auslandsurlaub aufhält. Für eine einzige Person entspricht dieser Anteil dem Anteil an Auslandsurlaubstagen an diesem Tag. Zur Kontrolle wird die durchschnittliche Anzahl an Auslandsurlaubstagen für alle Monate bestimmt. Die zuvor berechneten Anteile der Auslandsurlaubstage werden monatsweise summiert. Sind die beiden Werte verschieden, wird die Differenz gleichmäßig auf alle Monatstage verteilt und mit den zuvor ermittelten Werten verrechnet. Am Ende der Abschätzung steht für alle Tage der Anteil der Bevölkerung, der im Auslandsurlaub ist, zur Verfügung.

Charakteristische Merkmale der Flotte

Die größte Einschränkung bei Elektrofahrzeugen ist die begrenzte Reichweite durch die Batteriekapazität. Damit stellt sich die Frage, für welche Personengruppen ein Elektrofahrzeug generell in Frage kommt und welcher Anteil der Fahrten damit nicht möglich ist. **Abbildung 11-6** zeigt anhand der Fahrtenbücher die Tagesfahrleistung mit Fahrt im Eingangsdatensatz. An einem durchschnittlichen Wochentag führen nur etwa 60 % der gesamten Fahrzeugflotte eine Fahrt durch. Die restlichen Fahrzeuge bewegen sich an diesem Tag nicht. Fahrtenbücher, die mindestens eine Fahrt enthalten, führen durchschnittlich 3,3 Fahrten pro Tag durch. Es zeigt sich, dass nur ein Anteil von ca. 1 % aller Fahrtenbücher eine Tagesfahrleistung von mehr als 200 km aufweist.

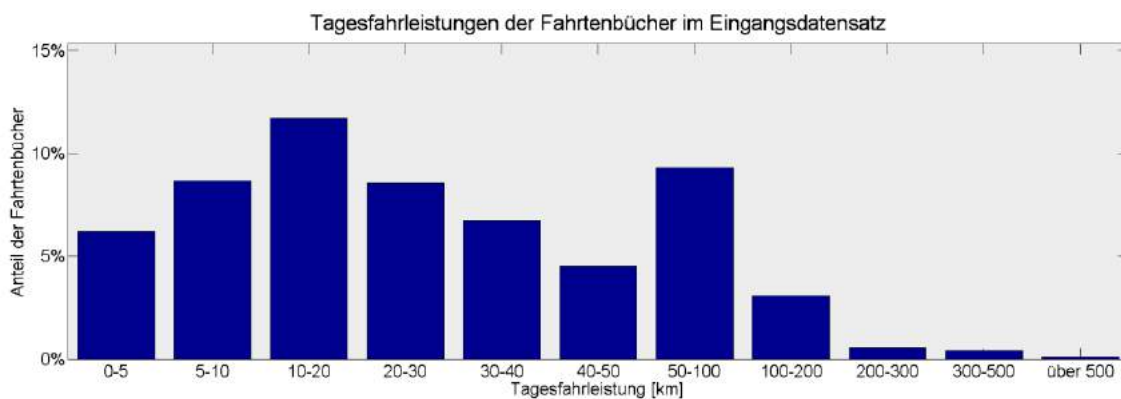


Abbildung 11-6: *Tagesfahrleistungen der Fahrtenbücher im Eingangsdatensatz*

Im Folgenden wird ein Vorgriff auf die nächsten Kapitel gemacht, um die Einzelfahrten der konventionellen Flotte und der rein elektrisch durchführbaren Fahrten zu vergleichen. Bei der Elektrofahrzeugflotte sind nur die Fahrten einbezogen, die ohne Unterstützung durch einen Verbrennungsmotor mit dem BEV durchführbar sind. **Abbildung 11-7** zeigt, dass - unabhängig von der Flottenart - ca. 70 % der Fahrstrecken kürzer als 10 km sind. Bei der konventionellen Flotte sind ca. 97 % der Fahrten kürzer als 50 km. Diese Fahrten können auch von Elektrofahrzeugen mit den heutigen technischen Spezifikationen problemlos absolviert werden. Bei Elektrofahrzeugen im Jahr 2020 werden auch Fahrstrecken von bis zu 100 km im alltäglichen Gebrauch häufiger.

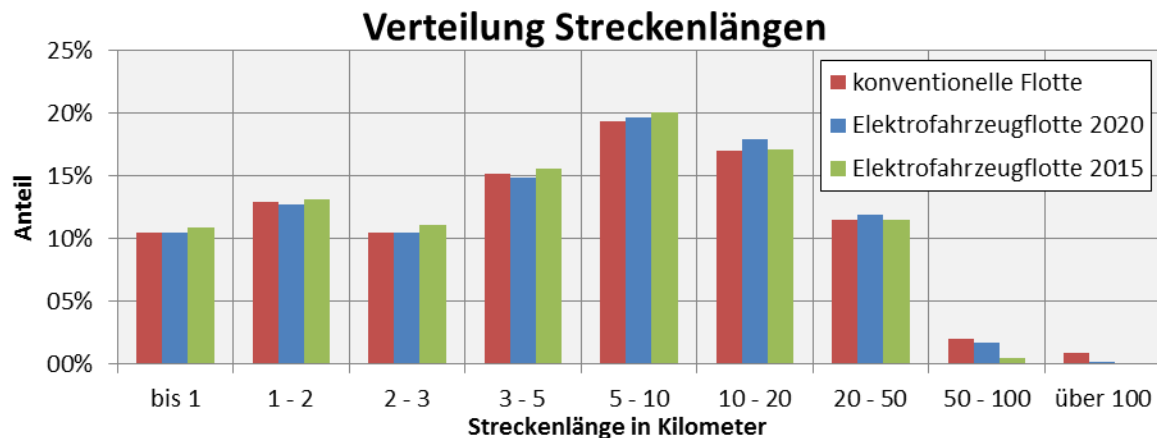


Abbildung 11-7: Streckenlängen nach Fahrzeugflotte

Abbildung 11-8 zeigt die Verteilung der Fahrten in einer Beispielwoche. Es wird deutlich, dass die meisten Fahrten zwischen 6 Uhr und 19 Uhr stattfinden. Zwischen 7 Uhr und 9 Uhr sowie zwischen 15 Uhr und 19 Uhr lässt sich der Berufsverkehr erkennen. Das lässt bereits vermuten, dass die meisten Ladevorgänge nach 18 Uhr stattfinden werden. Der Maximalwert gleichzeitig fahrender Fahrzeuge liegt bei ca. 5,5 %.

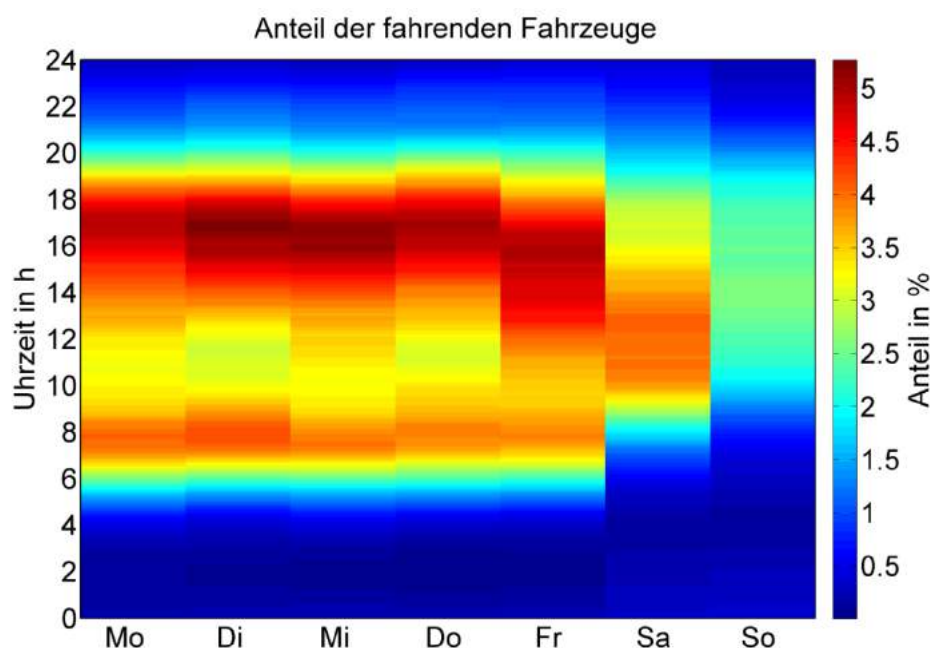


Abbildung 11-8: Anteil fahrender Fahrzeuge in einer Beispielwoche

11.1.2.2 Batteriekapazität

Die Entwicklung der für Sekundärdienste zu Verfügung stehenden Energiemenge steht in direktem Zusammenhang mit der durchschnittlichen Batteriekapazität des aktuellen Fahrzeugbestandes. In /FZJ-01 12/ wird die aktuelle Speicherkapazität von Traktionsbatterien bei Elektrofahrzeugen im Mittel mit 26,5 kWh angegeben, der Median liegt bei 22 kWh. Eine Erhebung bzgl. Plug-in-Hybriden führte zu einer mittleren Batteriekapazität von 9,9 kWh und einem Median von 8 kWh. Folgende

Abbildung 11-9 und Abbildung 11-10 zeigen die Batteriekapazitäten der betrachteten Elektrofahrzeuge.

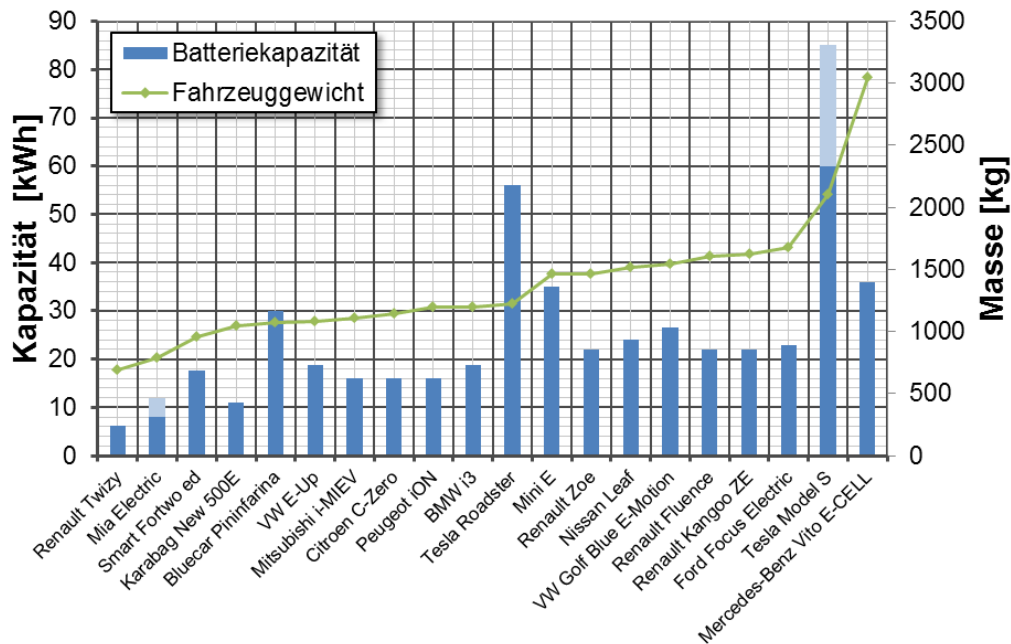


Abbildung 11-9: Übersicht BEV Batteriekapazitäten

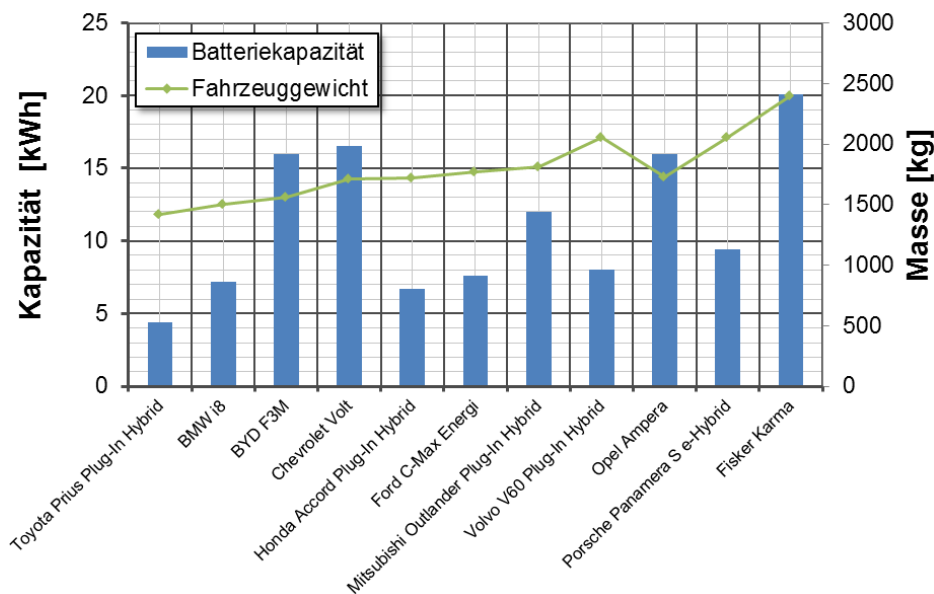


Abbildung 11-10: Übersicht PHEV Batteriekapazitäten

Um eine Aussage über die zukünftige Größe der Batteriekapazität und damit über die für Sekundärdienste zur Verfügung stehende Energiemenge treffen zu können, erfolgte eine Szenarienbildung unter Berücksichtigung der aktuellen Speicherkapazität von BEV und PHEV sowie der Batteriekosten- und Energiedichteentwicklung bis 2030. Laut /ISOE-01 11/ und /NPE-01 11/ hängt der Marktanteil reiner Elektrofahrzeuge sehr stark von der Reichweite der Fahrzeuge ab. Um eine schnelle Marktablierung von Elektrofahrzeugen zu erzielen, kann angenommen werden, dass die Hersteller zukünftig die Reichweite von BEV steigern werden. Es wird daher davon ausgegangen, dass

Batteriekosten- und Energiedichteentwicklung direkt in Zusammenhang stehen mit der Batteriekapazität künftiger BEV und PHEV.

Energiedichte

Die Speicherkapazität wird neben dem Kostenfaktor auch durch das Volumen und das Gewicht der Batterie des BEV begrenzt. Diese Einschränkung ist dem begrenzten Platz in der Fahrgastzelle sowie der verbrauchsungünstigen Gewichtserhöhung durch die Batteriemasse geschuldet. Prinzipiell können durch eine Steigerung der Energiedichte zukünftig Batterien mit höherer Kapazität in BEV verbaut werden, ohne die Reichweite oder das Platzangebot dabei negativ zu beeinflussen.

In Zukunft ist von einer weiteren Steigerung der Energiedichte auszugehen, da auf dem Gebiet der Batterieforschung intensive Anstrengungen unternommen werden. Innovative Batterietechnologien werden entwickelt, die vor allem die Speicherkapazität steigern sollen, wodurch Reichweiten der Fahrzeuge von mehreren hundert Kilometer möglich wären. Eine Verbesserung technischer Kennwerte wie Leistungsdichte, Zyklenfestigkeit, kalendarische Alterung etc. steht ebenfalls im Fokus, um die Effizienz und die Lebensdauer zu erhöhen.

Bei der Betrachtung konkreter technologischer Entwicklungspotenziale ist festzuhalten, dass die Li-Ionen-Technologie in ihrer momentanen Struktur ihr Entwicklungsoptimum im Bereich von 250 Wh/kg erreichen wird. Für eine weitere Steigerung der Energiedichte werden neue Zell-Strukturen erforderlich, basierend bspw. auf Lithium-Schwefel- und Lithium-Luft-Technologie (vgl. Tabelle 11-3). Mit diesen sollen im mittel- bis langfristigen Zeitrahmen praktische Energiedichten von über 500 Wh/kg erreicht werden /NEDO-01 11/. Ein technischer Durchbruch mit diesen Materialien wird erst ab 2025-2030 erwartet /FZJ-01 12/, so dass die Eigenschaften letztgenannter Technologien nicht in die weiteren Betrachtungen mit eingehen.

Verbreitet sind in der Literatur drei Szenarien zur Entwicklung der Batteriekapazität. Im konservativen Fall wird von einer jährlichen Erhöhung von 2 % ausgegangen /MIT-01 08/. In anderen Quellen wird eine Steigerung von 4 % pro Jahr prognostiziert /FOR-01 09/. Im optimistischsten Szenario erhöht sich die Entwicklungsrate auf 6 % /ARB-01 09/, /CARB-01 07/. Die Prognosen verschiedener Studien innerhalb eines Zeitkorridors bis 2030 werden in **Abbildung 11-11** dargestellt und bilden die Grundlage für die Bestimmung der Batteriekapazität. Das US Department of Energy /USDE-01 13/ prognostiziert die in 2022 erreichte Energiedichte auf 250 Wh/kg. Da dieser Wert die technische Obergrenze für Li-Ionen-Speicher markiert, wurde er für die Jahre 2025 und 2030 übernommen.

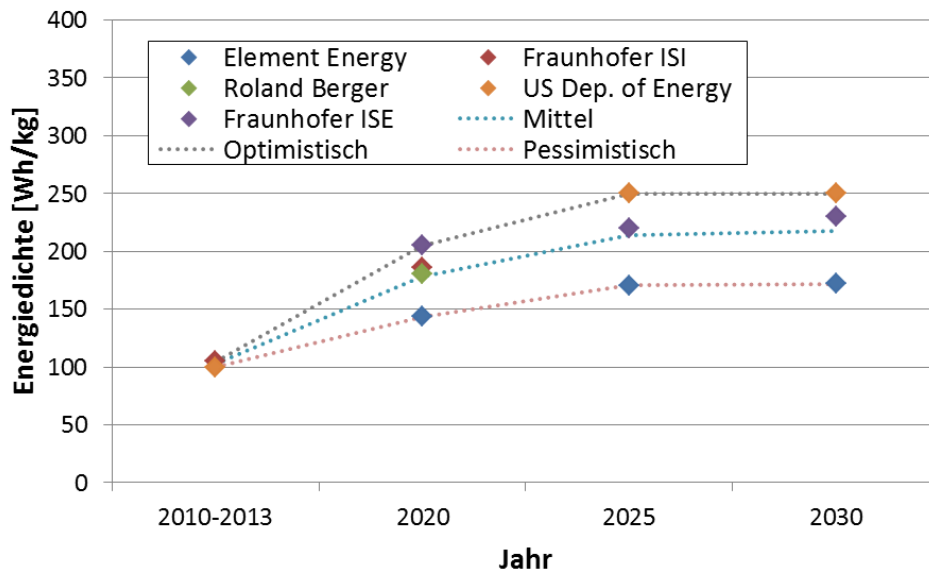


Abbildung 11-11: Prognostizierte Entwicklung der Energiedichte für Lithium-Ionen-Batteriesysteme

Tabelle 11-6: Energiedichteentwicklung für Lithium-Ionen-Batteriesysteme

Jahr	2015	2020	2025	2030
Energiedichte [Wh/kg]	103	179	214	217
Energiedichte – Änderung gegenüber heute	1,00	1,74	2,08	2,12

Die Energiedichte der derzeit erhältlichen Lithium-Ionen-Batterien liegt bei ca. 100 Wh/kg bei einer Spannung von 4 V. Durch neue Anoden- und Kathodenmaterialien kann die Spannung auf bis zu 5 V erhöht werden. Auch ohne Veränderungen der Zellchemie ist laut /ISI-09 12/ mit einer kontinuierlichen Verbesserung zu rechnen. Weitere Verbesserungen der Energiedichte gehen mit der Steigerung der möglichen reversiblen Entladetiefe einher. Die reversible Entladetiefe liegt derzeit noch um etwa 50 % von dem theoretischen Maximum entfernt. /EEL-01 13/

Batteriekosten

Das Batteriesystem umfasst neben dem eigentlichen chemischen Speicher auch ein Gehäuse, elektrische Verbindungen und Anschlüsse sowie ein Temperatur-Kontrollsystem, eine Messwerterfassung und weitere. Die Kosten für diese zusätzlichen Komponenten betragen etwa 25 - 30 % der gesamten Batteriesystemkosten /ANL-01 12/, /DUKE-01 10/. In /EEL-01 13/ wurde darüber hinaus versucht, die anteilmäßigen Aufwendungen noch detaillierter anzugeben. Die Ergebnisse sind in **Tabelle 11-7** dargestellt.

Tabelle 11-7: *Kosten und Gewicht der Batterieperipherie eines 22 kWh Speichers mit einer Jahresproduktionsrate von 20.000 im Jahr 2012 nach /EEL-01 13/.*

Komponente	Kosten in \$	Kosten in € (2012)	Gewicht (kg)
Batterie-Management-System	1.483	1154	8
Leistungselektronik	1.079	839	9
Elektrische Anschlüsse, Verbindungen und Kabelführungen	923	718	11
Befestigung der Zellen	791	615	15
Gehäuse	649	505	34
Temperaturkontrollsystem (Zwangsbeflüftung)	302	235	11
Summe	5.227	4.066	88

Tabelle 11-8: *Spezifische Kostenzusammensetzung eines Batteriesystems auf Basis eines 22 kWh Speichers nach /EEL-01 13/*

Komponente	Kosten in \$/kWh	Kosten in €/kWh (2012)
Zellen	400	311
Materialien (ohne Zellen)	238	185
Arbeitsaufwand, Ausschuss und Fixkosten für Materialien	54	42
Profit und Garantie	100	78
Summe	792	616

Eine Aufstellung für das Batteriesystem und weiteren damit in Verbindung stehenden Kostenanteilen ist in

Tabelle 11-8 abgebildet. Der spezifische Preis wird dort mit ca. 600 €/kWh angegeben (Verwendeter Umrechnungskurs 2012: 1 \$ = 0,78 €). Da Batteriekosten bei Herstellern ein Betriebsgeheimnis sind und i.d.R. nicht veröffentlicht werden, sind Angaben dazu stets mit Unsicherheiten behaftet. Dass die Batteriekosten in Zukunft weiter sinken werden, davon gehen zahlreiche Studien aus. Meist werden dabei eine fortschreitende technologische Entwicklung sowie erhöhte Produktionsraten, die durch den steigenden Anteil an Elektrofahrzeugen induziert werden, unterstellt. Durch den wachsenden Markt können zudem die Fertigungsprozesse optimiert werden. Werden Batterien in Massenproduktion hergestellt, sinken die Herstellungskosten stark. A.T. Kearney /ATK-01 12/ erwarten ein Wachstum des globalen Marktes von 30 % pro Jahr.

Weiterhin geht mit der Steigerung der Energiedichte eine Senkung der spezifischen Batteriekosten einher. Durch größere Speicherkapazitäten bei gleicher Masse sinken die Materialkosten pro speicherbarer kWh stark. Des Weiteren wird weniger Gehäusematerial benötigt, der Kühlaufwand sinkt und das Battery Management System wird günstiger. Mögliche Preispfade für Batteriesysteme, die von unterschiedlichen Instituten und Unternehmen entwickelt wurden, sind **Abbildung 11-12** zu entnehmen. Die Entwicklungspfade finden Eingang in die Berechnung des Sekundärnutzungspotenzials, wobei die Szenarien direkt aus den Angaben der Studien gemäß **Abbildung 11-12** gebildet werden.

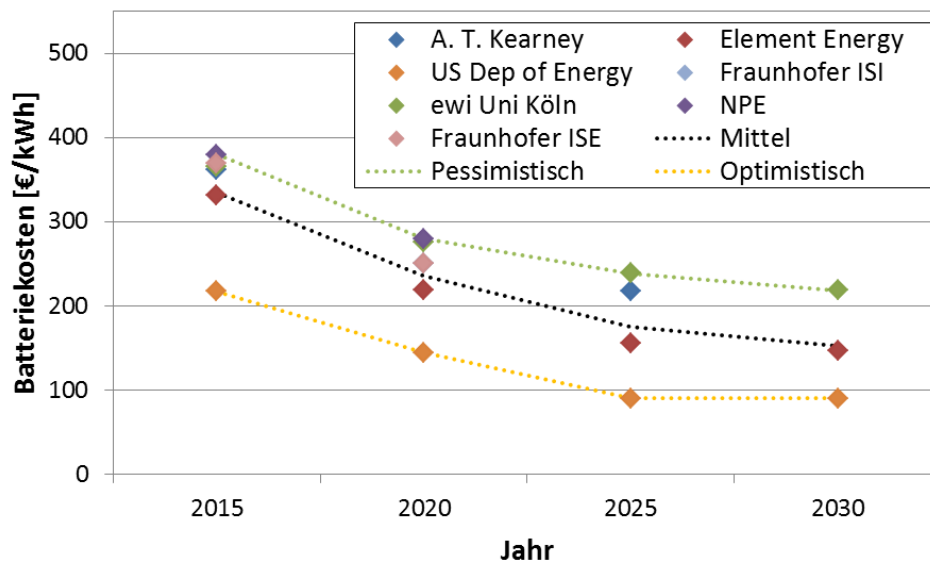


Abbildung 11-12: *Prognostizierte Kostenentwicklung von Batteriesystemen für Elektrofahrzeuge (Reale Preise umgerechnet auf das Jahr 2013)*

Somit können für die Stützjahre die in **Tabelle 11-9** dargestellten Batteriekosten abgeleitet werden.

Tabelle 11-9: *Entwicklung der spezifischen Batteriesystemkosten*

Jahr	2015	2020	2025	2030
Spezifische Kosten [€/kWh]	391	237	176	152
Spezifische Kosten - Änderung gegenüber heute	1,00	0,61	0,45	0,39

Batteriekapazitäten in BEV und PHEV

Für die Entwicklung der Batteriekapazität wird angenommen, dass eine weitere Preissteigerung von BEV unwahrscheinlich ist. In /VIE-01 12/ wird gegenüber 2013 eine Preissenkung von ca. 30 % bis 2030 prognostiziert. Eine stagnierende Preisentwicklung vorausgesetzt, entspricht dies indirekt einer Preissenkung in Höhe der Inflationsrate von ca. 2 % pro Jahr. In der weiteren Betrachtung wird mit dieser Annahme gerechnet. Hinsichtlich der Batteriemasse und des Batterievolumens wird davon ausgegangen, dass die heutige Dimensionierung von Traktionsbatterien ihr Maximum erreicht hat und eine weitere Erhöhung des Volumens oder der Masse nicht sinnvoll ist. Einerseits ist das

Platzangebot durch die Batterien bereits in heutigen Fahrzeugen eingeschränkt, andererseits steigt der Verbrauch mit der Batteriemasse.

Unter den Randbedingungen, dass sich die Entwicklung der Batteriekapazitäten in BEV proportional zu der Energiedichteentwicklung und reziprok proportional zu der spezifischen Kostenentwicklung von Batteriepacks verhält, dabei aber weder Batteriegesamtkosten noch Batteriemasse in Zukunft zunehmen, wurden Batteriekapazitäten B_p und B_e angenommen zu:

$$B = \min(B_p, B_e) \quad (11-1)$$

$$\text{mit } B_p = f(p(t)) \text{ und } B_e = f(e(t))$$

B_p :	Maximale Batteriekapazität nach Preiskriterium
B_e :	Maximale Batteriekapazität nach Massekriterium
p :	Batteriekosten [€/kWh]
e :	Energiedichte [Wh/kg]
t :	Betrachtungsjahr

Dieser Wert stellt die größtmögliche Speicherkapazität dar, ohne die Randbedingungen zu verletzen. In Anlehnung an die Eingangsparameter der MID2008 wird dieses Vorgehen für BEV und PHEV für jeweils drei Größenklassen angewandt. Für die aktuellen Werte der Batteriekapazität für alle Größenklassen bei BEV und PHEV müssen geeignete Werte gefunden werden. Für BEV werden die je Größenklasse gemittelten Werte der in **Abbildung 11-9** und **Abbildung 11-10** aufgeführten aktuell erwerbbaaren Fahrzeuge verwendet. Schwierigkeiten bereitet das Finden eines Ausgangswertes für die Batteriekapazität eines Fahrzeugs der Klasse „groß“. Momentan ist am Markt lediglich ein Fahrzeug erhältlich, welches eine sehr hohe Batteriekapazität von 60 kWh bzw. 85 kWh bereithält. In der Literatur werden für Oberklassenfahrzeuge bzw. große BEV Werte von 28 kWh /IFEU-01 11/ oder auch 40 kWh /ISI-02 12/ geschätzt. Für diese Arbeit wird angenommen, dass BEV der Größenklasse „groß“ eine mittlere Batteriekapazität von 35 kWh im Ausgangsjahr 2015 haben. **Tabelle 11-10** und

Tabelle 11-11 stellt diese Werte nach Energiedichte- und Kostenkriterium für vier Betrachtungsjahre dar.

Tabelle 11-10: *Prognostizierte Batteriekapazitäten in kWh nach Energiedichte-Kriterium*

Jahr	2015	2020	2025	2030
Batteriekapazität – Autoklasse Klein	17,5	30	36	37
Batteriekapazität – Autoklasse Mittel	22	38	46	47
Batteriekapazität – Autoklasse Groß	35	61	73	74

Tabelle 11-11: *Prognostizierte Batteriekapazitäten in kWh nach Batteriekosten-Kriterium*

Jahr	2015	2020	2025	2030
Batteriekapazität – Autoklasse Klein	17,5	29	39	45
Batteriekapazität – Autoklasse Mittel	22	36	49	56
Batteriekapazität – Autoklasse Groß	35	58	78	90

Die Abschätzung der Batteriekapazitäten von PHEV gestaltet sich aufgrund der Datenlage schwierig. Für die in **Tabelle 11-12** aufgelisteten mittelgroßen Fahrzeuge ergibt sich eine mittlere Kapazität von 8,5 kWh. Die stark streuenden Werte zeigen aber auch, dass sich die Batteriekapazität kaum an der Klasseneinteilung, sondern viel mehr an der Positionierung des Fahrzeugs durch den Hersteller festmachen lässt. Für die Klasse „groß“ stehen nur zwei Fahrzeuge zur Auswahl, wobei ein Fahrzeug - Fisker Karma - als Sportwagen einzuordnen ist und deshalb als Alltagsfahrzeug eher ausscheidet und für die weitere Betrachtung ungeeignet ist. In /ISI-01 13/ werden für kleine, mittlere und große PHEV 7 kWh, 10 kWh und 13 kWh, in /ISI-02 12/ 6 kWh, 10 kWh und 14 kWh als Kapazitäten angenommen. Aufbauend auf diese Werten werden in dieser Studie 5 kWh, 9 kWh, und 12 kWh als Batteriekapazitäten für PHEV der Segmente klein, mittel und groß im Ausgangsjahr 2015 verwendet. In folgender Tabelle 11-12 und **Tabelle 11-13** sind die resultierenden Batteriekapazitäten für BEV und PHEV in den Betrachtungsjahren dargestellt.

Tabelle 11-12: *Prognostizierte Batteriekapazitäten in kWh für unterschiedliche BEV-Fahrzeugklassen*

	Klein			Mittel			Groß		
	Pessi- mistisch	Mittel	Opti- mistisch	Pessi- mistisch	Mittel	Opti- mistisch	Pessi- mistisch	Mittel	Opti- mistisch
2015	18	18	18	22	22	22	35	35	35
2020	25	29	34	32	36	43	50	58	68
2025	29	36	42	37	46	52	59	73	83
2030	30	37	42	38	47	52	60	74	83

Tabelle 11-13: *Prognostizierte Batteriekapazitäten in kWh für unterschiedliche PHEV-Fahrzeugklassen*

	Klein			Mittel			Groß		
	Pessi- mistisch	Mittel	Opti- mistisch	Pessi- mistisch	Mittel	Opti- mistisch	Pessi- mistisch	Mittel	Opti- mistisch
2015	5	5	5	9	9	9	12	12	12
2020	7	8	10	13	15	18	17	20	23
2025	8	10	12	15	19	21	20	25	29
2030	9	11	12	15	19	21	21	25	29

11.1.2.3 Ladeverhalten

Maßgeblichen Einfluss auf die durch Elektrofahrzeuge hervorgerufene Last im Stromnetz hat das Verhalten der Nutzer im Hinblick auf das Laden. Das reine Vorhandensein einer Lademöglichkeit sagt noch nichts darüber aus, ob diese Lademöglichkeit auch tatsächlich genutzt wird, da der Nutzer z.B. aus Bequemlichkeit die Möglichkeit nicht wahrnimmt oder die Notwendigkeit des Ladens aufgrund ausreichender Restreichweite nicht gegeben ist. Weiterhin stellt sich die Frage nach den künftigen Ladeorten und der Leistung, mit der die Fahrzeuge geladen werden können. Im Folgenden werden Ladestandorte, -leistung und das Ladeverhalten der Flotte diskutiert.

Ladestandorte

Als Ladestandorte für BEV und PHEV kommen ein eigener Stellplatz zu Hause, der Stellplatz am Arbeitsort sowie öffentliche und halböffentliche Ladesäulen in Betracht. Die Anschaffung eines Elektrofahrzeugs kommt generell nur für Personen mit einer Lademöglichkeit zuhause in Frage. Eine Lademöglichkeit zuhause wird also generell vorausgesetzt.

Lademöglichkeit am Arbeitsplatz

Ab 2020 soll teilweise auch eine Lademöglichkeit am Arbeitsplatz vorhanden sein. **Tabelle 11-14** zeigt, welche Anteile der Arbeitnehmer bei Unternehmen welcher Größe beschäftigt sind.

Es wird davon ausgegangen, dass kleinste und kleine Unternehmen kaum eine Lademöglichkeit für Elektrofahrzeuge bereitstellen werden. Mittlere und große Unternehmen besitzen in vielen Fällen einen eigenen Fuhrpark und ermöglichen eventuell auch ein Laden von Elektrofahrzeugen, daher ist auch eine Ladestation für Angestellte realistisch. Über 60 % der Arbeitnehmer arbeiten bei Arbeitgebern mit mehr als 50 Angestellten (mittlere Unternehmen). Fast 45 % sind bei Arbeitgebern mit mehr als 250 Angestellten (große Unternehmen) beschäftigt.

Tabelle 11-14: *Unternehmenseigenschaften in Deutschland 2009 (bezogen aus /IMFB-01 12/)*

	Kleinste Unternehmen ²⁶	Kleine Unternehmen ²⁶	Mittlere Unternehmen ²⁶	Große Unternehmen ²⁶
Arbeitnehmer pro Unternehmen	< 10	< 50	< 250	> 250
Anteil an der Gesamtzahl aller Arbeitnehmer	15,6	18,7	20,7	44,9

Primär werden mittlere und große Unternehmen die Möglichkeit besitzen, ihren Angestellten eine Ladeinfrastruktur zur Verfügung zu stellen. Eventuell könnten hier staatliche Förderungen die Entwicklung positiv beeinflussen.

In einer Befragung von 105 Mitgliedern des Bundesverbandes Fuhrparkmanagement /BVFP-01 13/ geben 14 % der Befragten an, bereits Elektrofahrzeuge im Fuhrpark zu haben, weitere 22 % halten die Anschaffung für sicher oder wahrscheinlich. Ein Anteil von 38 % der befragten Fuhrparkverantwortlichen zeigt demnach das Interesse an Elektromobilität, was auch für Lademöglichkeiten für die Angestellten in diesen Unternehmen spricht.

Besteht eine Lademöglichkeit am Arbeitsplatz, kann dies auch förderlich für eine Kaufentscheidung beim Nutzer sein, was eine Abschätzung der Elektrofahrzeugnutzerguppe mit Lademöglichkeit am Arbeitsplatz erschwert.

Folgende Entwicklung für die Ladeinfrastruktur wird angenommen: Ab 2020 sollen 10 % der Elektrofahrzeugbesitzer am Arbeitsplatz laden können, 2025 ist dies für 20 % der Fahrzeugbesitzer möglich, 2030 soll der Anteil bereits 30 % betragen. In der Simulation wird mit dieser Verteilung für die Betrachtungsjahre gerechnet. In Kapitel 11.3.5.2 werden die Auswirkungen des Anteils derer, die am Arbeitsplatz laden können, separat untersucht.

Lademöglichkeit an öffentlichen Ladesäulen

Laut EU-Kommission /EUCO-01 13/ gab es 2011 bereits 1.937 Ladepunkte in Deutschland. Für 2020 ist eine Gesamtzahl von 150.000 Ladepunkten in Deutschland angestrebt. Einflussfaktoren für die Verbreitung von öffentlichen Ladepunkten sind unter anderem die Durchdringung von Elektrofahrzeugen im Gesamtfahrzeugmarkt, die Entwicklung tragfähiger Geschäftsmodelle, gesetzliche Rahmenbedingungen oder auch mögliche gemeinsame Finanzierungsarten durch private und öffentliche Gesellschaften.

Das Energieversorgungsunternehmen RWE bietet nach eigenen Angaben derzeit über 1.000 Ladepunkte in Deutschland an, die nach vorheriger Registrierung genutzt werden können. Alternativ bietet das Unternehmen eine Lademöglichkeit ohne vorheriger Registrierung und Bezahlung per SMS an. Eine wachsende Infrastruktur und leichte Anwendbarkeit der mobilen Ladestationen ist also vorhanden.

Trotz der Verfügbarkeit können fast alle Fahrten auch ohne Ladevorgänge an öffentlichen Ladepunkten durchgeführt werden. Die Auswertungen der Flottenversuche /BMW-01 11/ und /ULCVDP-01 13/ haben gezeigt, dass Nutzer das Laden zu Hause

²⁶ Nach Definition der EU-Kommission

bevorzugen. Falls am Arbeitsplatz für das Laden vorgesehene Infrastruktur vorhanden ist, wurde auch das Laden am Arbeitsplatz genutzt. Öffentliche Ladesäulen wurden hingegen kaum genutzt. Für die geringe Nutzung der öffentlichen Ladesäulen wurden in /BMW-01 11/ Gründe wie das Vorhandensein einer eigenen Ladeeinrichtung (94 %), ungünstige Standorte (61 %) und eine zu geringe Anzahl von Ladesäulen (44 %) angegeben.

Abbildung 11-13 zeigt die in einem Feldversuch von BMW verwendeten Ladestandorte und deren Nutzungsanteil. Es wurden insgesamt 113 Probanden nach ihren Lademöglichkeiten befragt. Öffentliche Ladesäulen werden demnach bei ca. 6 % der Ladevorgänge genutzt.

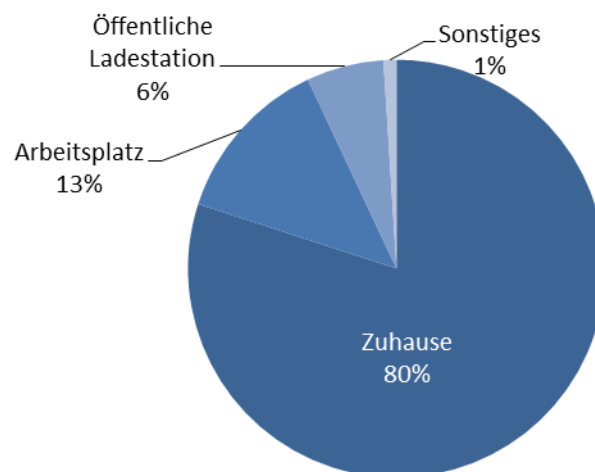


Abbildung 11-13: Nutzung der möglichen Ladestandorte /BMW-01 13/

Kann ein Ladevorgang an einer öffentlichen Säule wegen zu geringem Ladestand nicht vermieden werden, wird davon ausgegangen, dass eine relativ große Energiemenge in verhältnismäßig kurzer Zeit geladen wird. Ein Fahrzeug, das an einem öffentlichen Ladepunkt lädt, wird vermutlich also in den meisten Fällen die gesamte Parkdauer zum Laden nutzen, was folglich sehr geringe Möglichkeiten zur Sekundärnutzung bietet.

Eine Ausnahme stellt die Nutzung einer halböffentlichen Ladestation während des Aufenthalts am Arbeitsplatz dar. In diesem Fall steht das Fahrzeug länger und eine Sekundärnutzung wäre möglich, was aber durch die Berücksichtigung des Ladens am Arbeitsplatz abgedeckt wird. Öffentliche Ladepunkte werden daher in der Simulation nicht berücksichtigt.

Ladeleistung und Wirkungsgrad

Die derzeit erhältlichen Ladeeinrichtungen bieten übliche Leistungen von ca. 3,3 kW für Einphasenanschlüsse und 11/22 kW für Dreiphasenanschlüsse. Begrenzt wird die Ladeleistung einerseits durch die maximale vom Haushaltsanschluss bereitgestellte Stromstärke (16/32 A Sicherung) sowie durch den maximal möglichen Ladestrom der Batterie bzw. technische Spezifikationen des Fahrzeugs.

Beim Laden mit Einphasenanschluss (230 V) und 16 A Sicherung wird von der theoretisch möglichen Ladeleistung von 3,7 kW ein Sicherheitsabschlag von ca. 10 % berücksichtigt. Die Ladeleistung in der Simulation wird auf 3,3 kW beschränkt.

Mehrphasige Ladevorgänge setzen in der Regel spezielle Ladeeinrichtungen voraus, an denen die volle Ladeleistung möglich ist.

Abbildung 11-14 zeigt die Ladeleistungen und Lademöglichkeiten nach Jahren. Für die Ladeleistungen gelten folgende Annahmen: Ab 2020 laden 70 % der Fahrzeuge mit 3,3 kW. 30 % der Fahrzeuge können zuhause, und ab 2025 auch am Arbeitsplatz, mit 11 kW Ladeleistung laden. Ladevorgänge mit Leistungen von 11 kW sind mit heute erhältlichen Fahrzeugen schon teilweise möglich (vgl. Tabelle 11-1). Für das Laden mit 11 kW wird ein mit 16 A abgesicherter Drehstromanschluss benötigt. Der Gesetzgeber schreibt zusätzlich eine FI-Schutzeinrichtung vor. Zur Verlegung eines solchen Anschlusses zu einem Stellplatz kann eine Kostenannahme von ca. 500 - 1.000 € getroffen werden. Für die Nachrüstung eines dreiphasigen Hausanschlusses müssen zusätzliche Kosten von über 1.000 € einkalkuliert werden. Es wird davon ausgegangen, dass diese Investition für Personen, die bereit sind, einen deutlich höheren Fahrzeugpreis für ein Elektrofahrzeug zu bezahlen, im akzeptablen Rahmen liegt – da der Ladevorgang hiermit um das ca. 3-fache beschleunigt werden kann.

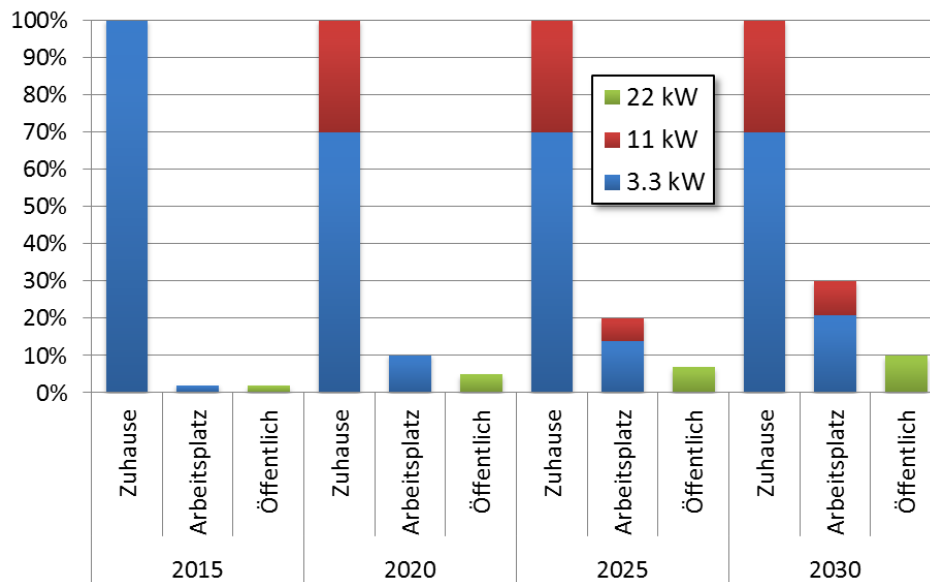


Abbildung 11-14: Ladeleistungen und Ladestandorte

Die Wirkungsgrade heutiger Ladetechnologien erreichen sehr hohe Werte. Allgemein werden bei üblichen Ladeleistungen von 3,7 kW an einem Hausanschluss Werte über 90 % erreicht, bei höheren Ladeleistungen liegt der Wert i.d.R. höher /FZJ-01 12/. Das Fraunhofer ISE hat ein bidirektionales Ladegerät entwickelt, dessen Wirkungsgrad bei Leistungen von 3,5 kW bis 22,5 kW bei 96 - 97 % liegt. Gleichzeitig wird eine volumetrische Leistungsdichte von ca. 0,36 kW/l erreicht, sodass das Gerät sowohl in Ladesäulen als auch im Fahrzeug direkt verbaut werden kann /ISE-03 11/. Für die weiteren Berechnungen wird ein Ladewirkungsgrad von 90 % angenommen.

Nutzerverhalten beim Laden von Elektrofahrzeugen

Gute Ansatzpunkte für eine Abschätzung des realen Ladeverhaltens liefert der Feldversuch /BMW-01 11/. Zwischen Juni 2009 und Juli 2010 wurde in zwei Phasen zu 6 Monaten das Fahr- und Ladeverhalten von je 40 Nutzern erfasst. Bei dem Fahrzeug handelte es sich um einen Mini-E mit einer Antriebsleistung von 150 kW, einer

Batteriekapazität von 35 kWh (davon 29 kWh nutzbar) und einer realen Reichweite von 180 km (240 km nach FTP-72). Die Fahrzeuge absolvierten durchschnittlich 9,9 km pro Fahrt und 38,6 km pro Tag.

Den Fahrzeugnutzern wurden im Rahmen des Projekts 50 Ladestationen im privaten Umfeld zur Verfügung gestellt. Außerdem waren im regionalen Umfeld des Feldversuchs 50 Ladestationen im öffentlichen Raum vorhanden. An den öffentlichen Stationen wurde allerdings lediglich ca. 3 % der während des Projektzeitraums geladenen Energie bezogen. Die Fahrzeuge wurden alle zwei bis drei Tage aufgeladen, sodass durchschnittlich 2,8 Ladevorgänge pro Fahrzeug und Woche zu verzeichnen waren. Die meisten Ladevorgänge wurden über Nacht durchgeführt. Zwischen Mitternacht und acht Uhr morgens waren durchschnittlich 20 % der Fahrzeuge angeschlossen, wobei in diesem Zeitraum maximal 40 % der Fahrzeuge mit dem Stromnetz verbunden waren. Zwischen Mittag und 20 Uhr abends waren durchschnittlich 10 % der Flotte mit dem Stromnetz verbunden. Das Projekt diente auch dazu, die Möglichkeiten des gesteuerten Ladens zu untersuchen. Die Nutzer hatten aber die Möglichkeit, bei Bedarf die Option „Sofort Laden“ zu wählen, um direkt nach dem Anschluss an das Netz mit dem Ladevorgang zu beginnen. Diese Option wurde nur in 6 % aller Ladevorgänge aktiviert und von 50 % der Nutzer im gesamten Erfassungszeitraum nie verwendet.

Portugiesische Wissenschaftler untersuchten in einer 2012 präsentierten Studie den Einfluss von Elektrofahrzeugen auf das Fahrerverhalten und dahingehende Umweltauswirkungen /EWGT-01 12/. Acht Nutzer führten dabei über fünf Monate ein Wege- und Ladetagebuch. Die Studienteilnehmer nutzten dabei ihre Privatfahrzeuge, in deren Besitz sie im Durchschnitt seit 5,7 Monaten waren. Die durchschnittlich an einem Tag zurückgelegte Wegstrecke eines Fahrzeugs betrug 42,6 km, wobei pro Tag 3,4 Wege getätigt wurden. Je Tag wurde außerdem durchschnittlich 0,68-mal geladen und bei einem Ladevorgang bezog ein Fahrzeug im Mittel 9,85 kWh. Bei einer zusätzlich durchgeführten Befragung gaben 20 % der Probanden an, dass sie jeden Tag laden. Jeweils 30 % erklärten, dass sie ihr Fahrzeug zweimal bzw. viermal pro Woche laden.

Eine Umfrage zum Nutzerverhalten beim Laden von Elektrofahrzeugen führten Forscher der Universität Magdeburg im Jahr 2011 durch /IAF-01 11/. 170 Personen wurden auf der Hannover Messe Industrie (HMI) befragt. Weitere 729 Personen nahmen an einer Onlineumfrage teil. Es ist zu beachten, dass bei dieser Umfrage keine Nutzer von Elektrofahrzeugen befragt wurden. Die Befragten haben aber eigenen Angaben zufolge überdurchschnittlich hohe Kenntnisse über Elektromobilität und stehen der Technik positiv gegenüber. Ein großer Teil der Umfrage konzentriert sich auf Einstellungen zu konduktivem und induktivem Verhalten, es wurden aber auch Fragen zum allgemeinen Ladeverhalten gestellt. So gaben über 90 % der Personen an, dass sie zu Hause und am Arbeitsplatz laden würden. Außerdem gaben 29 % der auf der HMI Befragten an, dass sie ein Fahrzeug erst ab einer Parkdauer von einer Stunde laden würden, da bei kürzerer Verweilzeit der Aufwand des Anschließens und späteren Absteckens des Ladekabels verhältnismäßig groß sei. Die Angabe von einer Stunde war dabei auch der Median der bei dieser Frage genannten Werte. Auf die Frage nach Gründen zum Starten eines Ladevorgangs sagten 26 % der auf der HMI Befragten, dass sie jede Gelegenheit zu Laden nutzen würden. 31 % würden täglich und 4 % erst bei Warnung durch das Fahrzeug laden – 29 % gaben einen geringen Ladestand als Grund

für einen Ladevorgang an. Ab welchem Wert die Nutzer den Ladestand als gering betrachteten, wurde nicht ermittelt.

In Großbritannien wurde im Jahr 2008 das sogenannte „Ultra Low Carbon Vehicle Demonstrator Programme“ (ULCVDP) gestartet, um die Entwicklung von Elektrofahrzeugen und den Markt für diese zu unterstützen /ULCVDP-01 13/. Es wurden Fahrten von 350 Privat- und Flottenfahrzeugen unterschiedlicher Hersteller erfasst und zusätzlich Nutzerinterviews durchgeführt. Die Interviews wurden vor Beginn des Flottenversuchs abgehalten und nach 3 Monaten wiederholt. Im Durchschnitt wurde ein Fahrzeug 4,4 mal pro Woche genutzt, wobei die mittlere Tagesstrecke 34,4 km und die durchschnittliche Strecke eines einzelnen Weges 8,2 km lang waren. Diese Werte liegen damit unter denen von /BMW-01 11/ und /EWGT-01 12/.

Außerdem wurde festgestellt, dass 90 % der Einzelwegstrecken kürzer als 20,9 km und 90 % der Tagesfahrstrecken kleiner als 75,6 km waren. Bei 1,5 % der Wege war der Ladezustand (SOC) am Ende der Fahrt kleiner als 20 % und bei 20 % kleiner als 50 %. Durchschnittlich wurden 7,1 % der nutzbaren Batteriekapazität pro Fahrt und 27,3 % pro Tag verbraucht. Die Ladevorgänge der Elektroautos verteilten sich zu 43 % auf den Heimbereich und zu 30 % auf den Arbeitsplatz. Die restlichen Ladevorgänge fanden an anderen Orten (wie öffentliche Ladesäulen) oder nicht zuzuordnenden Orten statt. 58 % der Studienteilnehmer hatten die Möglichkeit, am Arbeitsplatz zu laden. Fahrer, für die nur zu Hause ein eigens für das Elektrofahrzeug vorgesehener Ladepunkt installiert war, nutzten diesen bei 97 % der Ladevorgänge. Ein Elektroauto wurde im Mittel 3,5-mal pro Woche geladen, wobei zwischen den Ladevorgängen durchschnittlich 40,9 km gefahren wurden. Mit zunehmender Nutzungsdauer verlängerte sich außerdem die Strecke, die während der Ladevorgänge absolviert wurde, um durchschnittlich 14,9 %. Zudem wurde pro Ladevorgang eine größere Energiemenge geladen, sodass nach drei Monaten die Zahl der Ladevorgänge, bei denen mehr als 50 % des SOC geladen wurden, um 8,2 % höher war als zu Beginn des Flottenversuchs. Dies spricht dafür, dass Fahrer mit zunehmender Nutzungsdauer die Reichweite ihres Fahrzeugs besser abschätzen konnten und auf das Laden nach kurzen Strecken und bei kurzen Parkzeiten verzichteten. Gefragt nach ihren Ladegewohnheiten gaben ungefähr 67 % der Nutzer an, dass sie bei jeder Gelegenheit laden würden /ULCVDP-03 11/. Ca. 25 % der Nutzer sagten, sie würden in regelmäßigen Abständen laden, und ca. 13 % sagten, dass sie nach Aufforderung durch einen Warnhinweis laden würden.

Als die Studienteilnehmer nach 3 Monaten gefragt wurden, ab welchem Level sie den Ladezustand als niedrig ansehen, antworteten ca. 95 % der Befragten mit einem Wert von unter 40 % SOC, wobei ca. 65 % die Grenze von 20 % als Schwelle zu einem niedrigen Ladestand ansahen. Da bei dem Flottenversuch auch gesteuertes Laden betrachtet wurde, konnte festgestellt werden, dass Fahrer, die gesteuertes Laden nutzen, längere Strecken zwischen den Ladevorgängen absolvieren. Dies wird damit begründet, dass durch das gesteuerte Laden - welches auch günstiges Laden zu Niedriglastzeiten vorsah - unnötiges Zwischenladen während des Tages und zu Spitzenlastzeiten vermieden wurde.

Die aufgeführten Studien, in denen das Fahr- und Ladeverhalten der Nutzer untersucht wurde, zeigen, dass Elektrofahrzeuge im Mittel nicht täglich geladen werden. Dies deutet darauf hin, dass die Nutzer in ihrem Verhalten keiner übergeordneten Routine

(wie z. B. einem täglichen Ladevorgang nach der letzten Fahrt) nachgehen, sondern ihr Ladeverhalten eher vom tatsächlich vorhandenen Energieverbrauch abhängt. Dies widerspricht allerdings den Ergebnissen der Umfragen in /IAF-01 11/ und /ULCVDP-03 11/, bei denen ein Großteil der Befragten sagte, sie würden jede Gelegenheit zum Laden nutzen oder mindestens täglich laden - wobei darauf hingewiesen werden muss, dass es sich zumindest bei den Teilnehmern der Umfrage in /IAF-01 11/ nicht um Nutzer von Elektrofahrzeugen handelt. Dass die Fahrzeuge im Mittel nicht täglich geladen wurden, lässt sich auch darauf zurückführen, dass die Fahrzeuge teilweise nicht täglich genutzt wurden (siehe /ULCVDP-01 13/ mit durchschnittlich 4,4 Fahrten pro Woche). Die in /ULCVDP-02 11/ ermittelte Verteilung der geladenen SOC-Anteile pro Ladevorgang und die in /IAF-01 11/ erfragten Werte zu einer Mindestparkdauer für einen Ladevorgang weisen darauf hin, dass Nutzer die Möglichkeit zu kurzen Ladevorgängen mit kleinen übertragenen Energiemengen ungenutzt lassen. Letztlich lässt sich als Tendenz aus den oben genannten Studien ableiten, dass das maßgebende Kriterium für das Starten eines Ladevorgangs das Unterschreiten eines kritischen SOC-Minimums ist, wobei sich dieser Wert von Nutzer zu Nutzer unterscheidet. Wird ein solcher Wert durch den Energieverbrauch einer Fahrt nicht unterschritten, hängt das Ladeverhalten eines Nutzers von seiner täglichen Routine und auch seiner Einschätzung des Aufwands eines Ladevorgangs ab.

Im Simulationsablauf werden die Ergebnisse der Studien /ULCVDP-01 13/ und /IAF-01 11/ zusammengefasst und in Nutzergruppen gemäß **Tabelle 11-15** aufgeteilt.

Tabelle 11-15: Aufteilung der Nutzergruppen

Immer Laden	Nach letzter Fahrt	Geringer Ladestand			
		21 %	7,6 %	3,3 %	1 %
36 %	31 %				
SOC < 90 % variable min. Parkzeit	Nach letzter Fahrt SOC < 90 % variable min. Parkzeit	SOC < 20 % variable min. Parkzeit	SOC < 20-30 % variable min. Parkzeit	SOC < 30-40 % variable min. Parkzeit	SOC < 40-50 % variable min. Parkzeit

Alle Nutzer, die nicht der Gruppe ‚Geringer Ladestand‘ angehören, bekommen einen Mindest-SOC von 90 % zugewiesen, weil davon ausgegangen wird, dass Fahrzeugbesitzer ihr Fahrzeug nicht laden, wenn der SOC größer als 90 % ist. Die für eine Ladung vorausgesetzte Mindestparkdauer ist in **Abbildung 11-15** dargestellt.

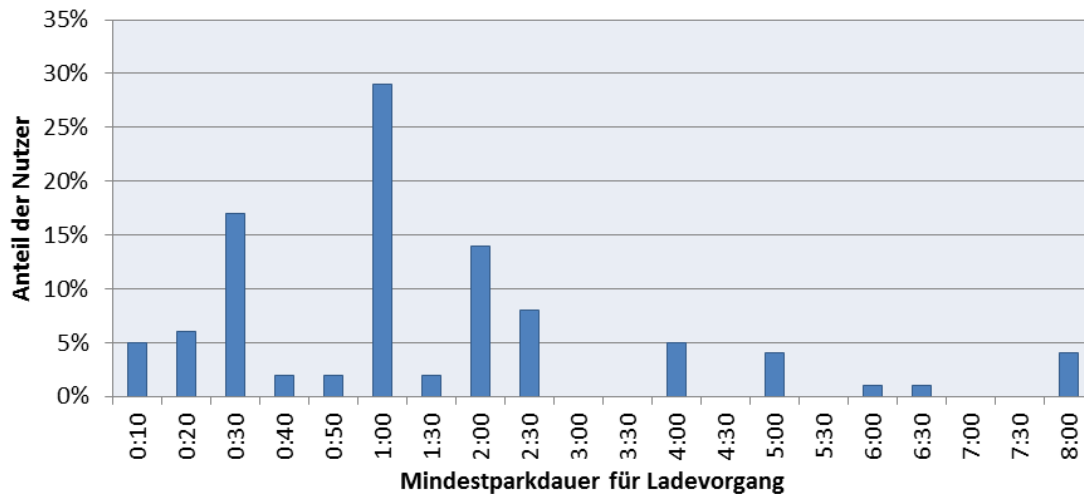


Abbildung 11-15: Anteil der Nutzer, die in Abhängigkeit der Mindestparkdauer einen Ladevorgang durchführen /IAF-01 11/

11.1.2.4 Fahrzeugdurchdringung

Bei reinen BEV lag die Marktdurchdringung in Deutschland im Januar 2013 bei ca. 0,02 %. Bis einschließlich 2013 wurden PHEV und HEV vom Kraftfahrt-Bundesamt in einer Kategorie zusammengefasst. Bei Neuzulassungen werden PHEV seit 2012 gesondert ausgewiesen. Anhand der Neuzulassungszahlen aus /KBA-03 12/ mit 1.385 PHEV von insgesamt 26.348 Hybridfahrzeugen kann der Anteil von PHEV an der Flotte als gering eingeschätzt werden /KBA-01 13/. Zum heutigen Zeitpunkt ist eine seriöse Prognose für die Durchdringung von PHEV und insbesondere BEV nur schwer möglich (vgl. **Abbildung 11-16**).

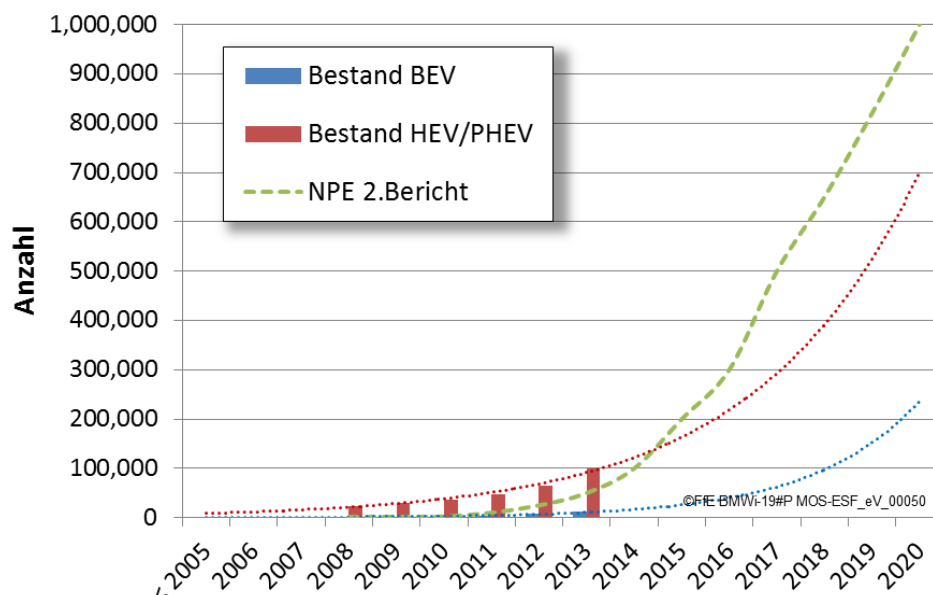


Abbildung 11-16: Entwicklung des Bestands von E- und Hybridfahrzeugen (Quadratische Extrapolation) /KBA-01 13/

Mit der forcierten Einführung von BEV und PHEV durch deutsche Hersteller und dem damit verbundenen Marketing stellen die kommenden Jahre (vor allem 2014 und 2015) einen entscheidenden Zeitraum für die zukünftige Marktdurchdringung von BEV und

PHEV und de facto auch für eine qualitativ höherwertige Vorhersage dar. Grundsätzlich kann die Marktentwicklung von Elektrofahrzeugen anhand verschiedener Faktoren eingeschätzt werden. In /FFE-37 10/ wurde ein Stufenmodell entwickelt, in dem die ausschlaggebenden Einflüsse auf die potenzielle Marktdurchdringung von BEV priorisiert wurden. Als wichtigstes Kriterium gilt die Verfügbarkeit von Elektrofahrzeugen auf dem Markt. Erst durch ein ausreichendes Fahrzeugangebot in den unterschiedlichen Segmenten kann ein Massenmarkt bedient werden. Die Alltagstauglichkeit stellt den zweitwichtigsten Einflussfaktor dar. Zentrale Themen wie Reichweite pro Batterieladung (zu erbringende Tagesfahrleistung), Platzverfügbarkeit im Fahrzeug (Einschränkungen bezüglich des Transports von Personen oder Gütern) und Begrenzungen hinsichtlich der Maximalgeschwindigkeit (Autobahntauglichkeit) spielen dabei eine Rolle.

Weiterhin gilt die Wirtschaftlichkeit von BEV gegenüber den Benzin- und Dieselfahrzeugen als wesentliches Kriterium für die Marktdurchdringung. In den meisten Studien werden TCO-Rechnungen (Total Cost of Ownership) für die verschiedenen Antriebskonzepte zugrunde gelegt, in der die Anschaffungs- und Nutzungskosten verglichen werden. In /ISI-01 13/ und /FFE-22 11/ wurde gezeigt, dass die Wirtschaftlichkeit stark vom individuellen Nutzungsprofil abhängt. Die höheren Anschaffungskosten eines BEV oder PHEV können nur durch eine hohe Fahrleistung amortisiert werden. Im Folgenden werden die Ergebnisse aktueller Studien zu diesem Thema vorgestellt. Die Nationale Plattform Elektromobilität (NPE) hat in ihrem zweiten Bericht /NPE-01 11/ ein Szenario zur Marktentwicklung von Elektrofahrzeugen entworfen. Dabei wird die Entwicklung des Fahrzeugbestands von Elektrofahrzeugen inklusive PHEV bis 2020 auf eine Million Exemplare geschätzt. Hierbei wird allerdings davon ausgegangen, dass Anreizmechanismen bestehen, die die Marktdurchdringung von Elektrofahrzeugen begünstigen sollen. Sollte dies nicht erfolgen, wird von einem Fahrzeugbestand etwa in halber Größe (ca. 450.000 Stück) ausgegangen. Weiterhin wird prognostiziert, dass BEV und PHEV einen etwa gleich großen Marktanteil haben werden.

Ein weiteres Szenario von Shell Deutschland /SHE-01 09/ sowie eine gemeinsame Studie des Öko-Instituts e.V. mit dem Institut für sozial-ökologische Forschung Frankfurt /ISOE-01 11/ gehen von ähnlichen Entwicklungen aus. Das Fraunhofer-Institut ISI stellt drei verschiedene Prognosen auf /ISI-01 13/, wobei das Contra-Elektromobilität-Szenario, aufgrund von offensichtlich unplausiblen Zahlen (keine BEV bis 2017, tatsächlich waren Anfang 2014 laut /KBA-01 13/ schon 12.156 Elektrofahrzeuge vorhanden) von der Auswertung ausgeschlossen wird. Hieraus lassen sich die in **Abbildung 11-17** dargestellten Entwicklungspfade der Marktdurchdringung ableiten. Bei den prognostizierten Fahrzeugzahlen der einzelnen Studien handelt es sich stets um BEV und PHEV.

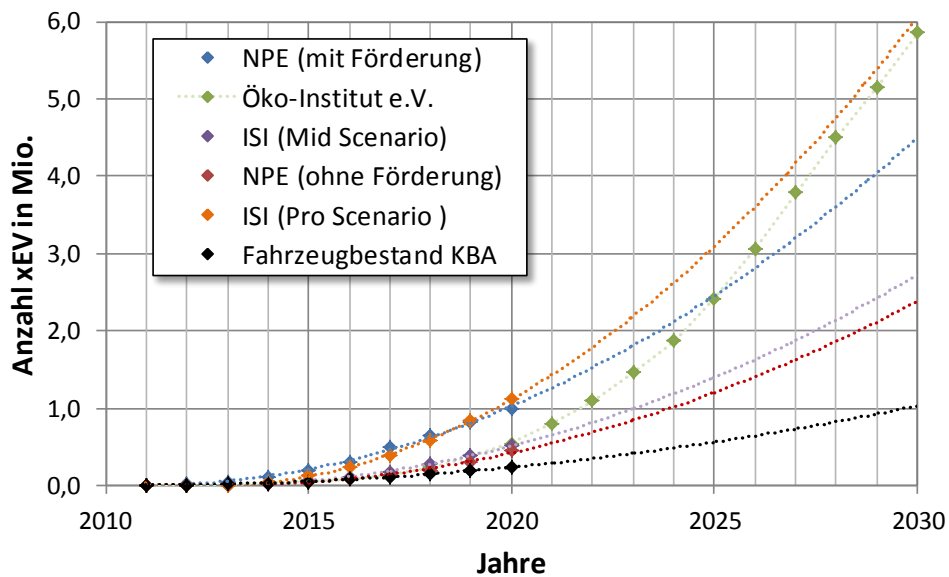


Abbildung 11-17: Prognosen zur Marktdurchdringung von BEV und PHEV

Aus den Szenarien der Studien wurden die Fahrzeugzahlen bis 2030 extrapoliert. Hierfür wird eine quadratische Extrapolation verwendet, da sich der Markthochlauf auch 2030 noch im Anfangsstadium befindet (< 15 % Marktanteil).

Langfristig ist jedoch davon auszugehen, dass sich die Fahrzeugzahlen entlang einer Sigmoid-Kurve entwickeln, womit auch dämpfende Effekte wie Fahrzeugabmeldungen und eine sukzessive Marktdeckung berücksichtigt wären. Ab einem Fahrzeugalter von ca. 10 Jahren werden Fahrzeuge aufgrund von Verschleißerscheinungen in der Regel abgemeldet. Zusätzliche Effekte, wie beispielsweise eine voraussichtlich ab 2025 ansteigende Abmelderate der Fahrzeuge, die im Extrapolationszeitraum wirken, wurden nicht berücksichtigt. In **Abbildung 11-18** sind die aus den Prognosen abgeleiteten Szenarien dargestellt.

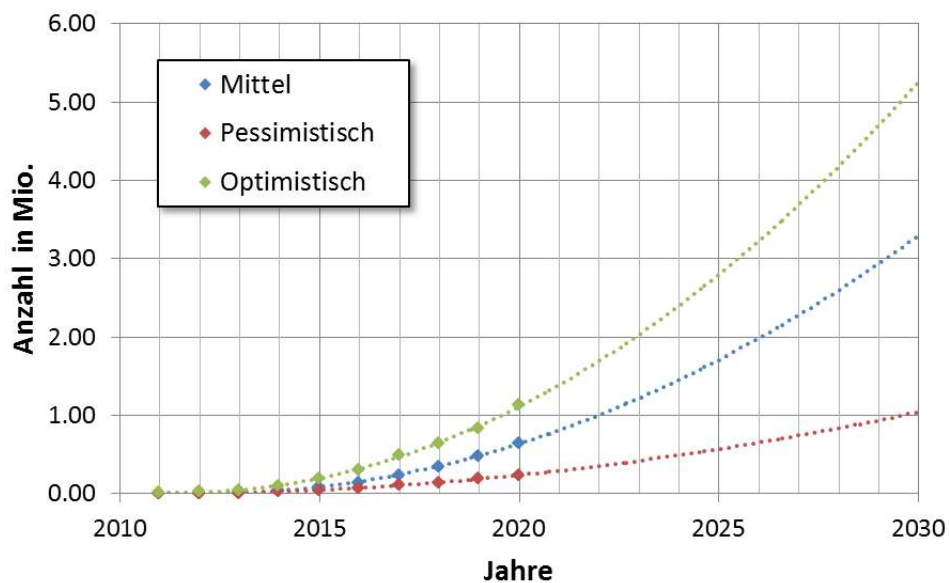


Abbildung 11-18: Szenarien zur Marktdurchdringung von BEV und PHEV

Das pessimistische Szenario ist durch die Bestandszahlen des Kraftfahrt-Bundesamtes /KBA-01 13/ aus den Jahren 2011 bis 2013 gegeben. Aufgrund der geringen

Datengrundlage ist die Extrapolation dieser Daten mit großen Unsicherheiten behaftet. Andererseits sind diese Daten die einzig verfügbaren realen Bestandsdaten und finden daher in dieser Studie Anwendung.

Für die Auswertung ist weiter der Anteil an BEV von der Gesamtzahl der Elektrofahrzeuge (BEV und PHEV) relevant. Hierzu werden dieselben Studien verwendet. Der Nationale Entwicklungsplan Elektromobilität setzt generell einen BEV-Anteil von 45 % an.

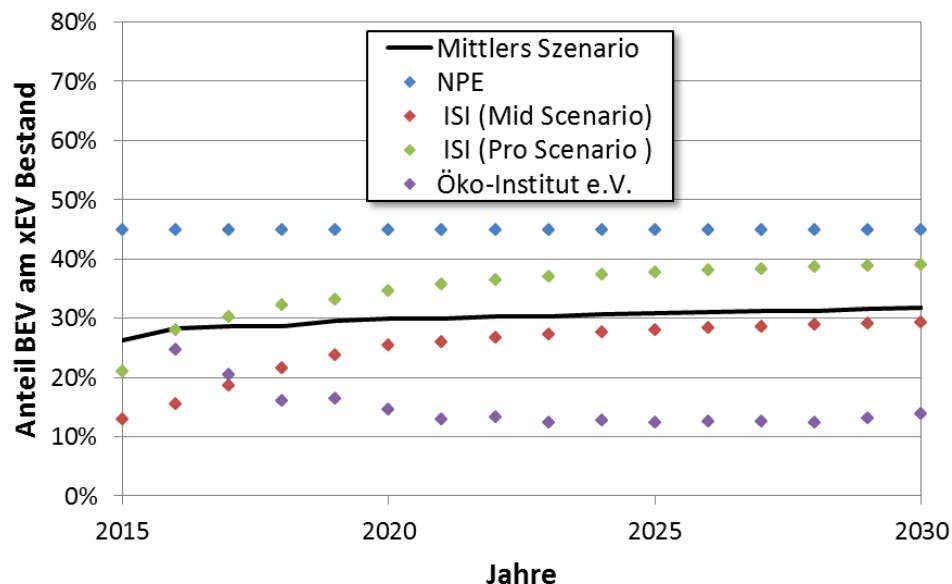


Abbildung 11-19: Szenarien zur Marktdurchdringung von Elektrofahrzeugen

11.1.2.5 Energieverbrauch der Fahrzeuge

Der Energieverbrauch eines Elektrofahrzeugs weist besonders bei niedrigen Ladeleistungen eine signifikante Sensitivität gegenüber dem Sekundärnutzungspotenzial auf. Bei gegebener zeitlicher Einsatzplanung eines BEV bewirkt ein höherer Verbrauch eine Zunahme der anschließend zugeführten Ladeenergie und damit der Ladezeit, wodurch weniger Spielraum zur Flexibilisierung des Ladevorgangs zur Verfügung steht. Bei höheren Ladeleistungen relativiert sich dies, da das Verhältnis von Ladezeit zu Koppelzeit mit steigender Ladeleistung reduziert wird und somit der regelbare Zeitanteil wieder zunimmt.

Die Modellierung des spezifischen Verbrauchs erfolgt in Anlehnung an die Variablen der MID2008 - Wegeart, Fahrzeugklasse und Durchschnittsgeschwindigkeit. Aus /EUCO-02 13/ und der Studie /ÖVK-01 12/ werden die Verbräuche in Abhängigkeit der mittleren Umgebungstemperatur und des Fahrtentyps entwickelt.

Klimadaten

Es werden Daten des Test Reference Year (TRY), welche vom Deutschen Wetterdienst zusammengetragen wurden, verwendet. Es handelt sich dabei um stündliche Werte für 15 über Deutschland verteilte Klimazonen. Die in dieser Arbeit genutzten Daten wurden mit Hilfe der Gemeindeeinwohnerzahlen gemäß Formel (11-2) auf Bundeslandebene umgerechnet, sodass für 16 Bundesländer stündliche Temperaturwerte zu Verfügung stehen. Die Temperaturwerte eines Bundeslandes werden dabei über die

Temperaturwerte der Bundeslandgemeinden, welche mit der Bevölkerungsanzahl der Gemeinden gewichtet werden, ermittelt.

$$T(BL, h) = \frac{\sum_{Gem \in BL} EWZ_{Gem} \cdot T(TRY(Gem), h)}{\sum_{Gem \in BL} EWZ_{Gem}} \quad (11-2)$$

Antriebsverbrauch

Der reine Antriebsverbrauch ist durch die Fahrwiderstände, Luft-, Roll- und Beschleunigungswiderstand sowie die Wirkungsgradverluste gegeben. Grundsätzlich ist der spezifische Antriebsverbrauch eines Fahrzeuges abhängig von der Fahrweise und den Fahrzeugkennwerten. Die Fahrweise ist durch das jeweilige Geschwindigkeitsprofil definiert. Für den Verbrauch ausschlaggebend sind hierbei die charakteristische Beschleunigung, die Durchschnittsgeschwindigkeit sowie die Spannweite der gefahrenen Geschwindigkeit, ausgedrückt durch den Quotienten aus arithmetischem Mittel und kubischem Mittel der Geschwindigkeit /SIM-01 05/. Die Fahrzeugkennwerte sind durch die Abmaße, das Gewicht und die technischen Eigenschaften des Fahrzeuges – wie Wirkungsgrad des Antriebsstranges und Reifenbeschaffenheit – gegeben. Für die Betrachtung werden die Fahrweise und Fahrzeugbeschaffenheit kategorisiert, so dass ein Abgleich mit den MiD-Daten erfolgen kann. Für die Ermittlung des spezifischen Verbrauches werden zunächst Fahrzeugmodelle erstellt, die den Segmenten Kleinwagen, Mittelklasse und Oberklasse zugeschrieben werden können. Anschließend werden Fahrstreckentypen entsprechend den Angaben aus der MiD 2008 Stadt-, Landstraßen- und Autobahnfahrten definiert. Mit einer Verbrauchssimulation werden abschließend anhand der definierten Fahrzeugkennwerte und Geschwindigkeitsprofile die Antriebsverbräuche bestimmt.

Die Zuordnung der Fahrzeuge in die Segmente wurde ursprünglich vom Kraftfahrt-Bundesamt vorgenommen, um eine bessere Vergleichsmöglichkeit vor allem in der Marktforschung zu gewährleisten. Die Einteilungskriterien sind nicht fest definiert, sondern erfolgen anhand optischer, technischer und marktorientierter Merkmale /KBA-02 13/. Ausgehend von der Studie /EUCO-02 13/ werden – basierend auf den Fahrzeugsegmenten – generische Fahrzeugmodelle erstellt. Dabei werden Annahmen zu der zukünftigen Entwicklung der Fahrzeugkennwerte getroffen. Die für den spezifischen Verbrauch relevanten Kennwerte sind:

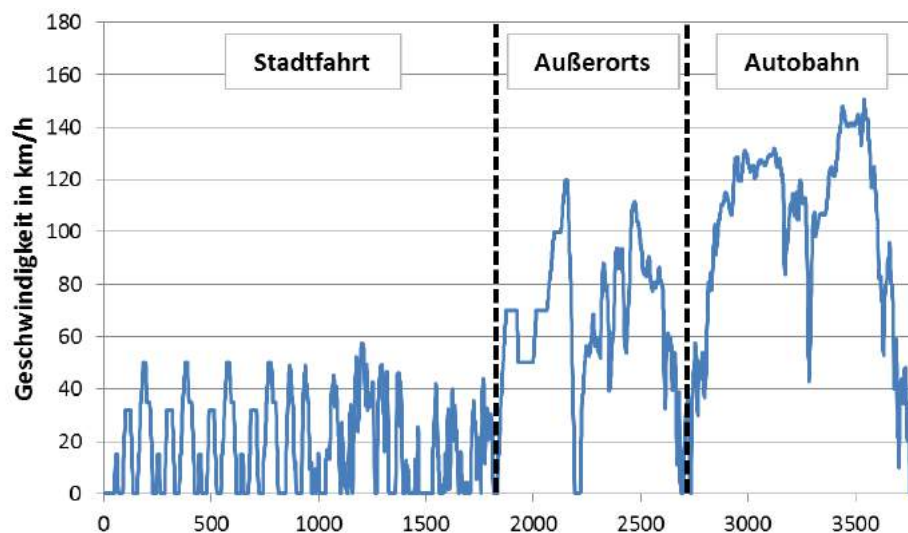
- Stirnfläche
- Luftwiderstandsbeiwert
- Fahrzeugmasse
- Rollreibungskoeffizient
- Wirkungsgrade von Batterie und Antriebsstrang

In **Tabelle 11-16** sind die Kennwerte der generischen Fahrzeugklassen dargestellt. Gewicht, cw-Wert und Rollwiderstand sollen sich in den kommenden Jahren in Richtung eines niedrigeren Verbrauchs verändern.

Tabelle 11-16: Fahrzeugkennwerte für verschiedene Segmente

	A/B Segment		C Segment		E Segment Limousine		
	2010	2020+	2010	2020+	2010	2020+	
Gewicht	1065,3	959,9	1365,0	1230,0	1662,8	1498,4	[kg]
Stirnfläche	2,0		2,2		2,3		[m ²]
cw-Wert	0,32	0,26	0,30	0,24	0,27	0,22	[/]
Rollwiderstand	0,007	0,005	0,007	0,005	0,007	0,005	[/]
Verbrauch elektrisch NEFZ Simulation	9,9	7,6	11,4	8,8	12,1	9,2	kWh/100km

Die Kategorisierung der Wegearten – Stadt-, Landstraßen- und Autobahnfahrt – erfolgt anhand des neuen europäischen Fahrzyklus (NEFZ) und der Artemis Zyklen (Assessment and Reliability of Transport Emission Models and Inventory Systems). Diese wurden ursprünglich entwickelt, um ein realistisches Abbild von Verbrauch und Schadstoffemissionen in Testzyklen zu schaffen. In **Abbildung 11-20** sind die für die Verbrauchsermittlung verwendeten Geschwindigkeitsprofile dargestellt.

**Abbildung 11-20:** Artemis Fahrzyklen

Anschließend wird mit Hilfe der Fahrzeugmodelle und den Fahrzyklen der spezifische Verbrauch für die verschiedenen Streckentypen bestimmt. Hierzu werden in einer Verbrauchssimulation zunächst Wirkungsgrade der Fahrzeugklassen so festgelegt, dass eine Übereinstimmung des NEFZ-Verbrauchs aus /EUCO-02 13/ gegeben ist. In der Verbrauchssimulation werden die Fahrleistungen aus den Fahrwiderständen und Wirkungsgraden berechnet. Der Simulation liegt ein Fahrleistungsmodell zugrunde, das die Energieverbräuche von konventionellen, elektrischen sowie hybriden Autos darstellen kann. Die Leistung, die zur Überwindung aller Widerstände aufgebracht werden muss, ergibt zusammen mit der Bordnetzleistung die Nutzleistung. Die Verluste in Motor, Getriebe und Batterie werden über Wirkungsgrade berücksichtigt, so dass schließlich die aufzubringende effektive Leistung und damit auch der Energieverbrauch berechnet werden kann. In **Tabelle 11-17** sind die resultierenden Verbräuche für 2010 dargestellt.

Tabelle 11-17: *Ergebnisse Antriebsverbrauch*

Temperatur	Kleinwagen			Mittelklasse			Oberklasse		
	Stadt	Außerorts	Autobahn	Stadt	Außerorts	Autobahn	Stadt	Außerorts	Autobahn
30°C	9,4	11,2	18,3	11,8	12,7	19,7	13,3	13,4	19,9
20°C	9,5	11,4	18,8	11,8	12,9	20,2	13,4	13,6	20,3
10°C	9,5	11,6	19,3	11,9	13,1	20,7	13,4	13,8	20,8
0°C	9,6	11,9	19,9	11,9	13,4	21,2	13,5	14,0	21,3
-10°C	9,6	12,2	20,5	12,0	13,7	21,8	13,5	14,3	21,9
-20°C	9,7	12,5	21,1	12,0	14,0	22,5	13,6	14,6	22,5

Nebenverbraucher und Klimatisierung

Für den Verbrauch ist weiterhin der Verbrauch der Nebenaggregate, insbesondere der Heiz und Kühlbedarf, relevant. Im Winter kann der Heizenergiebedarf den Fahrenergiebedarf deutlich übersteigen /FFE-15 12/.

Eine detaillierte Verbrauchsanalyse für verschiedene Elektrofahrzeuge findet sich in der Untersuchung „Batterieelektrische Fahrzeuge in der Praxis“ /ÖVK-01 12/, welche im Auftrag des Österreichischen Vereins für Kraftfahrzeugtechnik ÖVK und des Österreichischen Automobil-, Motorrad und Touring Clubs ÖAMTC an der technischen Universität Wien durchgeführt und im Oktober 2012 veröffentlicht wurde. Diese Messung dient als Grundlage für die Modellierung des Neben- und Klimatisierungsverbrauchs. Neben der Vermessung eines konventionell angetriebenen Pkws und eines Lieferwagenmodells, welche für die vorliegende Betrachtung nicht gebraucht werden, wurden vier rein elektrisch angetriebene Fahrzeugmodelle vermessen. Diese sind in **Tabelle 11-18** mit grundlegenden Fahrzeugkennwerten aufgelistet.

Tabelle 11-18: *Gemessene BEV laut /ÖVK-01 12/*

Modell	Baujahr	Leistung [kW]	Gewicht [kg]	Batteriekapazität [kWh]
Mitsubishi iMiev	2011	49	1.100	16
Smart fortwo ed	2011	35	1.010	17,6
Mercedes Benz A-Klasse E-Cell	2011	70	1.635	36
Nissan Leaf	2011	80	1.665	24

Bei dem Nissan Leaf handelt es sich um das Vorgängermodell des heute erhältlichen Modells. Die Mercedes Benz A-Klasse E-Cell war bis zum heutigen Zeitpunkt nicht zu erwerben. Die Modelle von Nissan und Mercedes können der Größenklasse „mittel“, die Modelle von Mitsubishi und Smart der Klasse „klein“ zugeordnet werden. Folgende Fahrzustände wurden untersucht:

- Stop&Go
- Innerorts
- Außerorts
- Autobahn
- ADAC ecoTest Elektrofahrzeugzyklus
- Konstante Fahrt bei 30, 50, 70, 100, 130 km/h

Bei dem ADAC ecoTest Fahrzyklus handelt es sich um ein kombiniertes Fahrprofil mit Innerorts-, Außerorts- und Autobahnanteilen /ADAC-01 13/. Eine genaue Definition der verwendeten Fahrzyklen findet sich im Ergebnisbericht der zitierten Studie /ÖVK-01 13/. Die Zusammensetzung der Fahrzyklen Innerorts, Außerorts und Autobahn ist wie bei der Ermittlung des Antriebsverbrauchs in Abbildung 11-20 aufgeführt.

Alle genannten Untersuchungen wurden für Temperaturen zwischen -20 °C und 30 °C mit einer Schrittweite von 10 °C durchgeführt. Bei Temperaturen kleiner 20 °C wurde die Heizung, bei 30 °C die Klimaanlage verwendet. Bei genau 20 °C waren sowohl Heizung als auch Klimaanlage nicht in Betrieb. Die einzustellende Temperatur für Heizung und Klimaanlage betrug 22 °C. Als Nebenverbraucher waren zusätzlich das Tagfahrlicht und das Radio in Betrieb. Für alle Messungen liegen der spezifische Energieverbrauch in kWh/km für den Fahraufwand (inklusive Inverter), für die Heizung bzw. die Klimaanlage sowie die zusätzlichen 12 V-Nebenverbraucher vor. Neben den Fahrverbräuchen wurden der Energiebezug aus dem Stromnetz, die Lade- und Entladeverluste, Ladedauer und Reichweite für alle untersuchten Fälle bestimmt. Die Daten sind in /ÖVK-02 12/ einzusehen. In der **Tabelle 11-19** und

Tabelle 11-20 sind die Verbräuche für Klimatisierung und Nebenverbraucher dargestellt.

Tabelle 11-19: *Ergebnisse Heiz- und Kühlverbrauch in kWh/100km*

Temperatur	Kleinwagen			Mittelklasse			Oberklasse		
	Innerorts	Außerorts	Autobahn	Innerorts	Außerorts	Autobahn	Innerorts	Außerorts	Autobahn
30°C	4,28	1,20	0,85	4,28	1,20	0,85	4,28	1,20	0,85
20°C	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10°C	5,3	1,5	1,0	4,9	1,4	0,9	4,5	1,3	0,7
0°C	11,5	3,2	2,3	11,8	3,2	2,1	12,1	3,2	2,0
-10°C	16,1	4,5	3,2	18,0	5,0	3,2	20,1	5,4	3,3
-20°C	19,6	5,5	3,9	24,8	6,8	4,4	31,3	8,5	4,9

Tabelle 11-20: *Ergebnisse 12 V Bordnetz in kWh/100km*

Temperatur	Kleinwagen			Mittelklasse			Oberklasse		
	Innerorts	Außerorts	Autobahn	Innerorts	Außerorts	Autobahn	Innerorts	Außerorts	Autobahn
30°C	2,2	0,6	0,5	3,1	0,8	0,6	4,2	0,9	0,6
20°C	1,3	0,4	0,3	1,2	0,3	0,2	1,1	0,3	0,2
10°C	1,5	0,4	0,3	1,4	0,3	0,3	1,4	0,3	0,2
0°C	1,8	0,5	0,3	2,0	0,6	0,4	2,3	0,7	0,5
-10°C	1,7	0,5	0,3	2,8	0,7	0,8	4,4	1,1	1,9
-20°C	1,8	0,5	0,4	4,6	1,3	1,1	11,8	3,8	3,2

Der Verbrauch für Heizung und Klimaanlage ist für niedrige Geschwindigkeiten höher, wobei der Heizungs- bzw. Klimaanlageenergieaufwand für den Innerortszyklus überproportional hoch ist. Auch bei den Nebenverbrauchern ist der Energiebedarf bei niedrigeren Geschwindigkeiten am höchsten. Dies ist damit zu begründen, dass der Energiebedarf von Nebenverbrauchern wie Heizung oder Radio mit zunehmender Fahrzeit steigt und sich somit umgekehrt proportional zur Geschwindigkeit verhält. Der Antriebsaufwand hingegen ist proportional zur Fahrgeschwindigkeit. Für den Nebenverbrauch werden die in /ÖVK-01 12/ getrennt gemessenen Verbraucher Heizung bzw. Klimaanlage sowie Radio und Tagfahrlicht zum Posten Nebenverbrauch zusammengefasst.

In folgender **Abbildung 11-21** ist der spezifische Fahrzeugverbrauch des generischen Mittelklassefahrzeugs exemplarisch abgebildet. Die Einflüsse der Verbrauchsarten – Antriebsverbrauch, Heizung/Klima und 12 V Bordnetzverbrauch- sind farblich dargestellt. Es zeigt sich, dass der Klimatisierungsbedarf bei Stadtfahrten bzw. bei niedrigen Geschwindigkeiten stärkeren Einfluss auf den Gesamtverbrauch hat. Im Mittel ergibt sich ein Verbrauch über die im Diagramm dargestellten Temperaturbereiche und Streckentypen von 16,8 kWh/100km für Kleinwagen, 18,6 kWh/100km für Mittelklassefahrzeuge und 19,4 kWh/100km für Oberklassefahrzeuge.

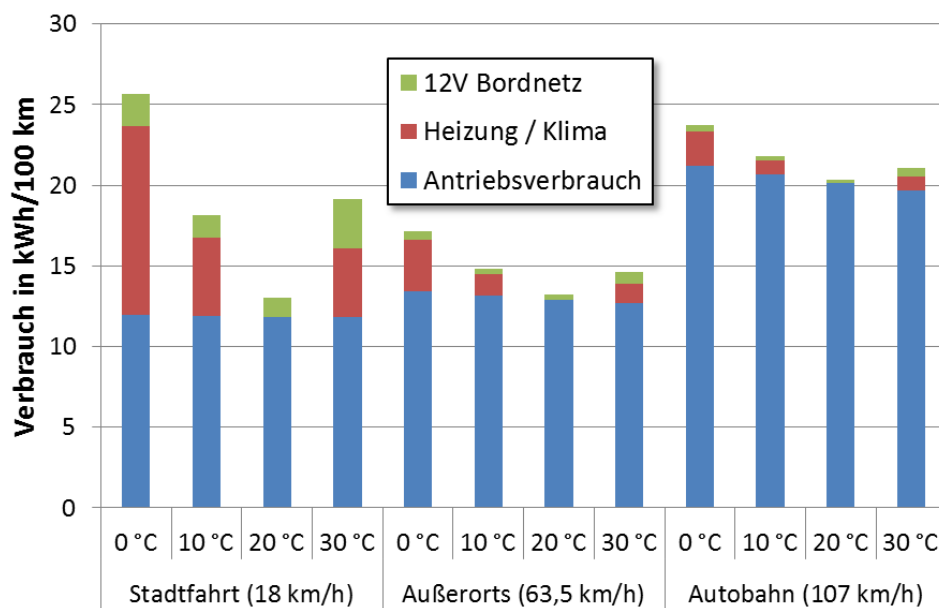


Abbildung 11-21: Verbrauch Mittelklassefahrzeug bei verschiedenen Umgebungstemperaturen und Streckentypen

Die Ergebnisse für den Fahrzeugverbrauch wurden in Zusammenarbeit mit BMW plausibilisiert. Plausibilisierungsgrundlage stellten dabei die Verbrauchswerte des Elektrofahrzeugs i3 von BMW dar.

Je nach Außentemperatur macht der Heizungs- und Kühlverbrauch einen bedeutenden Anteil des Gesamtverbrauchs aus. Die gesamte zum Heizen benötigte Energiemenge wird aus der Batterie bezogen. Bei der Klimatisierung der Elektrofahrzeuge ist also noch deutliches Energieeinsparpotenzial vorhanden. Folgende Möglichkeiten könnten in Zukunft zur Anwendung kommen:

- Gezielte Heizung des Personenumfeldes anstatt der gesamten Fahrgastzelle durch Sitzheizung/Lenkradheizung
- Besserer Ausnutzungsgrad der genutzten elektrischen Energie durch eine Wärmepumpe
- Bessere Isolierung der Fahrgastzelle

Die Verbräuche werden mit einer Effizienzsteigerung von 1,2 % pro Jahr beaufschlagt, um die zukünftige Entwicklung der Fahrzeuge zu berücksichtigen. Dieser Wert wurde in Anlehnung an /IFEU-01 11/ gewählt. In /EUCO-02 13/ wird eine Verbrauchsreduzierung von 2,2 %/a von 2010 bis 2020+ bei generischen Mittelklasse BEV angegeben. Der elektrische Verbrauch von PHEV wird dem eines reinen Elektrofahrzeugs gleichgesetzt. Laut /IFEU-01 11/ ist dies möglich, da der Gewichtsunterschied zu vernachlässigen ist. PHEV haben zwar eine kleinere Batterie, durch den doppelten Antriebsstrang ist das Fahrzeuggewicht jedoch etwa gleich hoch wie bei reinen BEV.

11.2 Technologiespezifische und regulatorische Rahmenbedingungen

Die Standardisierung im Bereich Elektromobilität ist in den letzten Jahren stark vorangetrieben worden. Vor allem im Bereich der elektrischen Anbindung an das Stromnetz sind Normen und Richtlinien entstanden. Im Folgenden sind aktuelle und in

Entwicklung befindliche Normen und Richtlinien im Bereich Elektromobilität aufgeführt.

- DIN EN 61851-1: Elektrische Ausrüstung von Elektro-Straßenfahrzeugen - Konduktive Ladesysteme für Elektrofahrzeuge
- DIN EN 62196-1: Stecker, Steckdosen, Fahrzeugkupplungen und Fahrzeugstecker - Konduktives Laden von Elektrofahrzeugen
- VDE-AR-E 2122-4-2: Elektrische Ausrüstung von Elektro-Straßenfahrzeugen - Induktive Ladung von Elektrofahrzeugen
- DIN EN 61439-7 (Entwurf): Anschlussschränke im Freien am Niederspannungsnetz der allgemeinen Versorgung – technische Anschlussbedingungen für den Anschluss von ortsfesten Schalt- und Steuerschränken, Zähleranschlussäulen, Telekommunikationsanlagen und Ladestationen für Elektrofahrzeuge
- E DIN EN 61980-1 (Entwurf): Kontaktlose Energieübertragungssysteme (WPT) für Elektrofahrzeuge
- DIN EN 62752 (Entwurf): Ladeleitungsintegrierte Steuer- und Schutzeinrichtung für die Ladebetriebsart 2 von Elektro-Straßenfahrzeugen
- ISO 17409 (Entwurf) Elektrisch angetriebene Straßenfahrzeuge - Anschluss an eine externe Stromversorgung - Sicherheitsanforderungen

Hinsichtlich der Standardisierung im Bereich des gesteuerten Ladens ist die in Kapitel 11.1 beschriebene Norm ISO / IEC 15118 zu nennen. Die rechtliche Regulierung des Datenschutzes erfolgt analog zu den Entwicklungen im Bereich Smart Grid. In § 21i EnWG sind hierzu technische Richtlinien angegeben. Es ist davon auszugehen, dass weitere regulatorische Rahmenbedingungen hinzukommen könnten, sobald die ersten kommerziellen Anwendungen des gesteuerten Ladens etabliert sind.

11.3 Technoökonomische Kennwerte

Im Folgenden werden die Methodik und technoökonomischen Kennwerte vorgestellt. Dabei werden die in Kapitel 11.1 erörterten Einflussgrößen berücksichtigt und in eine Flottensimulation implementiert. Als Ergebnis werden das technische Potenzial sowie die zeitliche Verfügbarkeit ausgewiesen.

Zur Modellierung der Einsatzplanung von virtuellen Kraftwerken bzw. Speichern, bestehend aus Elektrofahrzeugen, existieren unterschiedliche Ansätze. Hier wurde ein empirischer Ansatz basierend auf der „Mobilität in Deutschland“ Studie gewählt /INFAS-01 10/. Dagegen steht ein Ansatz mit konkreter Anzahl an Nutzergruppen, wie er beispielsweise im Projekt KW21 Verwendung fand, /FFE-15 12/.

Der Nutzergruppenansatz kann zu einer überhöhten Ausbildung von Lastspitzen führen, da nur die Werte der Nutzergruppen hochskaliert und randomisiert werden. Diese synthetische Homogenisierung des Flottenverhaltens vereinfacht die Einsatzplanung der Fahrzeuge erheblich, andererseits wird dadurch die reale Nutzungscharakteristik verfälscht. Daher bildet der verwendete empirische Ansatz eher das Gesamtverhalten der Nutzer ab, was hier von entscheidender Bedeutung ist. Daraus ergibt sich ein kontinuierlicher Last- und Bedarfsgang, mit dessen Hilfe die Elektrofahrzeuge als funktioneller Energiespeicher dargestellt werden können.

Damit ergibt sich als Teil der Simulationsergebnisse die in Kapitel 1 beschriebenen zeitvariablen Größen, mit denen die Einsatzplanung aller funktionalen Speicher modelliert wird. Diese sind definiert als:

- (unflexibler) Ladelastgang
- Anschlussleistungsgang
- Bedarfsgang (Ladelastgang, bei dem die Fahrzeuge zum jeweils spätest möglichen Zeitpunkt laden, ohne dabei das Mobilitätsverhalten zu beeinträchtigen)
- Kapazitätsgang

Am Beispiel eines Elektroautos mit konkretem Ladeverhalten wird nun das grundsätzliche Prinzip des Kapazitätsganges erklärt. Daraus wird dann der Übergang zum allgemeinen Fall mit kontinuierlichen Ladelast- bzw. Bedarfsgang gefolgert.

In **Abbildung 11-22** ist das Verhalten vereinfacht dargestellt. Ein Elektrofahrzeug kann das Laden zum Anschlusszeitpunkt $t_{\text{Ladestart}}$ beginnen und es muss spätestens bis zum Zeitpunkt t_{Abfahrt} vollgeladen sein. Um das Bild zu vereinfachen ist der Ladevorgang in drei gleiche Ladeblöcke (1h unter konstanter Leistung) aufgeteilt. Es wird angenommen, dass die Batterie eine freie Kapazität bei Fahrzeugankunft von drei Ladeblöcken hat. Das volle Laden gleich zu Beginn (hellgraue Blöcke) entspricht dem unflexiblen Lastgang und das letztmögliche Laden (dunkelgraue Blöcke), dem Bedarfsgang. Zudem ist der Verlauf der dem Netzsystem zur Verfügung stehenden freien Speicherkapazität (Kapazitätsgang) dargestellt, welche im Folgenden genauer erklärt wird.

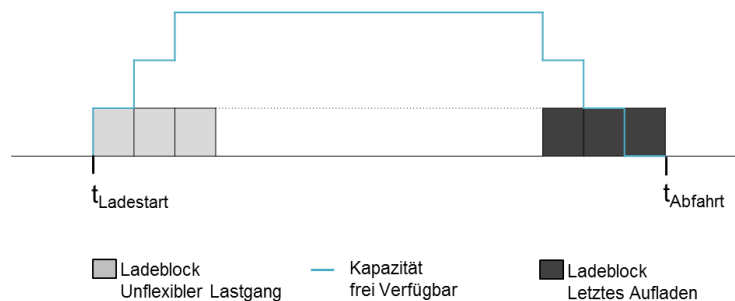


Abbildung 11-22: Schematische Darstellung des Ladelastgangs, Bedarfsgangs und des Kapazitätsgangs für ein Elektrofahrzeug

Die freie Speicherkapazität ist der „virtuelle Speicher“ den ein Fahrzeug dem Netzsystem zur Verfügung stellen kann. Dabei spielt der reale Ladestand keine Rolle solange die Endbedingung (das Fahrzeug ist zum Abfahrtszeitpunkt voll geladen) erfüllt wird. Zu Beginn baut sich die Kapazität langsam auf, da man nicht mit mehr Leistung als der maximalen Ladeleistung laden kann und somit nicht von Anfang an die volle Kapazität als freie Speicherkapazität zur Verfügung steht. Gegen Ende der Standdauer des Fahrzeugs steht ebenfalls nicht mehr die volle Kapazität zur freien Verfügung, da diese vorgehalten werden muss, um den Endzustand (Batterie voll geladen) zu gewährleisten. Zwischen dem Laden zu Beginn und dem Vorhalten von Ladung zum Ende der Standdauer steht die volle Batteriekapazität als Speicherkapazität dem System zur Verfügung.

Dieses Verhalten kann auch mit Hilfe der Speichergleichung

$$P_{in}(t)dt - P_{out}(t)dt = dW(t) \quad (11-3)$$

P_{in} [kW]:	Ladeleistung
P_{out} [kW]:	Entladeleistung
dW [kWh]:	Änderung Energieinhalt Speicher

beschrieben werden. Im hier betrachteten Fall der virtuellen Speicherkapazität entspricht die Ladeleistung dem unflexiblen Lastgang, da die Kapazität nicht schneller als mit maximaler Ladung zu Beginn aufgebaut werden kann. Die Entladeleistung entspricht dem entnommenen Teil, der nicht als virtuelle Speicherkapazität zur Verfügung steht. Somit entspricht sie auch dem Bedarfsgang des Fahrzeugs, da dieser Teil am Ende der Standzeit vorgehalten werden muss, um die Endbedingung (Batterie voll geladen) zu gewährleisten. Somit ergibt sich die Änderung der Speicherkapazität aus der Differenz der Ladeleistung und Entladeleistung bzw. Bedarf. Kumuliert über die gesamte Standzeit ergibt sich dann der Kapazitätsgang.

Für einen kontinuierlichen Ladelast- bzw. Bedarfsgang, wie man ihn aus der Flottensimulation erhält, ergibt sich somit für den Kapazitätsgang:

$$E_{kap}(t) = \int_0^t P_{unflex}(t) - P_{late}(t) dt \quad (11-4)$$

E_{kap} [kWh]:	Kapazitätslastgang
P_{unflex} [kW]:	(unflexibler) Ladelastgang
P_{late} [kW]:	Bedarfsgang

Der Anschlussleistungsgang errechnet sich aus dem Kapazitätsgang multipliziert mit dem Quotienten aus durchschnittlicher Ladeleistung und Ladeenergie pro Fahrzeug.

$$P_{Anschluss}(t) = E_{kap}(t) \times \frac{P_{CHavg}}{E_{CHavg}} \quad (11-5)$$

$P_{Anschluss}$ [kW]:	Anschlussleistung
E_{kap} [kWh]:	Kapazitätslastgang
P_{CHavg} [kW]:	durchschnittliche Ladeleistung
E_{CHavg} [kWh]:	durchschnittliche Ladeenergie

Neben den genannten Lastgängen werden charakteristische Flottenmerkmale definiert, die aus der Nutzung der Fahrzeuge abgeleitet werden, wie z. B. Ladevorgänge pro Woche, Verhältnis Ladezeit zu Ansteckzeit etc. Mit diesen Größen ist es möglich, Richtgrößen für das Speicher- bzw. Flexibilisierungspotenzial zu quantifizieren.

In folgender Abbildung sind die Lastgänge exemplarisch dargestellt. Die Ergebnisse dienen als Eingangsgröße für die anschließende Berechnung des betriebs- und volkswirtschaftlichen Nutzens der Speichertechnologie „Elektromobilität“.

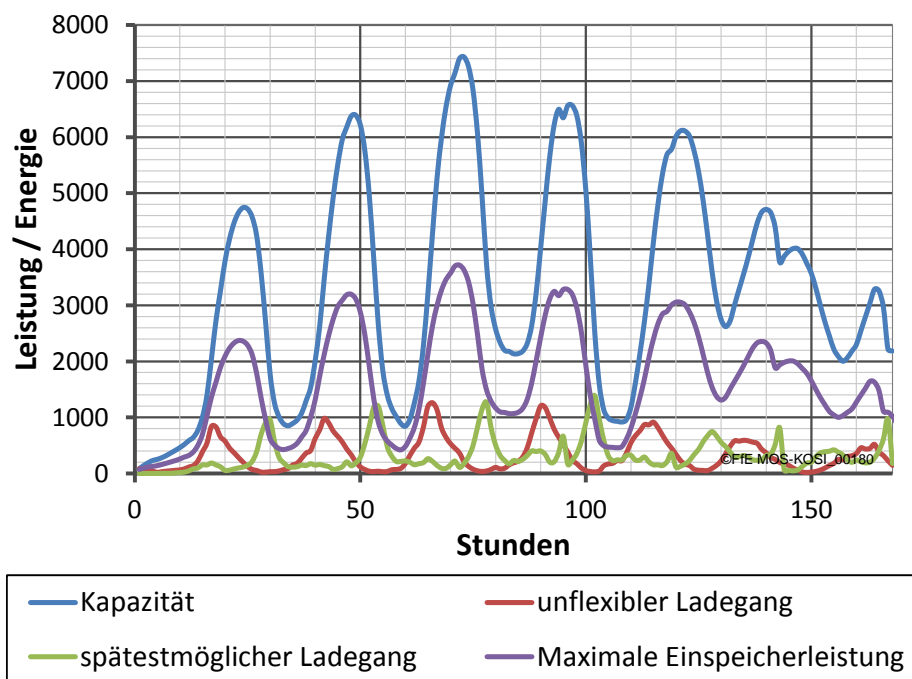


Abbildung 11-23: Exemplarische Darstellung von Bedarfsgang, Kapazitätsgang, Leistungsgang und Lastgang

11.3.1 Methodik zur Bestimmung der technoökonomischen Kennwerte

Die räumliche Verteilung wurde anhand eines Bottom-Up- und eines Top-Down-Ansatzes bestimmt. Bei der Bottom-Up-Analyse wurden ausgewählte soziodemographische Merkmale von Elektrofahrzeughaltern und Kaufinteressenten, die aus einer Befragung entnommen wurden, den statistischen Daten der BRD auf Kreisebene gegenübergestellt. Daraus wurde die Verteilung von BEV- und PHEV in Deutschland auf Kreisebene abgeleitet. Im Top-Down-Ansatz wurden die Bestandszahlen des Kraftfahrt-Bundesamtes zur Bestimmung der Verteilung herangezogen.

Die zeitliche Verfügbarkeit und das technische Potenzial wurden anhand einer Flottensimulation bestimmt. In der Simulation dienen die Einflussgrößen aus Abschnitt 11.1.2 als Eingangsgrößen. Der Aufbau der Simulation wird in folgendem Kapitel 11.3.1.1 erklärt. Ergebnis der Simulation sind Fahrtenbücher inklusive Ladelastgang aller Fahrzeughalter der Flotte (vgl. **Abbildung 11-26**)

Um das technische Potenzial abzuschätzen, werden anhand der Fahrtenbücher aus der Flottensimulation Flottenmerkmale bestimmt, die als Indikatoren für das Sekundärnutzungspotenzial herangezogen werden. In Kapitel 11.3.1.2 werden diese näher beschrieben.

In Ergänzung zu den entwickelten Szenarien wird in Kapitel 11.3.5 eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Dabei werden die Einflüsse verschiedener Randbedingungen – wie z. B. der Verbrauch des Fahrzeugs oder die Ladeleistung – auf das Speicherpotenzial diskutiert.

Die Betriebskosten und Investitionen bei gesteuertem Laden von Elektrofahrzeugen sind vor allem auf die IKT zurückzuführen. Daher werden diese anhand der Smart-Meterkosten bestimmt.

11.3.1.1 Aufbau der Simulation

Die Simulation wurde in der Programmierumgebung Matlab erstellt. Sie fasst die Rohdaten der Befragung und die genannten Eingangsparameter – Fahrzeugverbrauch, Durchdringung etc. - zu Fahrprofilen zusammen, in denen alle Fahrten der Fahrzeuge erfasst sind. In **Abbildung 11-24** ist der Programmablauf schematisch dargestellt.

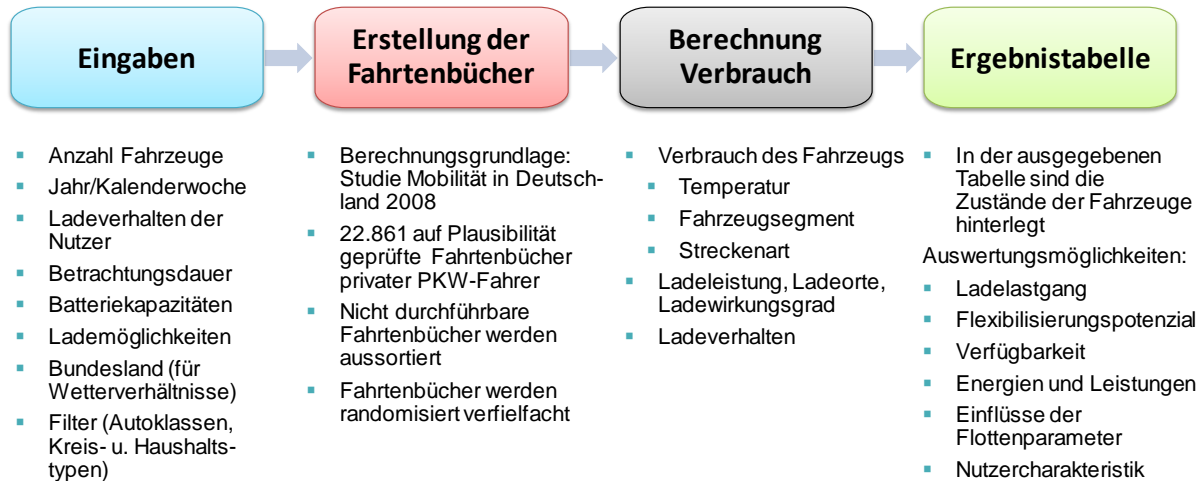


Abbildung 11-24: Schema Programmablauf /FFE-12 14/

In **Tabelle 11-21** sind alle variablen Eingangsparameter mit einer kurzen Beschreibung aufgeführt.

Tabelle 11-21: *Eingangsparameter für die Simulation*

Parameter	Beschreibung
Anzahl Fahrzeuge	Anzahl der zu erstellenden Fahrprofile
Bundesland	Wetterdaten aus Testreferenzjahr
Fahrzeugtypen	Elektrofahrzeuge oder Plug-In-Hybride
Anzahl Plug-In Hybride	Anzahl der Plug-In Hybride
Jahr	Auswirkung auf Feiertage, Batteriekapazitäten, Fahrzeugverbrauch und Lademöglichkeiten
Kalenderwoche	Auswirkungen auf Temperatur sowie Feiertage und Feriendaten
Ladeleistung	Ladeleistungen für jedes Jahr, zuhause und am Arbeitsplatz
Lademöglichkeiten	Angabe, ob und ab wann am Arbeitsplatz geladen werden kann
Ladewirkungsgrad	Für Berechnung der Netzleistung
Batteriekapazitäten aller Autoklassen	Berechnung des maximalen Ladestandes
Kreistyp	städtisch, ländlich, verdichtet
Autoklasse	Kompakt, Mittel, Oberklasse
Tätigkeit	z. B. Vollzeit- oder Teilzeitangestellter
Haushaltstyp	z. B. Einpersonen- oder Mehrpersonenhaushalt
Minimale Parkzeit	Laden nur wenn die Mindestparkdauer überschritten wird
Minimaler SOC	Laden nur wenn der Mindest-SOC unterschritten wird
Nur Fahrzeuge mit Stellplatz auf eigenem Grundstück	Nur Befragungsdaten mit Stellplatz auf eigenem Grundstück
Feiertage anwenden	Angabe ob Feiertage berücksichtigt werden
Ferien anwenden	Angabe ob Ferien berücksichtigt werden
Variable Ladeverhalten	Angabe, ob jedem Nutzer ein eigenes Ladeverhalten zugewiesen werden soll
Variable minimale SOC-Werte	Verteilung vom Mindest-SOC's als Ladekriterium
Variable minimale Parkzeiten	Verteilung von Mindestparkzeiten als Ladekriterium
Nutzergruppenanteile	Anteil der Nutzergruppen für das Ladeverhalten festgelegt
Anteil Lademöglichkeit am Arbeitsplatz	Dieser Nutzeranteil kann am Arbeitsplatz laden

Abbildung 11-25 zeigt eine Übersicht über den Berechnungsablauf der Fahrprofile, aufbauend auf den Fahrtenbüchern. In den Fahrprofilen sind zusätzlich zu den Daten aus den Fahrtenbüchern die Standzeiten, Ladevorgänge und die Ladezustände enthalten. Fahrtenbücher, die über das Tagesende hinaus reichen, werden aufgeteilt.

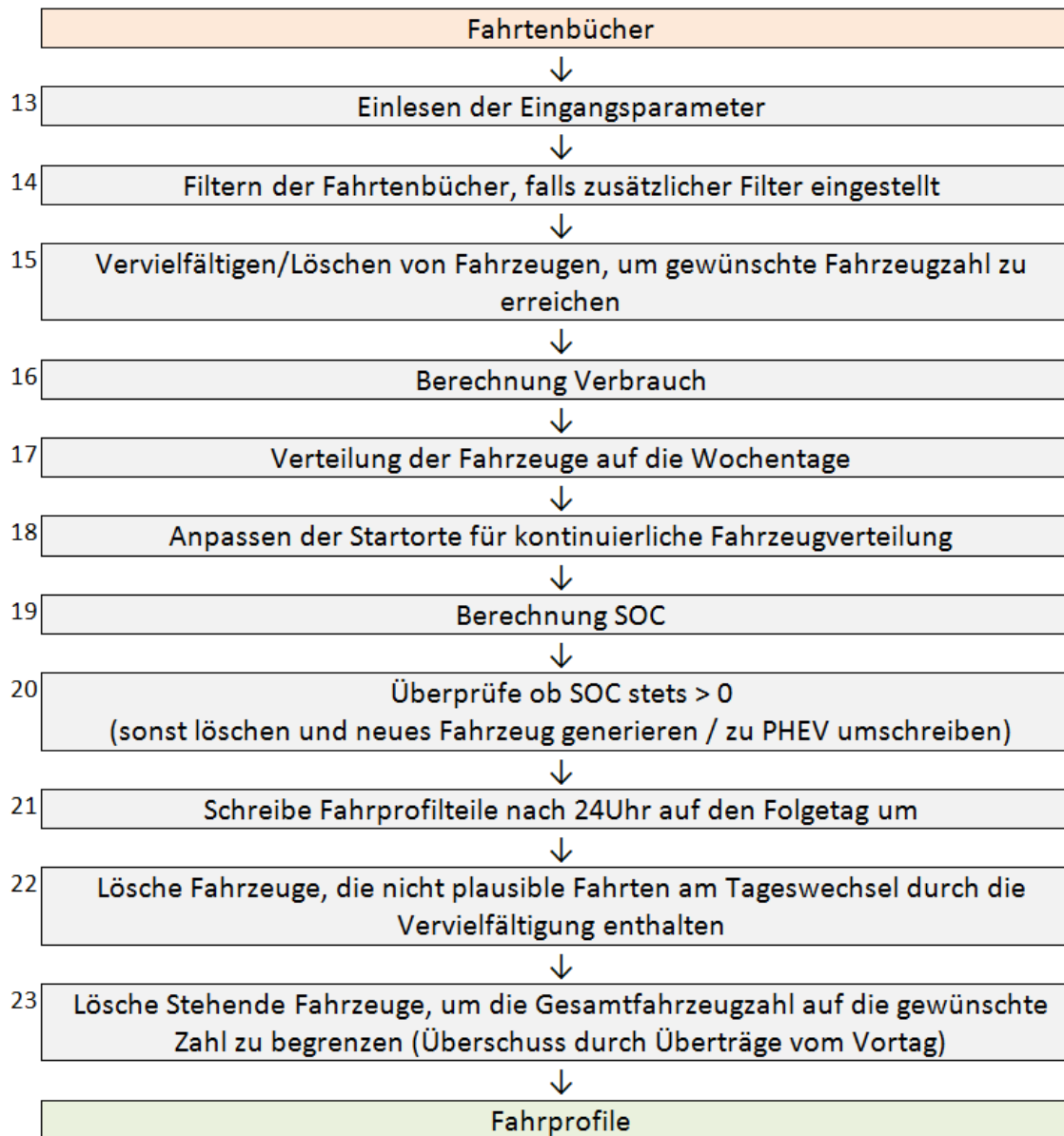


Abbildung 11-25: *Ablauf Hauptprogramm /FFE-12 14/*

Zur Berechnung des Nebenverbrauchs (z. B. Klimaanlage, Radio) werden die Wetterdaten des jeweiligen Bundeslandes sowie der Kalenderwoche aus dem Testreferenzjahr in die Berechnung mit einbezogen. Zur Berechnung des Antriebsverbrauchs werden die Durchschnittsgeschwindigkeit sowie die Fahrzeugklasse aus dem Befragungsdatensatz herangezogen. Falls Fahrzeuge einen Ladevorgang an einem Tag nicht abschließen, oder noch Fahrten am Folgetag ausführen, wird am Folgetag ein neues Fahrprofil für den restlichen Vorgang erstellt. Durch die aus einzelnen Fahrtenbüchern berechneten Fahrprofile besteht zwischen den Fahrprofilen der verschiedenen Wochentage kein Zusammenhang. Falls Fahrzeugen am Tagesende einen SOC ungleich 1 zugewiesen ist, werden die Ladezustände Fahrzeugen am Folgetag zugewiesen. Für jedes Fahrzeug wird abschließend ein Fahrprofil erstellt und entsprechend **Tabelle 11-22** gespeichert.

Tabelle 11-22: *Aufbau des Fahrtenbuchs*

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Fahrzeuginformation	BEV(0)/PHEV(1)	Haushalts-ID	Autonummer im Haushalt	Hauptnutzer	Kreistyp	Haushaltstyp	Tätigkeit Hauptnutzer	Autoklasse	Üblicher Stellplatz	Stichtag	Standort zu Tagesbeginn	Ladeleitung zuhause	Hat (ist) Folgetag 1 (2), sonst 0	Folgetags-/ Vortagsnummer	Ladeleistung am Arbeitsplatz	Tag des Fahrtenbuchs
Wegeinfo 1	Fahrt (1) /Parken(0)	Startzeit	Endzeit	Start am Stichtag (0) bzw. Folgetag(1)	Ankunft am Stichtag (0) bzw. Folgetag(1)	Startbereich	Ankunftsbereich	Parkbereich	Streckenlänge	Dauer	Geschwindigkeit	Stadt/Autobahn/Landstraße	Änderung Ladezustand	Ladestand	Startzeit Ladevorgang	Endzeit Ladevorgang
Wegeinfo 2-n

Zur Berechnung der jeweiligen Ladezustände und Ladezeiten werden die Eingangsparameter Ladeleistung sowie das Ladeverhalten der Nutzer herangezogen. Falls Fahrtenbücher aufgrund zu großer Fahrleistung in Kombination mit einer zu geringen Batteriekapazität nicht möglich sind, werden die Fahrzeuge als PHEV geführt, oder falls keine PHEV ausgewählt werden, durch neue Fahrprofile ersetzt. Falls eine bestimmte Anzahl von PHEV verlangt wird, werden zufällige Fahrzeuge durch Plug-In-Hybride ersetzt. **Abbildung 11-26** stellt den für die Auswertungen relevanten Inhalt eines Fahrprofils dar.

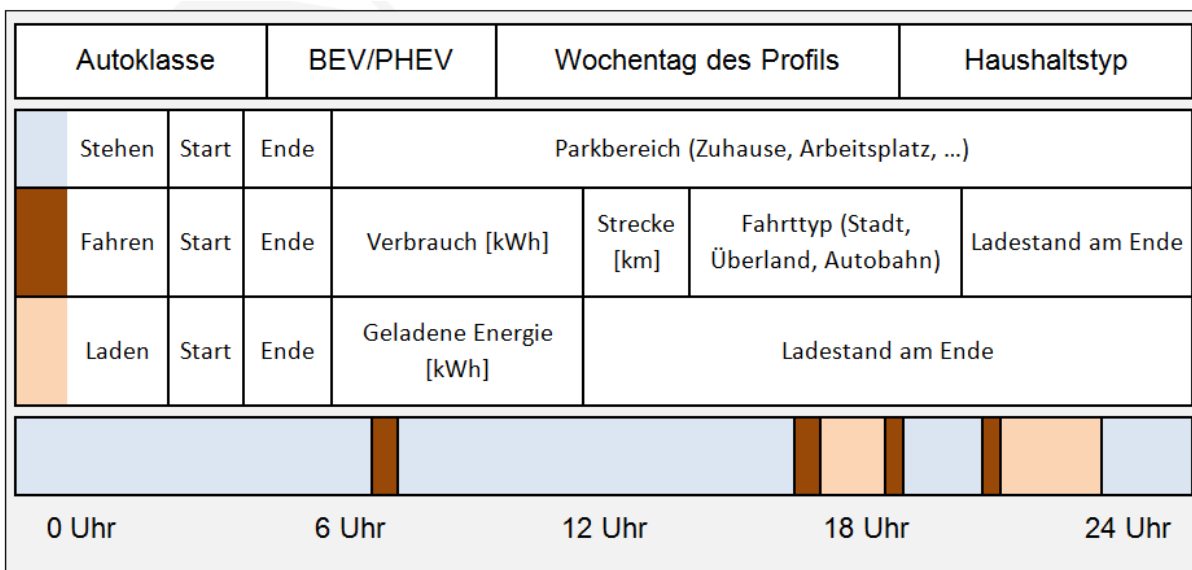


Abbildung 11-26: *Beispiel Fahrprofil / FFE-12 14/*

11.3.1.2 Charakteristische Flottenmerkmale

In diesem Kapitel werden die charakteristischen Flottenmerkmale, die zur Bewertung des Speicherpotenzials herangezogen wurden, vorgestellt.

Pro Fahrzeug in einer Woche geladene Energiemenge

Diese Energiemenge wird durchschnittlich pro Fahrzeug in der betrachteten Kalenderwoche geladen. Die netzseitig verbrauchte Energiemenge ist aufgrund des Ladewirkungsgrades von 90 % um den Faktor 1,11 größer.

$$E_{FZ} = \frac{\sum_{i=1}^{N_{LV}} E_i}{N_{FZ}} \quad (11-6)$$

E_{FZ}	=	pro Fahrzeug in einer Woche geladene Energiemenge
N_{LV}	=	Anzahl Ladevorgänge aller Fahrzeuge im Betrachtungszeitraum
N_{FZ}	=	Anzahl Fahrzeuge
E_i	=	Im Ladevorgang i geladene Energiemenge

Lastspitze

Hochgerechnete Lastspitze für die im berechneten Jahr prognostizierte Fahrzeugzahl aus 10.000 berechneten Fahrprofilen. Die Leistung ist im 5-Minuten-Raster errechnet.

Verhältnis Ladedauer zu Standzeit an Ladeorten

Hiermit ist das durchschnittliche Verhältnis aus der Zeit, in der die Fahrzeuge laden, zu der Zeit, in der sie sich an Ladeorten befinden, gemeint.

$$V_{LD/SZ} = \frac{\sum_{i=1}^{N_{LV}} T_{LVi}}{\sum_{k=1}^{N_{SV,L}} T_{SVk}} \quad (11-7)$$

N_{LV}	=	Anzahl Ladevorgänge aller Fahrzeuge im Betrachtungszeitraum
$N_{SV,L}$	=	Anzahl Stehvorgänge aller Fahrzeuge an einem Ladeort im Betrachtungszeitraum
T_{LVi}	=	Dauer des Ladevorgangs i
T_{SVk}	=	Dauer des Stehvorgangs k
LD	=	Ladedauer
SZ	=	Standzeit

Verhältnis Ladedauer zu Anschlusszeit am Netz

Die Ansteckzeit am Netz ist die Zeit zwischen Beginn eines Ladevorgangs und nächster Abfahrt des Fahrzeugs. In dieser Zeit bleibt das Fahrzeug am Netz angeschlossen. $V_{LD/Ne}$ gibt das mittlere Verhältnis zwischen Ladezeit und gesamter Zeit am Netz an. In der Zeit, in der das Fahrzeug am Netz angeschlossen ist und nicht lädt, kann theoretisch eine Sekundärnutzung erfolgen. Umso kleiner $V_{LD/Ne}$ ist, desto größer ist das Sekundärnutzungspotenzial. Würde jeder Fahrzeugnutzer sein Fahrzeug immer dann anschließen, wenn er sich an einem Ladeort befindet, wäre $V_{LD/SZ}$ gleich $V_{LD/Ne}$.

$$V_{LD/Ne} = \frac{\sum_{i=1}^{N_{LV}} T_{LVi}}{\sum_{i=1}^{N_{LV}} T_{SVi}} \quad (11-8)$$

N_{LV}	=	Anzahl Ladevorgänge aller Fahrzeuge im Betrachtungszeitraum
T_{LVi}	=	Dauer des Ladevorgangs i
T_{SVi}	=	Dauer des Stehvorgangs i, in dem der Ladevorgang i stattfindet
LD	=	Ladedauer
Ne	=	Anschlusszeit am Netz

Anteil der genutzten Parkvorgänge für einen Ladevorgang

$V_{LD/PZ}$ zeigt, welcher Anteil der Stehvorgänge zum Laden genutzt wird. Dabei werden auch Stehvorgänge an einem Ort ohne Lademöglichkeit berücksichtigt. Der maximale Anteil $V_{LD/PZ}$ ist also durch die Ladeinfrastruktur begrenzt.

$$V_{LD/PZ} = \frac{N_{LV}}{N_{SV}} \quad (11-9)$$

N_{LV}	=	Anzahl Ladevorgänge aller Fahrzeuge im Betrachtungszeitraum
N_{SV}	=	Anzahl Stehvorgänge aller Fahrzeuge im Betrachtungszeitraum
LD	=	Ladedauer
PZ	=	Parkzeit

Anteil mit BEV durchführbarer Fahrprofile

$V_{durchführbar}$ zeigt, welcher Anteil der Fahrprofile aus dem Basisdatensatz mit BEV durchgeführt werden kann, da die Batteriekapazität bzw. die Reichweite des Fahrzeugs ausreicht. Es können somit Rückschlüsse auf Massentauglichkeit und Marktreife der Elektrofahrzeuge gezogen werden. Der Anteil mit BEV durchführbarer Fahrprofile bezieht sich dabei auf die Gesamtzahl der Fahrprofile, eingeschlossen der Fahrprofile ohne Fahrt (ca. 40 %).

$$V_{durchführbar} = \frac{N_{FZ} * T_B - N_{nd}}{N_{FZ} * T_B} \quad (11-10)$$

N_{nd}	=	Anzahl der im gesamten Berechnungszeitraum aufgrund zu geringer Batteriekapazität nicht von BEV durchführbaren Fahrprofile (Ein Fahrprofil hat immer die Länge 1 Tag)
N_{FZ}	=	Anzahl Fahrzeuge (auch stehende)
T_B	=	Betrachtungszeit in Tagen

Ladevorgänge pro Woche

Die mittlere Anzahl der Ladevorgänge pro Fahrzeug in einer Woche gibt die Ladehäufigkeit an. In Bezug auf Sekundärnutzung bedeuten mehr Ladevorgänge pro Woche in Summe eine größere Verfügbarkeit der Fahrzeuge am Netz und damit auch eine bessere Planbarkeit.

$$N_{LV-w} = \frac{N_{LV}}{N_{FZ}} \quad (11-11)$$

N_{LV}	=	Anzahl Ladevorgänge aller Fahrzeuge in einer Woche
N_{FZ}	=	Anzahl Fahrzeuge (auch stehende)

Maximale Ladegleichzeitigkeit

Dieser Wert zeigt, welcher Anteil an Fahrzeugen maximal während der betrachteten Kalenderwoche gleichzeitig lädt. LG_{max} wird dabei meist nur einmal für einen kurzen Zeitraum erreicht. Die maximale Ladegleichzeitigkeit ermöglicht Rückschlüsse auf die maximale Last sowie auf den zur Sekundärnutzung verfügbaren Flottenanteil.

$$LG_{max} = \max\left(\frac{L(t)}{N_{FZ}}\right) \quad (11-12)$$

$L(t)$	=	Anzahl zum Zeitpunkt t ladender Fahrzeuge
N_{FZ}	=	Anzahl Fahrzeuge (auch stehende)

Mittlere Verschiebbarkeit

Die mittlere Verschiebbarkeit gibt an, um welche Zeit die geladene Energie eines Ladevorgangs theoretisch verschiebbar wäre, ohne dabei das Fahrverhalten bzw. den Ladestand zu beeinflussen. Für die Berechnung wird zunächst für jeden Ladevorgang der zeitliche Abstand zwischen Ladevorgangsende und nächstem Fahrtbeginn errechnet. Um diese Zeitspanne ist die geladene Energiemenge theoretisch verschiebbar. V_{mittel} ist der Mittelwert dieser Verschiebbarkeiten geladene Energiemenge. V_{mittel} dient als Indikator, um eine relative Entwicklung der Ladeverschiebbarkeit erkennbar zu machen. In Kapitel 11.3.4.2 wird die Berechnung der Ladeverschiebbarkeit nochmal anschaulich erläutert.

$$V_{\text{mittel}} = \frac{\sum_{i=1}^{N_{LV}} V_{LVi} * E_{LVi}}{N_{LV}} \quad (11-13)$$

N_{LV}	=	Anzahl Ladevorgänge aller Fahrzeuge im Betrachtungszeitraum
V_{LVi}	=	Verschiebbarkeit des Ladevorgangs i in Stunden
E_{LVi}	=	Im Ladevorgang i geladene Energiemenge

11.3.2 Räumliche Verteilung

Grundlage dieses Ansatzes ist die Gesamtzahl der Elektrofahrzeuge in Deutschland und die anschließende örtlicher Verteilung der Fahrzeuge anhand der Identifikation möglicher Fahrzeugkäufer. Bei diesen Käufern handelt es sich um sogenannte Early Adopter, also Bevölkerungs- bzw. Käufergruppen, die als Erstkäufer für ein neues Produkt in Frage kommen. Anzahl und räumliche Verteilung der Early Adopter können aufgrund ihrer soziodemographischen Eigenschaften ausgemacht werden. Diverse Studien und Umfragen haben sich mit der Beschreibung der potenziellen Erstnutzer von BEV und PHEV befasst.

Biere, Dallinger und Wietschel /ZEW-01 09/ haben anhand einer rein ökonomischen Betrachtung versucht zu ermitteln, wer als Erstnutzer für Elektrofahrzeuge in Frage kommt. Grundlage der Berechnungen war das Mobilitätsverhalten einzelner Bevölkerungsgruppen, welche sich durch ihren Wohnort (Gemeindegröße) und ihren Beschäftigungsstatus (Vollzeit, Teilzeit, Rentner, Hausmann/-frau) unterscheiden. Anschließend wurden die TCO (Total Cost of Ownership) verschiedener Fahrzeugkonzepte (Benziner, Diesel, HEV, PHEV, BEV, StadtBEV) untersucht, um so das günstigste Fahrzeugkonzept zu finden. Aus den Ergebnissen war erkennbar, dass sich BEV zuerst für Vielfahrer mit einem hohen innerstädtischen Fahranteil lohnen würden. Hierbei handelt es sich um Vollzeitbeschäftigte aus Gemeinden mit unter 100.000 Einwohnern. Fahrer aus größeren Gemeinden und solche aus anderen Beschäftigungsgruppen weisen eine zu geringe Jahresfahrleistung auf, als dass sich für sie aus rein ökonomischer Sicht ein Umstieg auf ein BEV lohnen würde. Grundvoraussetzung ist immer, dass die gefahrenen Strecken hinsichtlich der Streckenlänge mit einem BEV durchführbar sind.

/EIFER-01 11/ erarbeiten in ihrer Simulation die regionale Verteilung von Elektrofahrzeugen auf Gemeindeebene im Raum Stuttgart bis zum Jahr 2020. Sie bedienen sich hierbei des „Bass Diffusion Modells“, mit dem die Ausbreitung von Innovationen geschätzt werden kann. Hierzu werden Early-Adopter-Gruppen definiert und ihre Gruppengröße in den betrachteten Gebieten mit Bevölkerungsstatistiken

geschätzt. Das Bass Diffusion Modell arbeitet mit verschiedenen Faktoren, welche den Gruppen zugewiesen werden. Diese beschreiben z.B., wie stark eine Gruppe auf Werbung anspricht, wie häufig soziale Kontakte sind, wie sehr die Gruppe auf Innovationen anspricht, oder wie hoch die Wahrscheinlichkeit ist, dass eine Innovation wirklich angenommen wird. Zusätzlich berücksichtigt ein Faktor die Wahrscheinlichkeit, in der Nachbarschaft – in diesem Fall den Nachbargemeinden – auf die Innovation zu treffen und so beeinflusst zu werden. Es wurden die drei Gruppen „Urban Trendsetter“, „Multi-Car-Family“ und „Senior Citizen“ definiert. Um die Größe der Gruppen zu ermitteln, wurden die einzelnen Anteile mit der Bevölkerungsanzahl multipliziert. Die genutzten Werte beziehen sich jeweils auf die gesamte Bevölkerung. Korrelationen zwischen den Werten, also z. B. der Anteil der Singles und Paare bei den 18-35-jährigen, konnten aufgrund der dafür unzureichenden Datengrundlage nicht mit einbezogen werden. Die Berechnungen wurden so durchgeführt, dass für das Jahr 2020 die im Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität für den Raum Stuttgart vorgesehene Zahl von Elektrofahrzeugen erreicht wird. Als Ergebnis der Arbeit wurde so die räumliche Verteilung von Elektrofahrzeugen im Raum Stuttgart ermittelt. Es wurde festgestellt, dass die implementierten Nachbarschaftseffekte keinen großen Einfluss auf das Ergebnis hatten. Vielmehr waren sowohl die angenommenen Simulationsparameter für die potenziellen Nutzergruppen (sowie die Unterschiede zwischen diesen) als auch die Größe der Early-Adopter-Gruppen in den einzelnen Gebieten für die Ergebnisse ausschlaggebend.

In /ISI-03 12/ wird das Kaufpotenzial für Elektrofahrzeuge bei den Early-Adoptern abgeschätzt. Dabei wurden die potentiellen Nutzer aus ökonomischer und psychologischer Perspektive betrachtet. Außerdem wurden die soziodemographischen Eigenschaften der Early-Adopter untersucht und eine Abschätzung der Gruppengröße durchgeführt. Die wirtschaftliche Betrachtung orientiert sich stark an /ZEW-01 09/ und liefert ähnliche Ergebnisse, beispielsweise dass vor allem Fahrer mit hoher Jahresfahrleistung aus Gemeinden mit weniger als 100.000 Einwohnern zu den potenziellen Erstkäufern zählen. Die Betrachtung aus psychologischer Perspektive wurde anhand der Auswertung einer Befragung unter potenziellen Autokäufern mittels Interviews, eines Online-Fragebogens und zwei Gruppendiskussionen durchgeführt. Befragte, für die Umweltaspekte eine wichtige Rolle spielten, wiesen eine hohe Kauf- bzw. Aufpreisbereitschaft auf. Dies konnte auch bei Teilnehmern festgestellt werden, die nach eigenen Angaben an neuen Technologien interessiert sind. Befragungsteilnehmer, die der Gruppe „kauffaffin“ zugeordnet werden konnten, hatten zu 53 % einen Beruf mit technischem Bezug, wohingegen bei Probanden, die keine Kaufabsicht hatten, dieser Anteil bei 33 % lag.

Weiterhin wurde bei den Interviews festgestellt, dass Teilnehmer in Bezug auf BEV entweder aus wirtschaftlicher oder aus umweltrelevanter Sicht argumentierten. Hinsichtlich der soziodemographischen Eigenschaften konnte festgestellt werden, dass Männer in der Regel ein erhöhtes Kaufinteresse haben. Die befragten Nutzer von Elektroautos arbeiteten häufiger in Vollzeit als die Befragten, die kein Interesse an Elektromobilität haben oder die einem Kauf skeptisch gegenüber stehen. Außerdem hatten die Haushalte befragter BEV-Nutzer ein höheres Einkommen als der bundesdeutsche Durchschnitt. Elektrofahrzeugnutzer und Befragte, die eine Kaufabsicht angaben, wohnten überdurchschnittlich oft sowohl in Großstädten als auch

in kleinen Gemeinden mit unter 5.000 Einwohnern. Für die Ermittlung der regionalen Verteilung wird diese Studie im Weiteren verwendet.

In **Tabelle 11-23** sind die Merkmale der zugrunde liegenden Studie der Fraunhofer Systemforschung Elektromobilität (FSEM) abgebildet.

Tabelle 11-23: *Beschreibung der FSEM Befragung*

Zielgruppen	private Nichtnutzer elektrischer Fahrzeuge private Nutzer elektrischer Fahrzeuge
Anzahl Befragte	969
Erhebungsform	Online
Anteil Männer	81,4 %
Durchschnittsalter	41 Jahre
Bildungsniveau	Überdurchschnittlich
Berufsgruppen	42 % technische Berufe

In **Tabelle 11-24** sind die Ergebnisse im Vergleich zum bundesweiten Durchschnitt zusammengefasst. Es zeigen sich folgende Tendenzen für potenzielle Elektrofahrzeugnutzer.

Tabelle 11-24: *Ergebnisse der FSEM Befragung*

Soziodemographische Merkmale	Relativer Anteil		
	Interessiert mit Kaufabsicht	User	Deutschland
Anteil der Befragten	25,2 %	9,5 %	
Alter			
18 bis 30 Jahre	18,9 %	7,6 %	17,4 %
31 bis 40 Jahre	25,8 %	19,6 %	15,9 %
41 bis 50 Jahre	29,1 %	48,9 %	20,6 %
51 bis 60 Jahre	18,0 %	18,5 %	16,3 %
über 60 Jahre	8,2 %	5,4 %	29,8 %
Einkommen			
bis 1.000 €	6,0 %	2,6 %	15,2 %
1.001-2.000 €	16,9 %	11,8 %	33,4 %
2.001-3.000 €	38,8 %	32,9 %	27,6 %
3.001-6.000 €	34,3 %	48,7 %	20,6 %
mehr als 6000 €	4,0 %	3,9 %	3,1 %
Wohnort			
Großstadt	37,7 %	34,8 %	31,2 %
Mittelgroße Stadt	19,7 %	16,3 %	27,4 %
Kleinstadt	20,1 %	20,7 %	26,2 %
Dorf	22,5 %	28,3 %	15,3 %

Um das Kaufpotenzial im jeweiligen Landkreis abzuschätzen, wird die Anzahl der Kriterien auf drei beschränkt:

- Einkommen (hängt mit dem Bildungsgrad zusammen)
- Alter
- Kreistyp und Entfernung zur nächsten Großstadt

Dabei wird für jedes Kriterium getrennt ein Kaufpotenzial berechnet und aus den Ergebnissen der Mittelwert gebildet. Für jeden Landkreis werden aus der Regionaldatenbank (Herausgeber: statistische Ämter des Bundes und der Länder) die absoluten Zahlen der verwendeten Personengruppen ausgelesen.

Abschätzung des Kaufpotenzials durch Einkommenskriterium

- Aufteilung der BEV in Deutschland auf die 5 Einkommensklassen entsprechend Tabelle 11-23
- Berechnung der Elektrofahrzeuge pro Person für jede Einkommensklasse (Deutschland).
- Berechnung der absoluten Fahrzeugzahl pro Einkommensklasse in jedem Landkreis anhand der Bevölkerung mit dem jeweiligen Einkommen.

$$N_{BEV_LK} = \sum_{EK} N_{P_EK_LK} \cdot \frac{N_{BEV_De} \cdot X_{EK}}{N_{P_EK_De}} \quad (11-14)$$

NBEV_LK	=	Anzahl der BEV im Landkreis LK
NBEV_De	=	Anzahl BEV in Deutschland (vgl. Abschnitt 11.1.2.4)
XEK	=	Anteil Kaufinteressente mit einem Einkommen in der Einkommensklasse EK aus
NP_EK_LK	=	Anzahl Personen mit einem Einkommen in der Einkommensklasse EK im Landkreis LK
NP_EK_De	=	Anzahl Personen mit einem Einkommen in der Einkommensklasse EK in Deutschland

Abschätzung des Kaufpotenzials durch Alterskriterium

Diese Abschätzung erfolgt analog der Abschätzung durch das Einkommenskriterium für die 5 Altersklassen.

Abschätzung des Kaufpotenzials durch das Umfeld des Wohnortes

- Aufteilung der BEV in Deutschland auf 4 Wohnorttypen entsprechend Tabelle 11-23
- Für jede Gemeinde in einem Landkreis wird die Klassifizierung entsprechend der Wohnorttypen vorgenommen. Dabei werden Städte in stark verdichtetem Umfeld zur Gruppe „Großstadt“ gezählt.
- Die für jeden Wohnorttyp verfügbare Anzahl an Fahrzeugen wird entsprechend der Einwohnerzahl auf die Gemeinden aufgeteilt.
- Die Anzahl der Fahrzeuge in einem Landkreis setzt sich aus den Fahrzeugzahlen aller Gemeinden im Landkreis zusammen.

$$N_{BEV_LK} = \sum_{i=1}^{N_{G_LK}} N_{EW_G} \cdot \frac{N_{BEV_De} \cdot X_{GK}}{N_{EW_GK_De}} \quad (11-15)$$

N_{BEV_LK}	=	Anzahl der BEV im Landkreis LK
N_{G_LK}	=	Anzahl der Gemeinden in dem Landkreis
N_{EW_G}	=	Einwohnerzahl der Gemeinde G
N_{BEV_De}	=	Anzahl BEV in Deutschland (vgl. Abschnitt 11.1.2.4)
X_{GK}	=	Anteil Kaufinteressente mit Wohnort in der Gemeindeklasse GK aus Tabelle 11-15
$N_{EW_GK_De}$	=	Anzahl Personen mit Wohnort in der Gemeindeklasse GK in Deutschland

Durch Mittelwertbildung der drei Abschätzungen und Normierung auf die Einwohnerzahl in Deutschland ergibt sich der in **Abbildung 11-27** dargestellte Anteil potenzieller Käufer auf Landkreisebene. Zum Vergleich ist der PKW-Bestand konventioneller Fahrzeuge dargestellt.

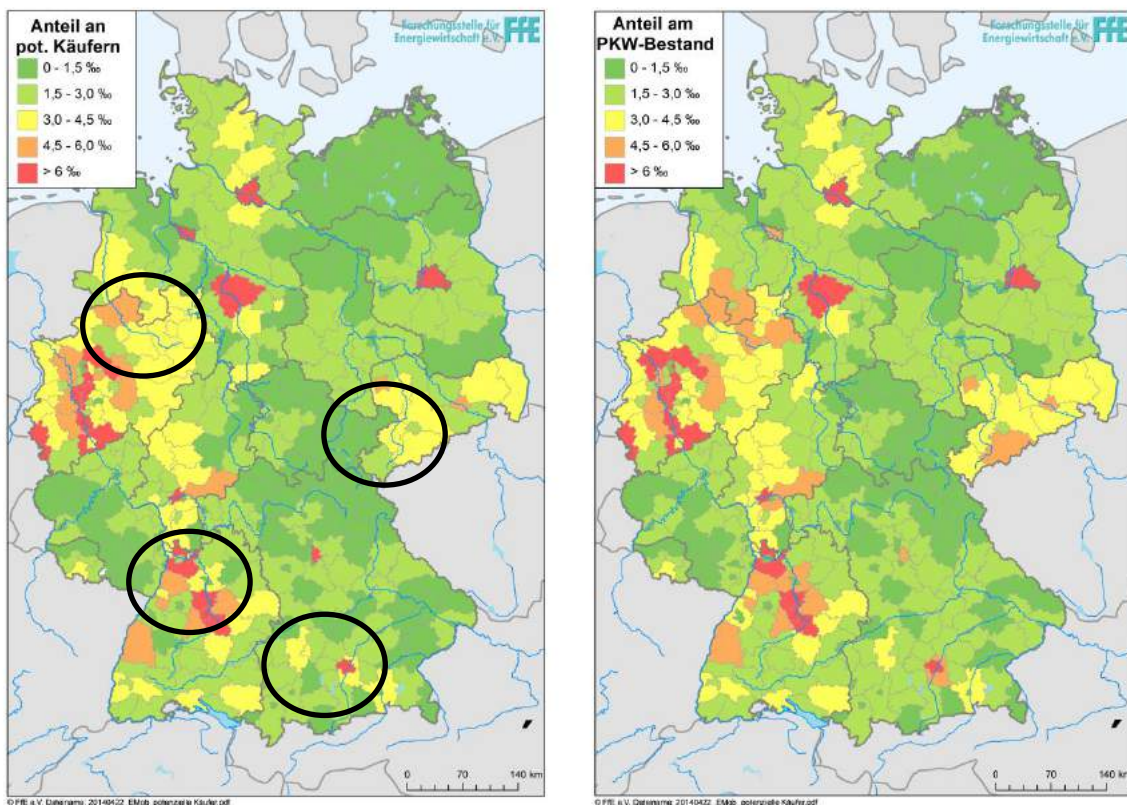


Abbildung 11-27: Regionale Verteilung nach potenziellen Käufern (links) und PKW-Bestand (rechts)

Es zeigt sich, dass die regionale Verteilung von BEV in erster Linie durch die Verteilung des PKW-Bestands (rechtes Bild) gegeben ist. Die Betrachtung nach soziodemographischen Aspekten der Elektrofahrzeugzielgruppe (linkes Bild) liefert fast identische Ergebnisse. In einzelnen Regionen ist eine im Vergleich zum PKW-Bestand reduzierte BEV-Durchdringung zu erkennen. Zum Vergleich ist in **Abbildung 11-28** die nach /KBA-01 13/ aktuell vorherrschende Verteilung von Elektro- und Hybrid-Fahrzeugen auf die einzelnen Bundesländer gegenüber der gesamten PKW-Verteilung dargestellt. Auch hier ist zu erkennen, dass Die Verteilung von BEV mit dem PKW-Bestand korreliert. Ausnahmen bilden Bayern, Baden-Württemberg und Berlin, wo BEV

einen deutlich höheren Anteil haben. Dies ist teilweise auf Testfahrzeuge aus Forschungsvorhaben in diesen Regionen zurückzuführen. In Sachsen, Sachsen-Anhalt, Schleswig-Holstein und Thüringen sind BEV dagegen weniger vertreten.

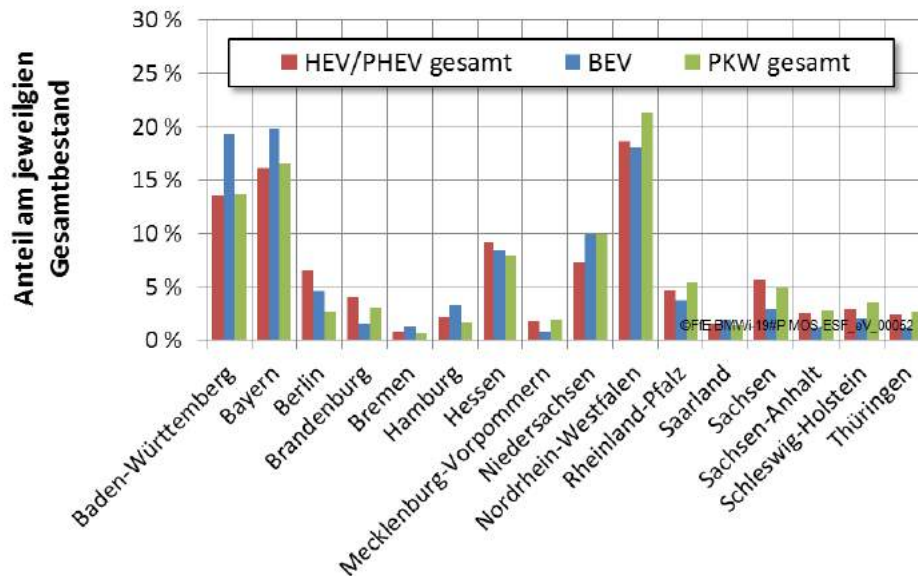


Abbildung 11-28: Verteilung von Hybrid- und Elektrofahrzeugen nach Bundesländern in Deutschland /KBA-01 13/

In **Abbildung 11-29** ist die Verteilung der Fahrzeuge in Österreich nach Bundesländern dargestellt. Aufgrund der zum Stand September 2013 sehr niedrigen Anzahl an Elektrofahrzeugen von 1.389 ist eine Verzerrung durch Forschungsprojekte noch stärker gegeben als in Deutschland. In Vorarlberg wurde beispielsweise ein großer Feldversuch (VLOTTE) durchgeführt, wodurch der hohe Anteil an BEV begründet ist.

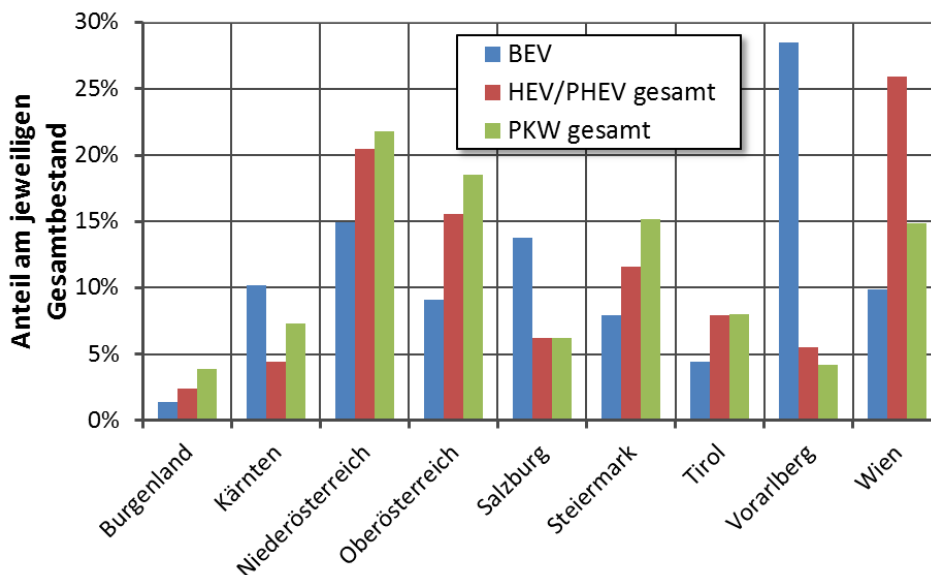


Abbildung 11-29: Verteilung von Hybrid- und Elektrofahrzeugen nach Bundesländern in Österreich (eigene Darstellung nach /STATAT-04 13/)

Die Verteilung der BEV und PHEV Flotte in Österreich wird anhand der PKW-Bestandszahlen bestimmt.

11.3.3 Zeitliche Verfügbarkeit

Die zeitliche Verfügbarkeit wird in Ergänzung zu den in Kapitel 11.3.4.2 vorgestellten Ladeverschiebbarkeiten im Folgenden anhand der Ladelastgänge diskutiert.

11.3.3.1 Lastgang einer Woche

In **Abbildung 11-30** ist der Lastgang einer Woche dargestellt. Es zeigt sich ein sehr periodischer Verlauf des Lastgangs von Montag bis Donnerstag. Die Ladevorgänge liegen meist in den Abendstunden, was auf das Fahr und Ladeverhalten zurückzuführen ist. Diese Lastverläufe lassen eine hohe Prognostizierbarkeit erwarten.

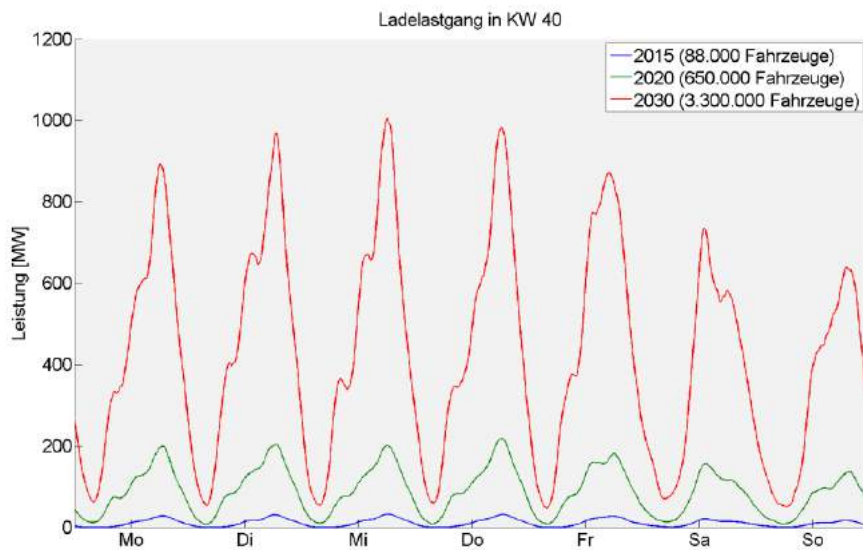


Abbildung 11-30: Lastgang einer Woche für 2015, 2020, 2030 ($\Delta t = 5 \text{ min}$)

Ein Vergleich der Lastverläufe von 2015 und 2030 normiert auf 10.000 Fahrzeuge (**Abbildung 11-31**) lässt erkennen, dass die Lademöglichkeit am Arbeitsplatz die Lastspitze reduziert und dafür eine größere Anzahl von Ladevorgängen bereits am Vormittag beginnt. Am Wochenende zeigt sich eine größere Last im Jahr 2030, weil hier eine größere Fahrleistung mit elektrischer Fahrweise möglich ist.

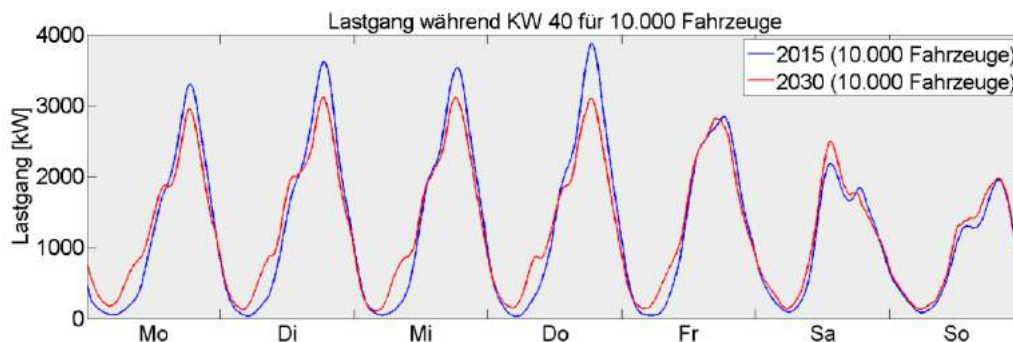


Abbildung 11-31: Lastgang einer Woche, normiert, 2015, 2030 ($\Delta t = 5 \text{ min}$)

11.3.3.2 Ladegleichzeitigkeit

Aufgrund des Fahrverhaltens der Nutzer laden sehr viele Fahrzeuge im Zeitraum zwischen 16 und 20 Uhr. In **Abbildung 11-32** ist der Anteil der ladenden Fahrzeuge in den Jahren 2015, 2020 und 2030 dargestellt.

Es wird deutlich, dass der Anteil der gleichzeitig ladenden Fahrzeuge mit den Jahren sinken wird. Dies kann zum einen an größeren Ladeleistungen und an größeren Batteriekapazitäten (weniger Ladevorgänge) liegen, zum anderen an der größeren Anzahl von Personen mit einer Lademöglichkeit am Arbeitsplatz.

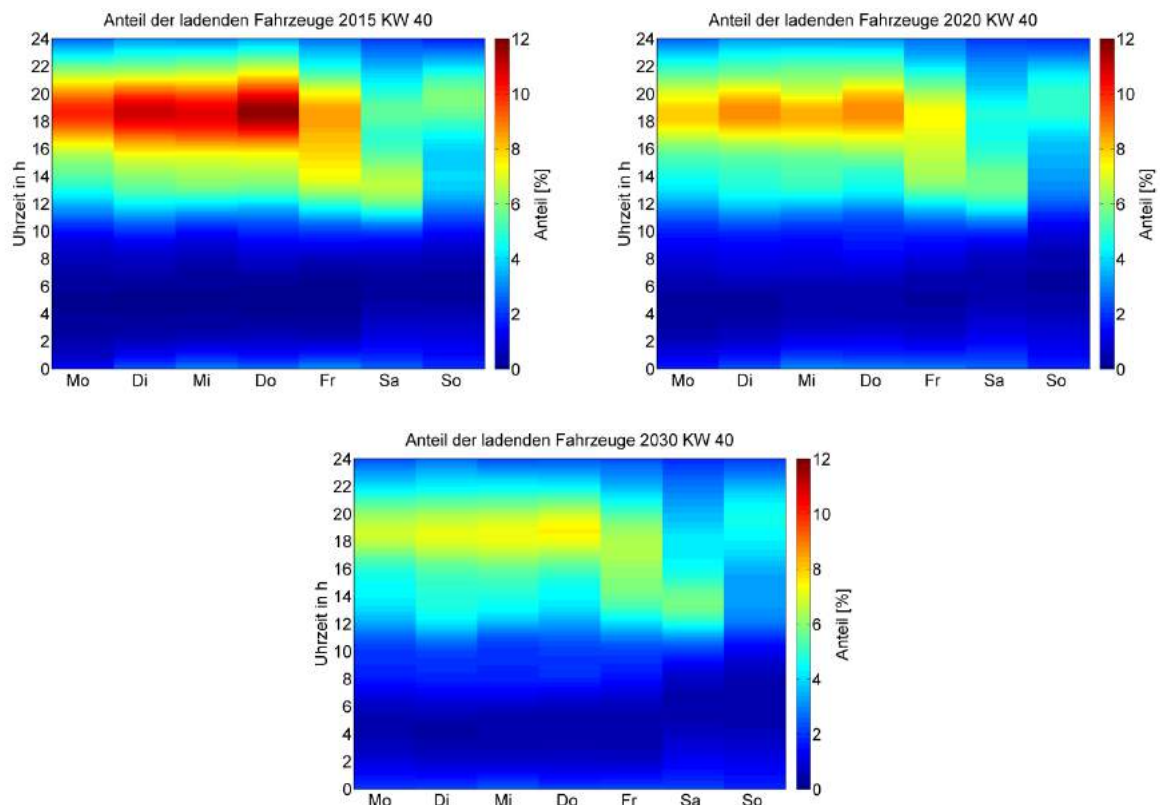


Abbildung 11-32: Ladegleichzeitigkeit einer Woche für 2015, 2020, 2030

Im Hinblick auf die Sekundärnutzung der Fahrzeuge ergibt sich damit auch ein größeres Nutzungspotenzial der Fahrzeuge, weil sich die zeitliche Verteilung der Ladevorgänge verbessert. Somit sind auch in der Zeit, in der sich die Fahrzeuge nicht auf dem üblichen Stellplatz befinden, mehr Fahrzeuge am Netz verfügbar.

11.3.3.3 Ladezustand (State of Charge)

In **Abbildung 11-33** ist der über alle Fahrzeuge gemittelte SOC-Verlauf dargestellt. Dabei sind auch ganztägig stehende Fahrzeuge mit SOC = 1 berücksichtigt. Es zeigt sich, dass der gemittelte SOC selbst im Jahr 2015 nicht unter 80 % fällt. Würden nur Fahrzeuge, die eine Fahrt ausführen, berücksichtigt, würde ein minimaler Durchschnitts-SOC von ca. 70 % erreicht.

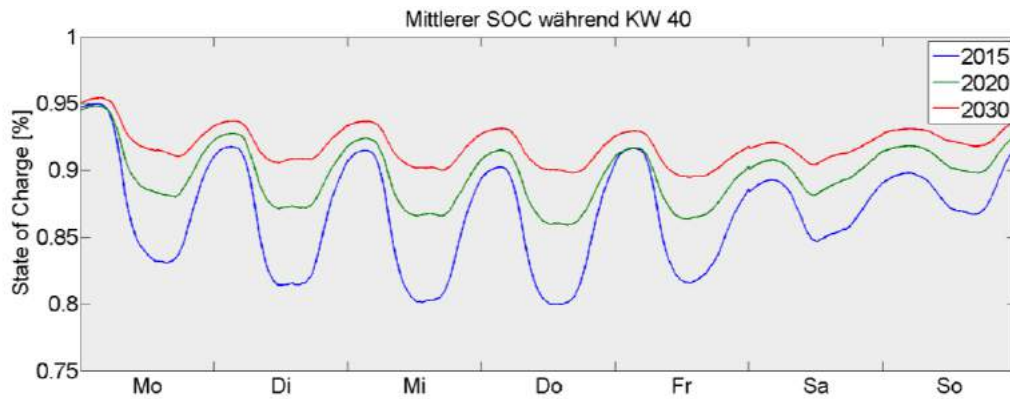


Abbildung 11-33: Durchschnitts-SOC-Verlauf einer Woche für 2015, 2020, 2030

Es ist also in Summe immer eine Energiemenge in den Fahrzeugen gespeichert, die 80 % der Gesamtkapazität übersteigt. Im mittleren Szenario ist in 2020 in Summe ein Speicher der Kapazität von ca. 13,5 GWh verfügbar. Theoretisch könnten durchgehend bis zu 85 % dieses verfügbaren Speichers genutzt werden. Dabei müssten jedoch für jedes Fahrzeug die genauen Nutzungsprofile im Voraus bekannt sein, um einen ausreichenden Ladezustand zu Fahrtbeginn sicherzustellen. Für einen kleineren Anteil des verfügbaren Speichers ist diese Nutzung aber durchaus realistisch.

11.3.4 Technisches Potenzial

Im Folgenden wird die Entwicklung der Elektrofahrzeugflotte in den Jahren 2015, 2020 und 2030 analysiert. Die Eingangsparameter werden entsprechend den in Abschnitt 11.1 diskutierten Entwicklungspotenzialen gesetzt. In Ergänzung dazu erfolgte eine Sensitivitätsanalyse der Einflussgrößen auf die charakteristischen Flottenmerkmale. Diese ist in Abschnitt 11.3.5 ausführlich dargestellt. Zum Vergleich der Flottenmerkmale wurde exemplarisch die Kalenderwoche 40 (Durchschnittstemperatur 10°C) verwendet. **Tabelle 11-25** zeigt die Prognosen zur Fahrzeugdurchdringung bis 2030. Für die Berechnungen werden gerundete Werte verwendet.

Tabelle 11-25: Fahrzeugzahlen und Anteil PHEV nach Jahren

Jahr	2015	2020	2030
Flottengröße (in Tausend) Im mittleren Szenario	88	650	3.300
Anteil PHEV	74 %	70 %	68 %
Anteil mit 11 kW Lademöglichkeit zuhause	0 %	30 %	30 %
Anteil mit 3,3 kW Lademöglichkeit am Arbeitsplatz	10 %	14 %	21 %
Anteil mit 11 kW Lademöglichkeit am Arbeitsplatz	0 %	6 %	9 %
Batteriekapazität relativ zu 2015	100 %	165 %	212 %

In der Simulation werden Fahrprofile, die aufgrund zu großer Fahrleistung nicht von rein elektrisch betriebenen Fahrzeugen durchgeführt werden können, durch PHEV ersetzt. Der Anteil nicht rein elektrisch durchführbarer Fahrprofile ist in **Tabelle 11-26** zu sehen.

Tabelle 11-26: *Flottencharakteristiken der Elektrofahrzeugflotte bis 2030*

Jahr	2015	2020	2030
Pro Fahrzeug in einer Woche geladene Energiemenge [kWh]	19,0	20,9	19,6
Lastspitze ($\Delta t = 5$ min) [MW]	35	257	1.080
Anteil Ladedauer von gesamter Standzeit an Ladeorten	8,8 %	7,4 %	6,7 %
Anteil Ladedauer von Zeit am Netz ²⁷	10,9 %	9,9 %	9,4 %
Anteil der genutzten Parkvorgänge für einen Ladevorgang	25,5 %	23,4 %	23,2 %
Anteil mit BEV durchführbarer Fahrprofile	97,5 %	99,1 %	99,5 %
Ladevorgänge pro Woche	4,3	4,2	4,2
Maximale Ladegleichzeitigkeit	11,4 %	9,0 %	7,4 %
Mittlere Verschiebbarkeit pro kWh geladener Energie	11,9	11,8	11,8

Es ist erkennbar, dass die geladene Energiemenge pro Fahrzeug in einer Kalenderwoche im Jahr 2020 größer ist als 2015, im Jahr 2030 jedoch wieder geringer ist. Dies ist auf die Wirkung mehrerer Effekte zurückzuführen:

- Die Batteriekapazität der Plug-in-Hybride nimmt zu, was eine größere Fahrleistung mit elektrischem Antrieb ermöglicht und damit auch zu einem größeren Verbrauch elektrischer Energie führt, die anschließend nachgeladen werden muss.
- Der spezifische Verbrauch ist mit einem Degressionsfaktor von 1,25 %/a behaftet, um eine Effizienzsteigerung des Antriebs und der Nebenverbraucher zu berücksichtigen. Dies führt zu einer Verringerung des Verbrauchs.

Die gegenläufige Wirkung der beiden Effekte auf die geladene Energiemenge stellt sich wie folgt dar:

- Steigerung der Batteriekapazitäten um 66 % von 2015 bis 2020 und um 28 % von 2020 bis 2030.
- Mit der Verbrauchsdegression von 1,25 %/a ergibt sich eine Effizienzsteigerung um 6,1 % von 2015 bis 2020 und um 11,8 % von 2020 bis 2030.

Die Steigerung der Batteriekapazitäten wirkt sich jedoch nur auf Fahrtenbücher aus, in denen die größere Batteriekapazität ausgenutzt wird. Die größere elektrische Fahrleistung führt dann trotz der Effizienzsteigerung zu einer größeren geladenen Energiemenge in 2020 im Vergleich zu 2015. Von 2020 bis 2030 ist die Steigerung der Batteriekapazität geringer als von 2015 bis 2020. Zudem ist die Anzahl der Fahrten, die lang genug sind, um die Steigerung der elektrischen Reichweite auszunutzen, kleiner. Dieser Effekt ist also weniger ausgeprägt als von 2015 bis 2020. Die maximale Ladeleistung wird von Montag bis Freitag meist sehr genau um 19 Uhr erreicht. Die Abhängigkeit der 19-Uhr-Lastspitze von der Flottengröße ist dabei direkt erkennbar. Wird die Lastspitze auf die Fahrzeugzahlen normiert, so ergibt sich eine Spitzenlast pro Fahrzeug von 0,4 kW in 2015/ 2020 und 0,3 kW in 2030. Es fällt auf, dass zwischen 2015

²⁷ Als Zeit am Netz wird die gesamte Standzeit, in der zu Beginn ein Ladevorgang stattfindet, bezeichnet. Es wird dabei davon ausgegangen, dass ein Fahrzeughalter das Fahrzeug nach einem Ladevorgang am Netz angeschlossen lässt, solange das Fahrzeug steht.

und 2020 keine Änderung der Lastspitze pro Fahrzeug erkennbar ist. Hierfür sind zwei gegenläufige Effekte verantwortlich, die sich in etwa kompensieren:

- Die pro Fahrzeug geladene Energiemenge steigt, was sich durch längere Ladezeiten auch in Form einer Steigerung der Maximallast auswirkt.
- Der Anteil der Personen mit Lademöglichkeit am Arbeitsplatz steigt von 0 % auf 10 %, dies hat eine Senkung der Lastspitze zur Folge.

Von 2020 bis 2030 ist eine deutliche Reduktion Maximallast erkennbar; hier wirken die bereits genannten Effekte zusammen:

- Die pro Fahrzeug geladene Energiemenge sinkt, damit sinken auch die Ladezeiten und die maximale Ladeleistung.
- Der Anteil der Personen mit Lademöglichkeit am Arbeitsplatz steigt von 10 % auf 30 %, dies hat ebenfalls eine Senkung der Lastspitze zur Folge.

Der Anteil mit BEV durchführbarer Fahrprofile sinkt dabei von 2,5 % in 2015 auf 0,5 % in 2030. Die Reichweite der Elektrofahrzeuge wird also aufgrund steigender Batteriekapazitäten und geringeren Verbräuchen immer größer. Die Personengruppe, für die ein Elektrofahrzeug in Frage kommt, wächst – und damit steigt auch die Fahrleistung des rein elektrisch betriebenen Flottenanteils (BEV-Anteil).

11.3.4.1 Jahreslastgang

Im Folgenden sind die Jahreslastgänge der simulierten Jahre dargestellt. Der Verbrauch und somit auch die geladene Energiemenge hängen stark von der Temperatur ab. Zum Vergleich wird in **Abbildung 11-34** der Temperaturverlauf des Testreferenzjahrs angegeben.

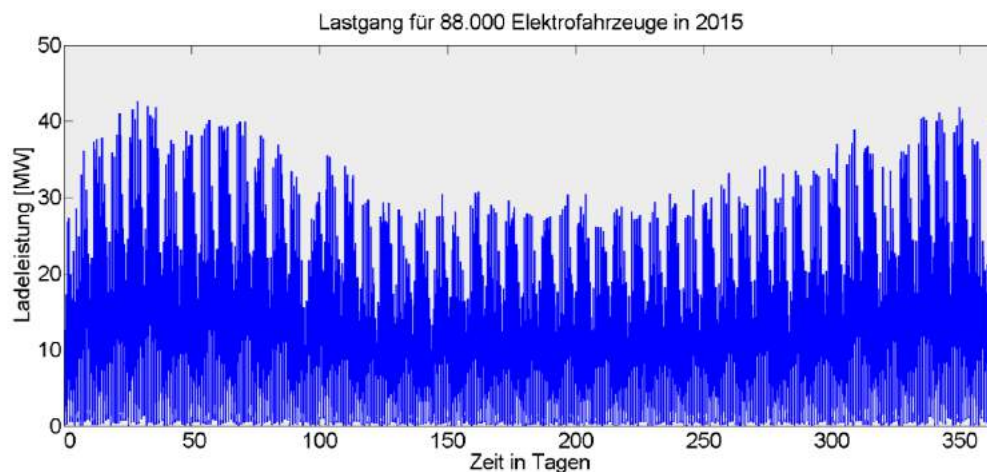


Abbildung 11-34: Jahreslastgang 2015 ($\Delta t = 1 h$)

Es ist zu erkennen, dass die Lastspitzen im Sommer deutlich niedriger sind als im Herbst und Winter. Dies hat zwei Gründe: Im hinterlegten Fahrzeug-Klimatisierungsmodell erfolgt bei einer Umgebungstemperatur von 20 °C keine Klimatisierung, wodurch der Verbrauch des Fahrzeugs und damit die Lastspitzen im Sommer geringer sind als im Winter. Wie in **Abbildung 11-34** zu sehen ist, treten zwar im Sommer auch Temperaturen von 30 °C und mehr auf, der Klimatisierungsbedarf ist jedoch im Winter bei bis zu -20 °C deutlich höher. Für den Kühlbedarf wurde im Modell lediglich die Umgebungstemperatur als Einflussparameter herangezogen. In der

Realität hat die Sonneneinstrahlung zusätzlich Einfluss auf den Kühlbedarf im Fahrzeug. Unter Berücksichtigung der Sonneneinstrahlung könnten die Lastspitzen im Sommer höher liegen als hier dargestellt. Ein weiterer Grund für den geringeren Energiebedarf im Sommer ist die Urlaubshochsaison von Juli bis Oktober. In dieser Zeit sind bis zu 8 % der PKW-Fahrer im Auslandsurlaub und damit nicht im Lastgang enthalten.

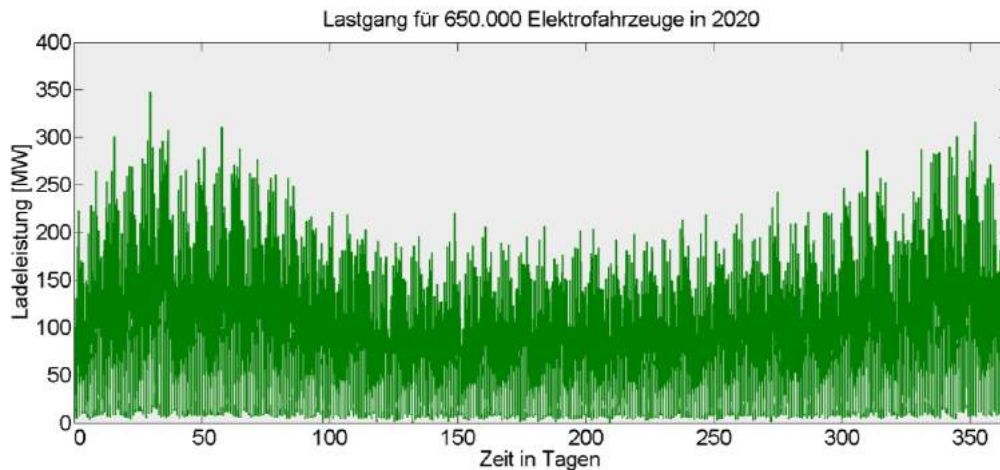


Abbildung 11-35: Jahreslastgang 2020 ($\Delta t = 1 h$)

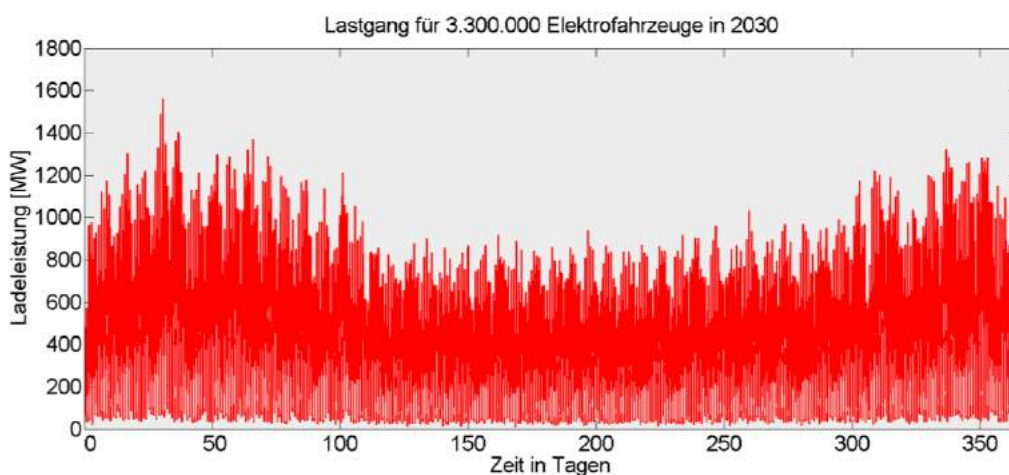


Abbildung 11-36: Jahreslastgang 2030 ($\Delta t = 1 h$)

Soweit erkennbar, weisen die Lastgänge sehr ähnliche Verläufe auf. Der Zusammenhang zwischen Lastgang, Temperaturverlauf und Ferienzeit ist deutlich erkennbar. Die in den Jahren geladene Energiemenge zeigt **Tabelle 11-27**

Tabelle 11-27: Insgesamt geladene Energiemenge nach Jahren

Jahr	2015	2020	2030
Insgesamt geladene Energiemenge [GWh]	89	743	3.555

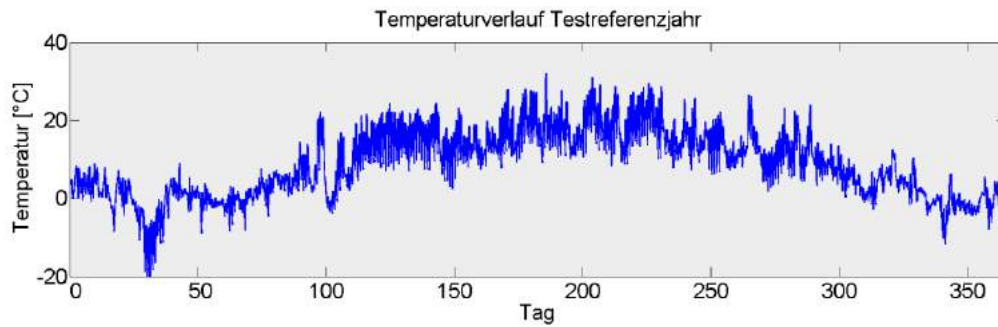


Abbildung 11-37: Temperaturverlauf des Testreferenzjahrs

Abbildung 11-38 und **Abbildung 11-39** zeigen den Jahresverlauf in einer anderen Darstellungsform in Wochen-/Tagesauflösung auf Basis der jeweils geladenen Energiemenge.

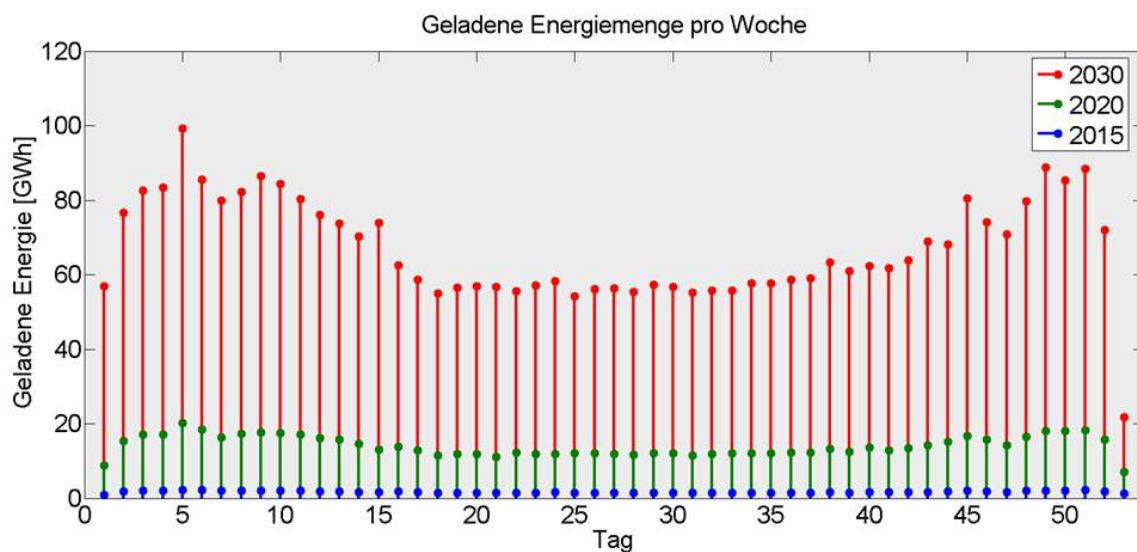


Abbildung 11-38: Pro Kalenderwoche geladene Energiemenge in 2015, 2020 und 2030

In Kalenderwoche 1 und Kalenderwoche 53 werden nur die im Betrachtungsjahr liegenden Tage berücksichtigt, was zu einer geringeren geladenen Energiemenge in diesen Wochen führt. Bei der Betrachtung zeigt sich, dass die kälteste Kalenderwoche (KW 5) zum höchsten Verbrauch führt.

Bei genauer Betrachtung fällt auf, dass eine Erhöhung der geladenen Energiemenge in KW 15 nur in 2030 sichtbar ist. In 2020 ist sogar ein im Vergleich zu den angrenzenden Kalenderwochen niedrigerer Verbrauch erkennbar. Die Ursache hierfür liegt in den berücksichtigten Feiertagen. In 2020 und 2015 fällt je ein Feiertag in diese besonders kalte Kalenderwoche.

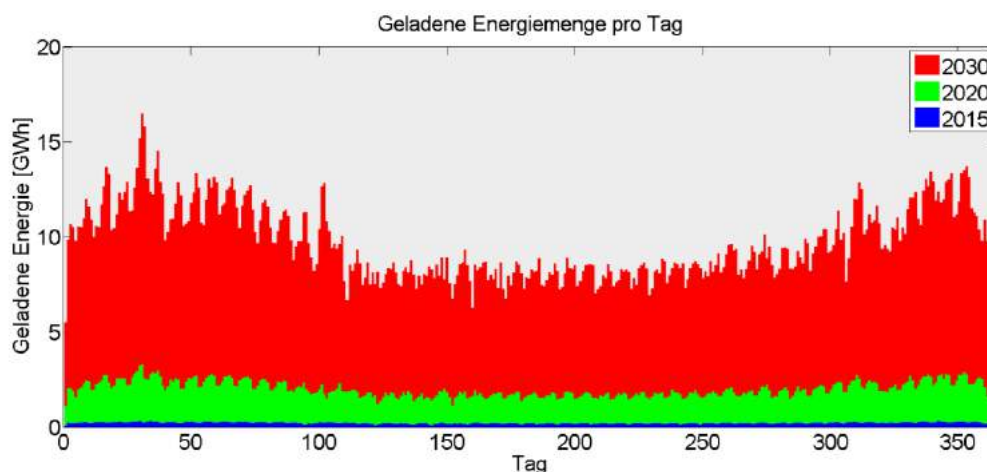


Abbildung 11-39: Pro Tag geladene Energiemenge in 2015, 2020 und 2030

Abbildung 11-40 zeigt den Lastgang als Jahresdauerlinie. Diese Darstellung ist aus der Kraftwerkstechnik bekannt.

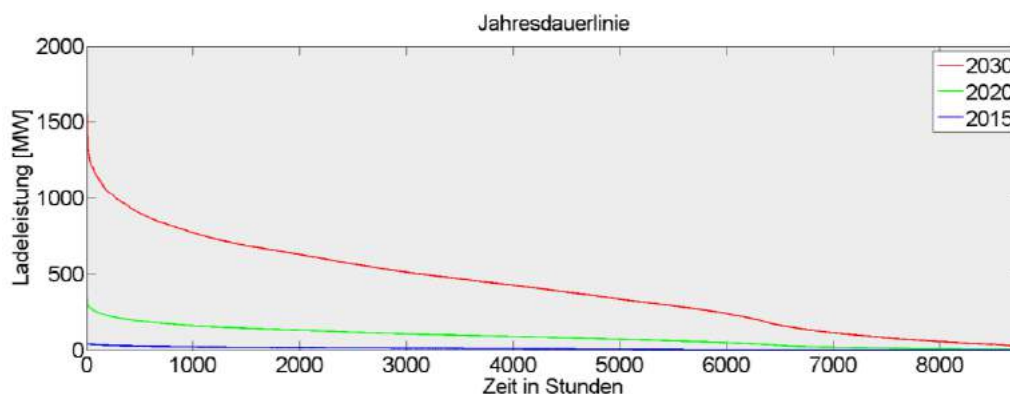


Abbildung 11-40: Jahresdauerlinie Lastgang Elektromobilität 2015, 2020 und 2030
($\Delta t = 1 \text{ h}$)

Tabelle 11-28: Jahreshöchstleistungen

Jahr	2015	2020	2030
Leistungsmaximum [MW] ($\Delta t = 1 \text{ h}$)	42	348	1560

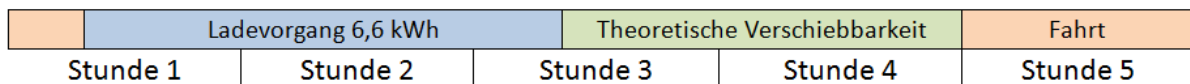
Das Leistungsmaximum von 1.560 MW wird dabei für eine Stunde im gesamten Jahr 2030 erreicht. Lediglich in 15 h übersteigt die Leistung den Wert von 1.300 MW, 1.000 MW werden in ca. 275 h überschritten. Die zusätzliche Spitzenlast durch Elektrofahrzeuge im mittleren Szenario 2030 würde somit etwa 1 % - 2 % der gesamten heutigen Netzlast in Deutschland betragen (60 - 80 GW). Erfolgt eine Gegenüberstellung der Last der Elektrofahrzeuge mit der Last in der Niederspannungsebene, in der die Fahrzeuge überwiegend angeschlossen sind, ergeben sich höhere Anteile. Die gesamte Last in der Niederspannungsebene beträgt in Deutschland etwa 20 - 30 GW, d.h. die Ladelast der Elektrofahrzeuge in 2030 hätten einen 5 %-Anteil an dieser Last. In welchem Umfang diese Höchstleistung gegebenenfalls durch zeitliche Verschiebung der Ladevorgänge reduziert werden kann, wird in Kapitel 11.3.4.2 untersucht.

11.3.4.2 Ladeverschiebbarkeit

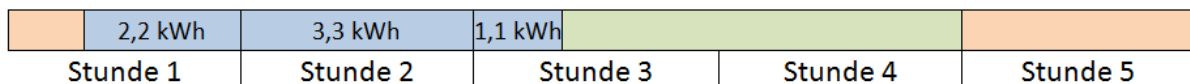
Ladevorgänge werden in der Regel sofort nach Ankunft am Ladeort gestartet. In vielen Fällen steht das Fahrzeug nach Beenden des Ladevorgangs noch mehrere Stunden.

Durch eine separate Betrachtung der einzelnen Ladevorgänge lässt sich für jeden Ladevorgang eine maximale Verschiebbarkeit definieren. Hierzu wird bei jedem Ladevorgang der zeitliche Abstand zwischen Ladevorgangsende und nächstem Fahrtbeginn errechnet. Ist der nächste Fahrtbeginn am Folgetag, so wird ein Fahrtbeginn entsprechend festgelegt.

Anschließend wird jeder Ladevorgang in ein Stundenraster aufgeteilt und die in jeder Stunde geladene Energie mit der errechneten Verschiebbarkeit behaftet. Dabei wird die maximale Verschiebbarkeit jeweils zum nächst kleineren Verschiebbarkeitsraster (1 h+, 3 h+, 6 h+, 12 h+) abgerundet. Ist ein Ladevorgang um weniger als 1 h verschiebbar, so wird dieser nicht verschoben. Das gesamte Vorgehen ist in **Abbildung 11-41** schematisch dargestellt.



Bestimmung der Energie pro Stunde:



Verschiebbarkeit > 1h: Verschieben um 1h

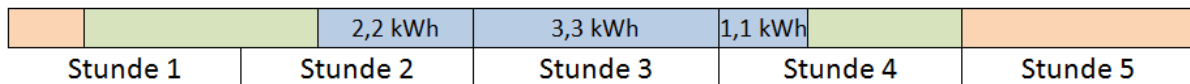


Abbildung 11-41: Berechnungsverfahren Verschiebbarkeit von Ladevorgängen / FFE-12 14/

Abbildung 11-42 zeigt die insgesamt verschiebbare Energiemenge in Stundenauflösung für zwei Wochentage in 2015. Es zeigt sich, dass ein Großteil der Ladevorgänge um mehr als 6 h verschiebbar ist. Dies betrifft beispielsweise Personen, die ihr Fahrzeug über Nacht am Ladeort lassen. Die Ladevorgänge sind meistens schon lange vor der Abfahrt am Folgetag beendet.

Zudem gibt es eine Fahrzeuggruppe, die keine langen Standzeiten an anderen Standorten hat (z.B. Einkaufsfahrt). Diese Fahrzeuggruppe befindet sich nur wenige Stunden des Tages nicht am Ladeort und ermöglicht daher eine sehr große Verschiebung der Ladevorgänge um mehr als 12 h.

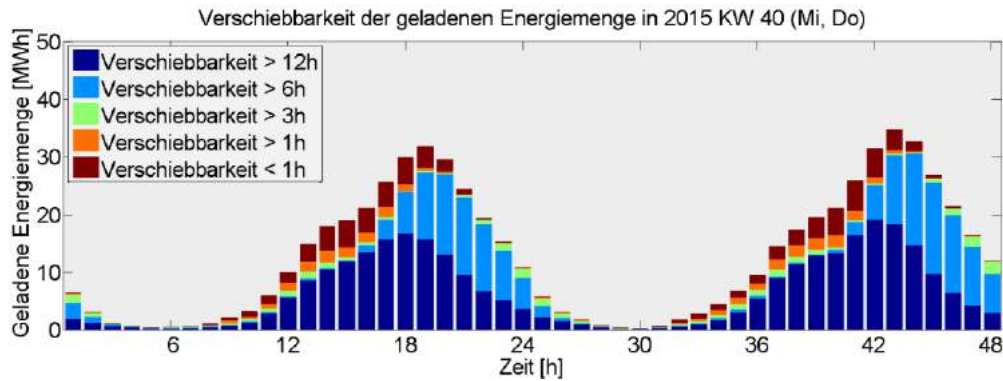


Abbildung 11-42: Verschiebbarkeit der Ladevorgänge (Wochentag, 2015)

In **Abbildung 11-43** sind die Ladevorgänge so verschoben, dass jedes Ende eines Ladevorgangs weniger als eine Stunde von der Abfahrt entfernt ist. Dieser Lastgang entspricht dem zuvor definierten Bedarfsgang. Die Leistungsspitze liegt nun um ca. 6 Uhr morgens. Dieses Ergebnis ist auf die Personen, die morgens zur Arbeit fahren, zurückzuführen. Sehr viele Ladevorgänge werden so verschoben, dass sie genau zu den Morgenstunden beendet sind. Es wird deutlich, dass viele Ladevorgänge von der Nacht auf den Morgen des Folgetages verschoben werden können, was insbesondere beim Vergleich mit der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien interessant wird.

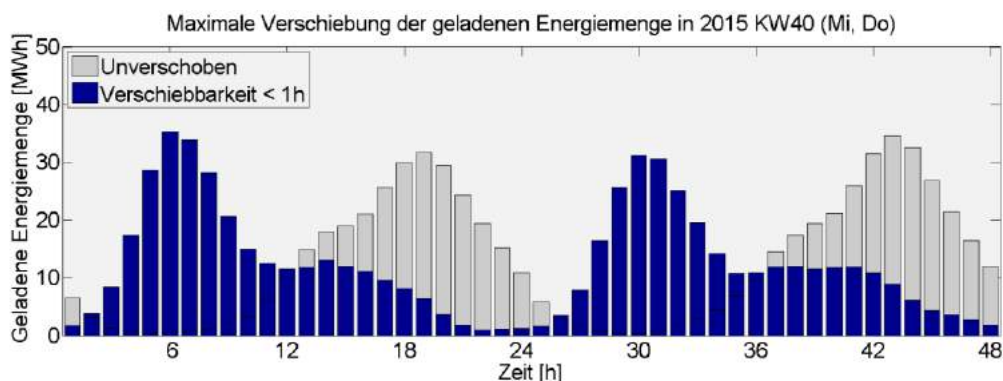


Abbildung 11-43: Ladevorgänge maximal verschoben (Wochentag, 2015)

Zum Vergleich werden hier nur noch die Ergebnisse für 2030 angegeben. Die Anzahl der Ladevorgänge ist vormittags deutlich größer, weil eine Lademöglichkeit am Arbeitsplatz vorhanden ist. Auch diese Ladevorgänge weisen eine Verschiebbarkeit von einigen Stunden auf. Andere Abweichungen sind beispielsweise auf größere Ladeleistungen (und damit schneller beendete Ladevorgänge) oder Fahrprofile mit langen Fahrten (und damit längere Ladevorgänge) zurückzuführen (größere Reichweite in 2030 als in 2015).

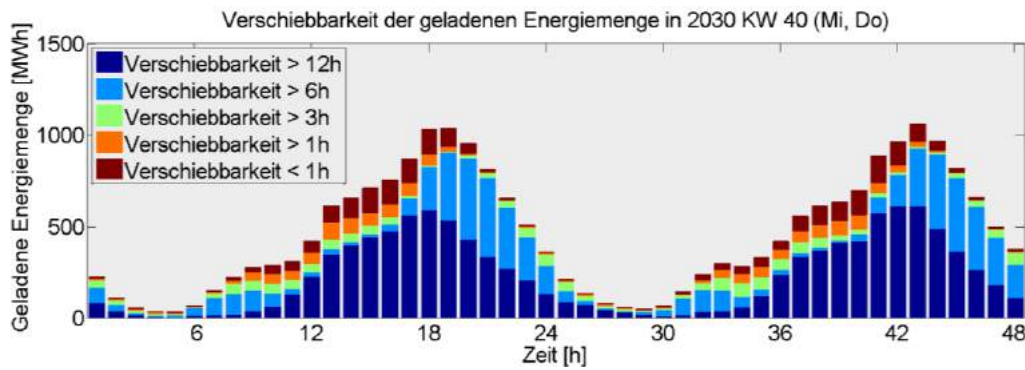


Abbildung 11-44: Verschiebbarkeit der Ladevorgänge (Wochentag, 2030)

Die maximal verschobene Lastkurve zeigt dabei eine ähnliche Charakteristik wie die in **Abbildung 11-45**:

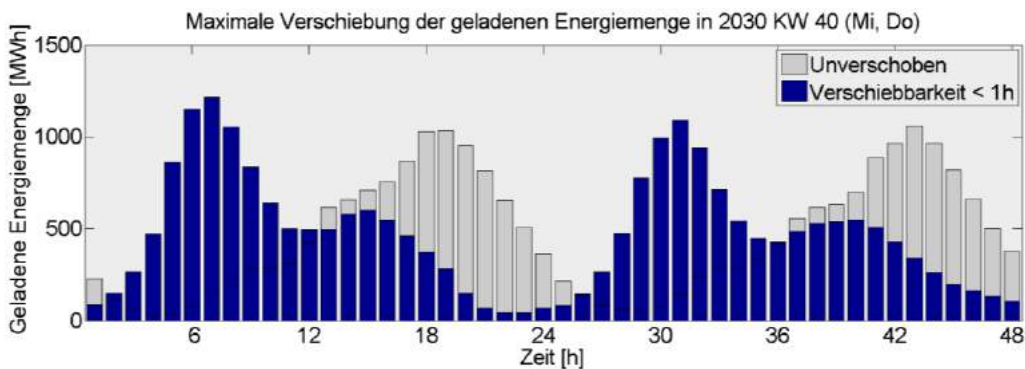


Abbildung 11-45: Ladevorgänge maximal verschoben (Wochentag, 2030)

Es wird deutlich, dass ein Großteil der zu ladenden Energiemenge mehrere Stunden später geladen werden kann. Durch zeitliche Verschiebung der Ladevorgänge ließen sich die in Abschnitt 11.3.4.1 diskutierten Leistungsmaxima also deutlich reduzieren. Des Weiteren besteht ein erhebliches Potenzial für das Anbieten von Regelleistung. Die Fahrzeuge beginnen erst dann mit dem Laden, wenn negative Regelleistung benötigt wird, und unterbrechen den Ladevorgang, wenn positive Regelleistung nötig ist.

11.3.4.3 Kumulierte Speicherkapazität

Durch Verknüpfung der regionalen Verteilung mit den Szenarien für die Fahrzeugdurchdringung sowie den Annahmen zur Batterieentwicklung ergeben sich die in **Abbildung 11-46**, **Abbildung 11-47** sowie zusammenfassend in **Tabelle 11-29** dargestellten Werte für die räumliche Verteilung der Gesamtspeicherkapazität von BEV in Deutschland.

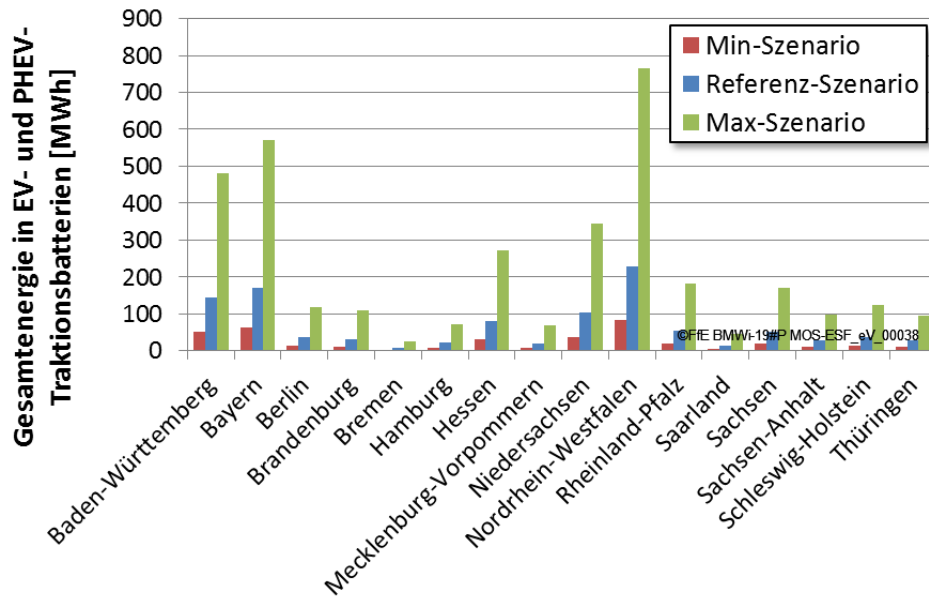


Abbildung 11-46: Verbaute Speicherkapazität von EV und PHEV (2015)

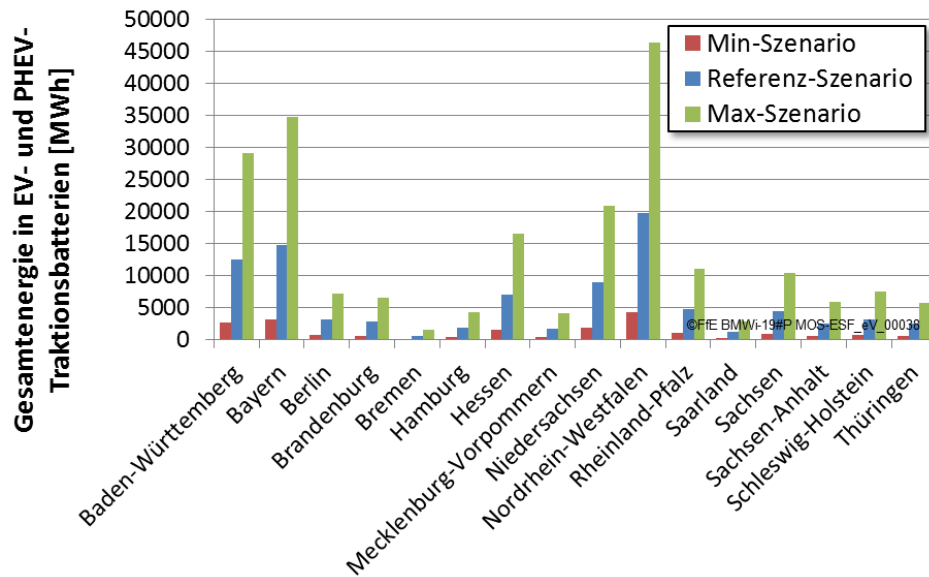


Abbildung 11-47: Verbaute Speicherkapazität von EV und PHEV (2030)

Tabelle 11-29: Verbaute Speicherkapazität 2015 bis 2030 in MWh Referenzszenario

	2015	2020	2025	2030
Baden-Württemberg	143	1.841	6.280	12.449
Bayern	170	2.191	7.473	14.814
Berlin	35	456	1.555	3.083
Brandenburg	32	413	1.407	2.789
Bremen	7	96	328	651
Hamburg	21	269	917	1.817
Hessen	81	1.045	3.564	7.064
Mecklenburg-Vorpommern	20	261	890	1.764
Niedersachsen	103	1.324	4.515	8.950
Nordrhein-Westphalen	227	2.929	9.990	19.804
Rheinland-Pfalz	54	700	2.386	4.730
Saarland	14	179	610	1.208
Sachsen	51	656	2.237	4.434
Sachsen-Anhalt	29	376	1.283	2.543
Schleswig-Holstein	36	471	1.606	3.185
Thüringen	28	365	1.246	2.471
Gesamt in MWh	1.051	13.572	46.285	91.757

Diese Angaben stellen das theoretische Potenzial der Speicherkapazitäten dar. Unter realen Umständen muss davon ausgegangen werden, dass:

- Nicht alle Fahrzeuge für die Sekundärnutzung zur Verfügung stehen
- Nicht die volle Batteriekapazität genutzt werden kann

11.3.5 Sensitivitätsanalysen

Für die folgenden Auswertungen soll eine Übersicht über die untersuchten Zusammenhänge gegeben werden. Es werden Sensitivitäten analysiert, bei denen eine signifikante Abhängigkeit möglich und nicht trivial ist. Alle Simulationen werden im Jahr 2020 und wenn nicht anders angegeben in der Kalenderwoche 40 durchgeführt (mittlere Temperatur 10°C). KW 40 stellt eine typische Woche im Betrachtungsjahr dar. Es soll dabei geprüft werden, welche zukünftigen Entwicklungen ausschlaggebend u.a. sind für:

- Maximale Ladegleichzeitigkeit
- Zeitpunkt und Höhe der Lastspitze
- Lastflexibilität
- Restkapazität in der Fahrzeugbatterie
- Anzahl der Ladevorgänge

Tabelle 11-30 zeigt die in den folgenden Abschnitten diskutierten Zusammenhänge.

Tabelle 11-30: Übersicht ausgewertete Zusammenhänge

	SOC-Verlauf	Lastgang für 1 Woche	Gleichzeitigkeit Ladevorgänge	Verschiebbarkeit Ladevorgänge
Ladeverhalten	•	•	•	•
Ladeverhalten - Lademöglichkeit am Arbeitsplatz	•	•	•	•
Ladeverhalten - Ladeleistung	•	•	•	•
Fahrzeugdurchdringung- PHEV-Anteil	•	•	•	
Fahrverhalten - Fahrleistung	•	•	•	•
Fahrzeugverbrauch- Temperatureinfluss	•	•	•	
Batteriekapazität	•	•	•	

11.3.5.1 Ladeverhalten

Im Folgenden sollen die Auswirkungen des Nutzerverhaltens untersucht werden. Hierzu werden unterschiedliche Nutzerverhalten analysiert:

- Reales Ladeverhalten gemäß Abschnitt 0
- Laden bei jeder Möglichkeit (Sofortladen)
- Laden nur nach letzter Fahrt des Tages
- Laden wenn SOC kleiner als 50 %²⁸

Tabelle 11-31 zeigt Flottencharakteristiken bei verschiedenem Ladeverhalten. Dabei fällt auf, dass der Anteil mit BEV durchführbarer Fahrprofile stark vom Ladeverhalten abhängt.

Tabelle 11-31: Flottencharakteristiken bei verschiedenen Ladeverhalten

Ladeverhalten	Reales Ladeverhalten	Immer Laden	Nach letzter Fahrt	Nur bei SOC unter 50 %
Pro Fahrzeug in einer Woche geladene Energiemenge [kWh]	20,9	21,2	20,9	20,8
Lastspitze ($\Delta t = 5$ min) [MW]	257	275	293	282
Anteil Ladedauer von gesamter Standzeit an Ladeorten	7,4 %	7,5 %	6,9 %	7,2 %
Anteil Ladedauer von Zeit am Netz	9,9 %	7,5 %	7,4 %	13,3 %
Anteil der genutzten Parkvorgänge für einen Ladevorgang	23,4 %	32,3 %	25,1 %	17,5 %
Anteil mit BEV durchführbarer Fahrprofile	99,1 %	99,1 %	99,0 %	98,1 %
Ladevorgänge pro Woche	4,2	5,8	3,7	2,5
Maximale Ladegleichzeitigkeit	9,0 %	9,8 %	10,7 %	10,3 %
Mittlere Verschiebbarkeit pro kWh geladener Energie	11,8	11,2	13,4	12,2

²⁸ Beim Ladeverhalten „Bei SOC < 50 %“ wurden anstatt der üblichen einen Woche 3 Wochen Vorlaufzeit in der Berechnung verwendet, um eine ausreichend eingependelte Situation zu erreichen.

Wird das Ladeverhalten ‚Immer Laden‘ angewandt, werden 32 % der Parkvorgänge zum Laden verwendet. Dies zeigt, dass ca. jeder dritte Parkvorgang an einem Ladeort ist (gültig für 2020). Insgesamt werden dann im Mittel 5,81 Ladevorgänge pro Woche durchgeführt.

Eine weitere Auffälligkeit ist, dass beim Ladeverhalten ‚Nur bei SOC unter 50 %‘ am seltensten geladen wird (2,4 Ladevorgänge pro Woche, 17,5 % der Parkvorgänge werden zum Laden genutzt). **Abbildung 11-48** und **Abbildung 11-50** zeigen, dass bei diesem Nutzerverhalten verstärkt am Dienstag und Donnerstag geladen wird. Dies liegt daran, dass - bedingt durch längere Fahrten am Wochenende - die Fahrzeuge am Wochenende geladen werden. Der nächste Ladevorgang ist dann häufig erst am Dienstag und dann wieder am Donnerstag nötig. Ein derartiges Ladeverhalten stellt einen fiktiven Fall dar, der so in der Realität nicht vorkommt.

Wird nur nach der letzten Fahrt des Tages geladen, ergibt sich eine stark erhöhte Lastspitze im Vergleich zu den anderen Ladeverhaltensweisen, weil sich der Großteil der Ladevorgänge auf die Abendstunden konzentriert. Wird ein reales Ladeverhalten angenommen, ergeben sich die geringsten Lastspitzen und die geringste maximale Ladegleichzeitigkeit. Das liegt daran, dass die Ladevorgänge durch individuelles Nutzerverhalten besser auf verschiedene Gelegenheiten verteilt sind.

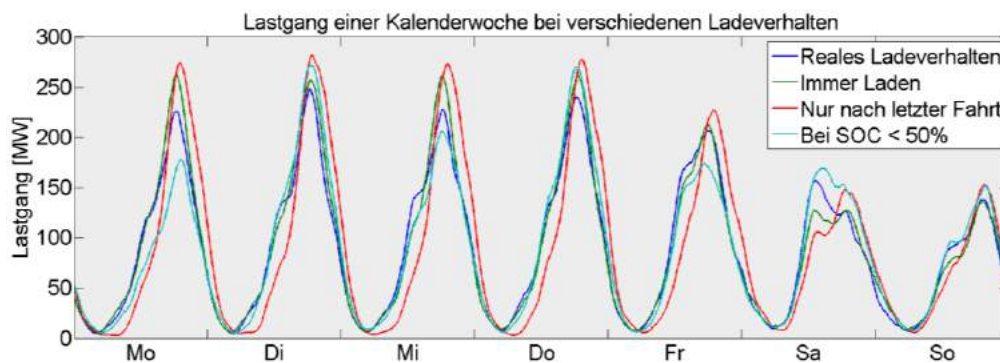


Abbildung 11-48: Lastgang einer Kalenderwoche für verschiedenes Ladeverhalten ($\Delta t = 5 \text{ min}$, geglättet)

Abbildung 11-49 zeigt den gemittelten SOC-Verlauf bei den verschiedenen Nutzerverhalten. Der Verlauf beim Ladeverhalten ‚Immer Laden‘ ist am höchsten. Beim Ladeverhalten ‚Nach letzter Fahrt‘ sind die Schwankungen am größten, weil tagsüber nicht nachgeladen wird.

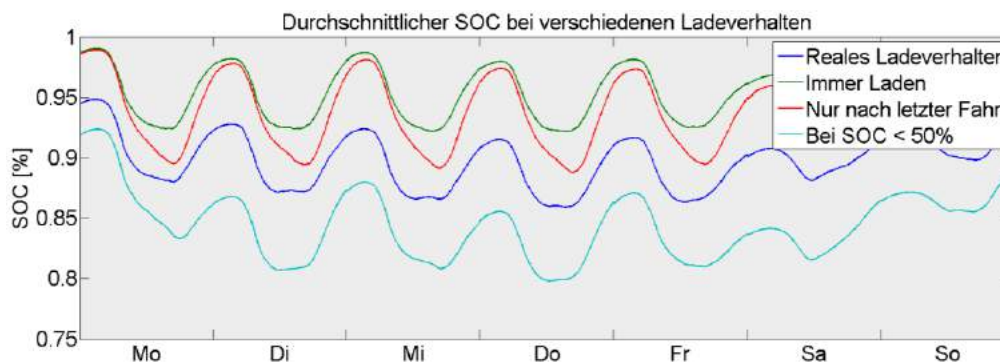


Abbildung 11-49: Verlauf Durchschnitts-SOC bei verschiedenen Ladeverhalten

Wie bereits bei Betrachtung der Lastspitzen, wird bei genauerer Betrachtung der Ladegleichzeitigkeit ersichtlich, dass ein spezielles Ladeverhalten höhere Lastspitzen zur Folge hat.

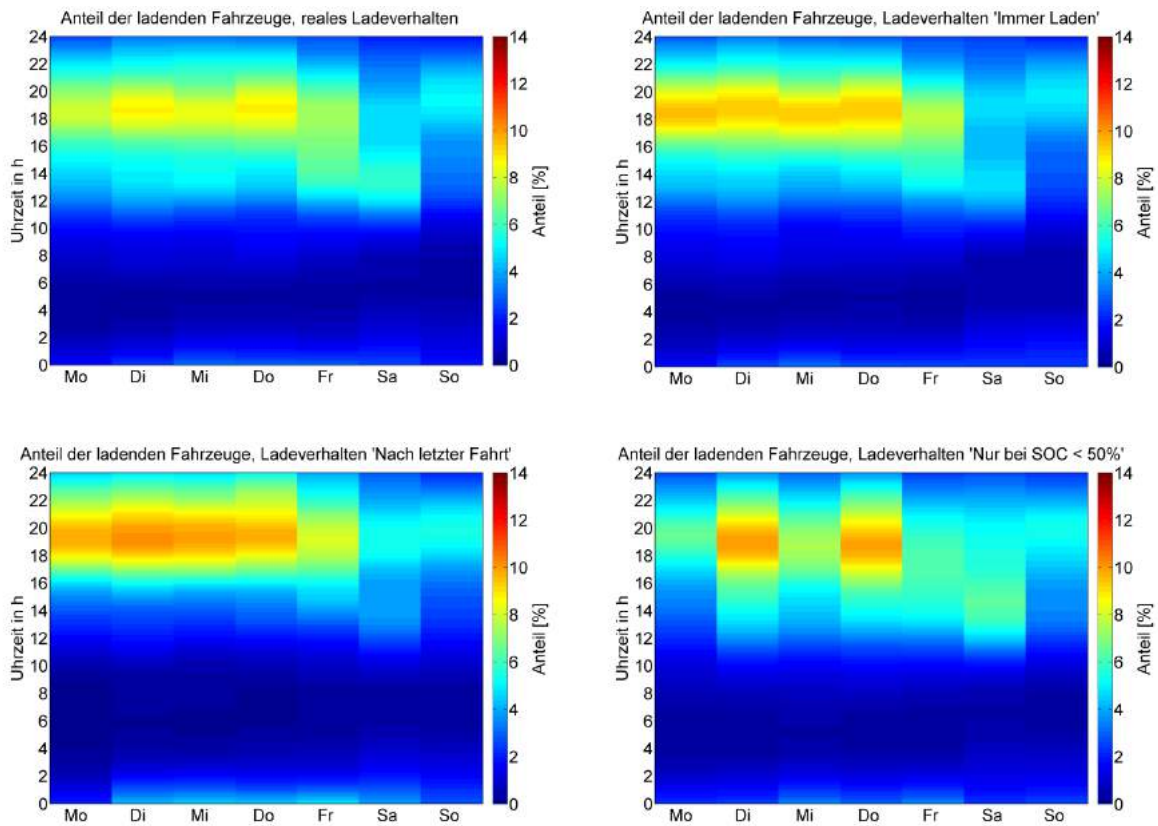


Abbildung 11-50: Ladegleichzeitigkeit bei verschiedenem Ladeverhalten

Im Folgenden sind die möglichen Verschiebezeiten der geladenen Energiemenge aufgezeigt. Dabei wird ersichtlich, dass sich lediglich die Verschiebbarkeit beim Laden nach der letzten Fahrt (vgl. **Abbildung 11-53**) stark von den anderen Verschiebbarkeiten unterscheidet. Hier sind nahezu alle Ladevorgänge um einen großen Zeitraum verschiebbar. Dies liegt daran, dass viele Ladevorgänge herausfallen, bei denen in Kürze eine Fahrt folgt. Nach der letzten Fahrt des Tages ist in der Regel eine sehr lange Standzeit vorhanden. Die Verschiebbarkeit steigt damit zwar an, jedoch nur deshalb, weil vorherige Ladevorgänge mit geringen Verschiebbarkeiten wegfallen.

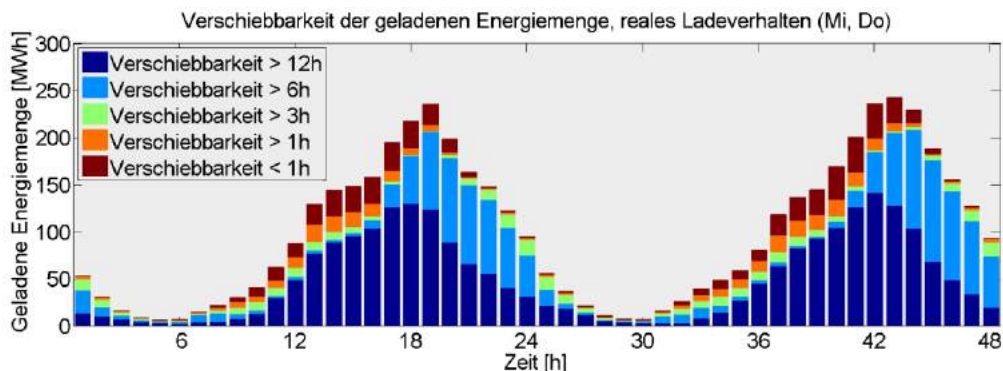


Abbildung 11-51: Mögliche Verschiebbarkeit der Ladevorgänge bei realem Ladeverhalten

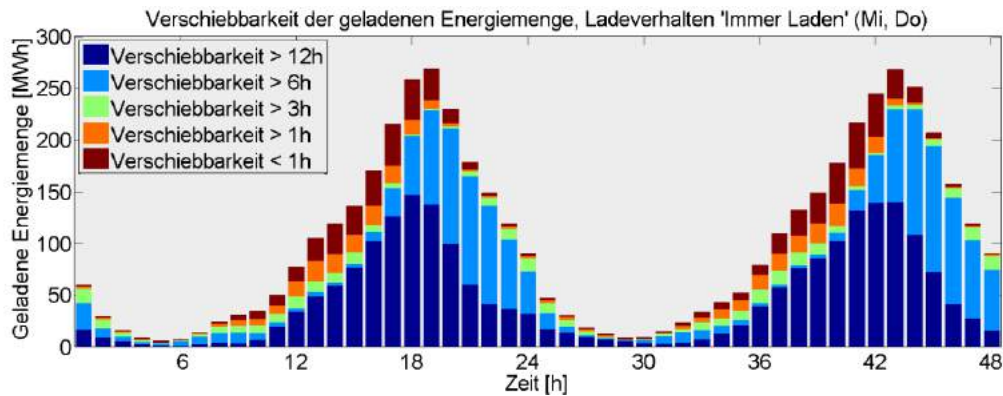


Abbildung 11-52: Mögliche Verschiebbarkeit der Ladevorgänge bei Ladeverhalten ‚Immer laden‘

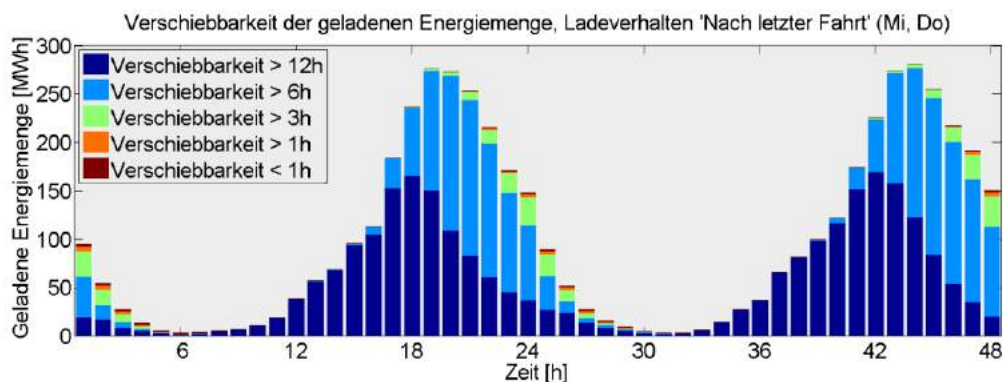


Abbildung 11-53: Mögliche Verschiebbarkeit der Ladevorgänge bei Ladeverhalten ‚Nur nach letzter Fahrt‘

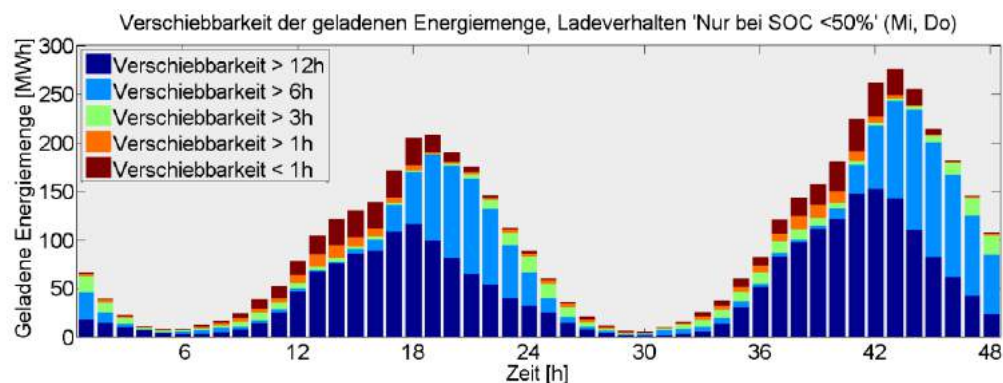


Abbildung 11-54: Mögliche Verschiebbarkeit der Ladevorgänge bei Ladeverhalten ‚Laden bei SOC < 50 %‘

Generell ist erkennbar, dass bei einer Elektrofahrzeugflotte mit realem Ladeverhalten die Lastspitze und die Ladegleichzeitigkeit am geringsten sind, weil die Ladevorgänge durch verschiedene Kriterien zum Start der Ladevorgänge am besten verteilt werden.

11.3.5.2 Ladeverhalten – Lademöglichkeit am Arbeitsplatz

Dieser Abschnitt untersucht die Auswirkungen der Lademöglichkeit am Arbeitsplatz auf die Eigenschaften der Flotte. Dabei wird die Flotte exemplarisch für 0 %, 30 %, 70 % und

100 % mit Lademöglichkeit am Arbeitsplatz modelliert. In **Tabelle 11-32** sind die sich ergebenden Flottencharakteristiken enthalten.

Tabelle 11-32: *Flottencharakteristiken bei verschiedenem Anteil mit Lademöglichkeit am Arbeitsplatz*

Anteil mit Lademöglichkeit am Arbeitsplatz	0 %	30 %	70 %	100 %
Pro Fahrzeug in einer Woche geladene Energiemenge [kWh]	20,7	21,0	21,2	21,4
Lastspitze ($\Delta t = 5$ min) [MW]	257	247	215	201
Anteil Ladedauer von gesamter Standzeit an Ladeorten	7,4 %	7,3 %	7,1 %	6,9 %
Anteil Ladedauer von Zeit am Netz	10,0 %	9,9 %	9,7 %	9,5 %
Anteil der genutzten Parkvorgänge für einen Ladevorgang	23,3 %	23,7 %	24,4 %	25,5 %
Anteil mit BEV durchführbarer Fahrprofile	99,1 %	99,1 %	99,1 %	99,1 %
Ladevorgänge pro Woche	4,0	4,4	4,8	5,2
Maximale Ladegleichzeitigkeit	9,4 %	8,8 %	7,8 %	6,9 %
Mittlere Verschiebbarkeit pro kWh geladener Energie	12,0	11,6	11,3	11,2

Durch die zusätzliche Lademöglichkeit sind die Ladevorgänge besser zeitlich verteilt, die Lastspitze und die maximale Ladegleichzeitigkeit sinken deutlich. Zudem steigen die Anzahl der Ladevorgänge und damit auch die Verfügbarkeit am Netz sowie das Potenzial für Sekundärnutzung. Der Anteil der mit BEV durchführbaren Fahrprofile steigt nur minimal. Grund hierfür kann sein, dass die Fahrten, die für ein BEV zu lang sind, keine Fahrten zum Arbeitsplatz sind. Die Lademöglichkeit am Arbeitsplatz ändert nur dann den Anteil der mit BEV durchführbaren Fahrten, wenn Fahrtstrecken zum Arbeitsplatz bereits die Reichweite eines Elektrofahrzeugs übersteigen. Dies ist nur selten der Fall. Dennoch kann das Laden am Arbeitsplatz gerade an sehr kalten Tagen, wegen des dann höheren Verbrauchs, größere Auswirkung auf die Durchführbarkeit der Fahrten mit einem BEV haben.

In **Abbildung 11-55** ist die zusätzliche Last durch die Ladevorgänge am Arbeitsplatz erkennbar. Die 19-Uhr-Lastspitze verringert sich, bei hohem Anteil mit Lademöglichkeit am Arbeitsplatz wird sogar eine neue Lastspitze um ca. 9 Uhr erkennbar.

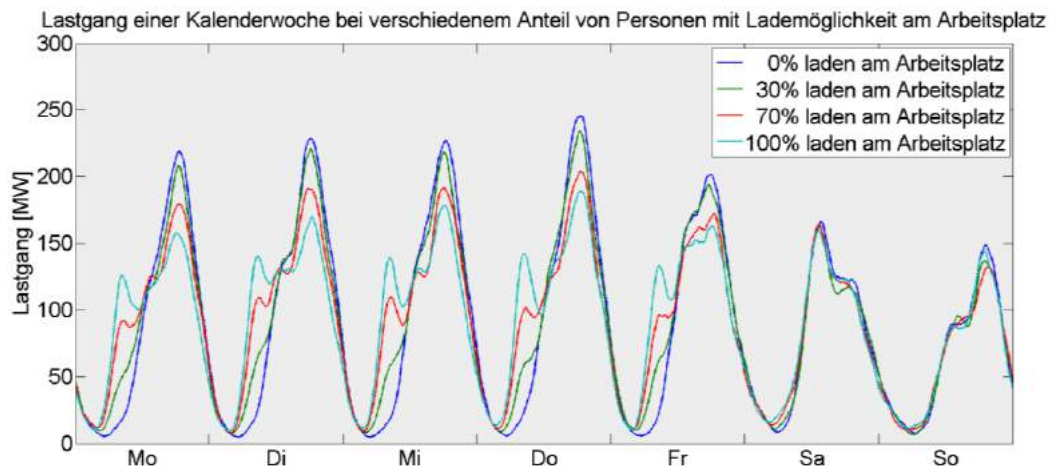


Abbildung 11-55: Lastgang einer Kalenderwoche für verschiedenen Anteil mit Lademöglichkeit am Arbeitsplatz ($\Delta t = 5 \text{ min}$, geglättet)

Der mittlere SOC-Verlauf (**Abbildung 11-56**) lässt erkennen, dass durch die zusätzliche Lademöglichkeit der SOC-Verlauf deutlich weniger schwankt. Der mittlere SOC sinkt ohne Laden am Arbeitsplatz auf ca. 86 %, und bei einer flottenübergreifenden Lademöglichkeit an der Arbeitsstätte auf etwa 89 %. Es ist damit eine größere Energiemenge durchgehend in der Gesamtflotte gespeichert, die theoretisch einer Sekundärnutzung zur Verfügung steht.

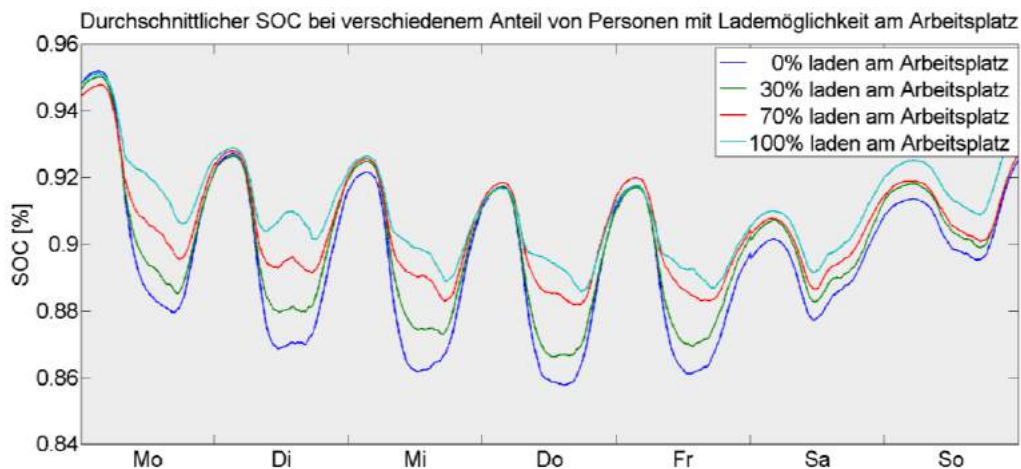


Abbildung 11-56: Verlauf Durchschnitts-SOC für verschiedenen Anteil mit Lademöglichkeit am Arbeitsplatz

Abbildung 11-57 lässt erkennen, wie sich der zusätzliche Ladestandort auf die Ladegleichzeitigkeit und auf die Verteilung der Ladevorgänge auswirkt. Die Ladevorgänge sind gleichmäßiger über den Tag verteilt und der Anteil spät abends ladender Fahrzeuge wird geringer. Im Hinblick auf die Sekundärnutzung ist das Nutzungspotenzial besser zeitlich verteilt, auch eine Überdeckung mit der PV-Erzeugung wird größer.

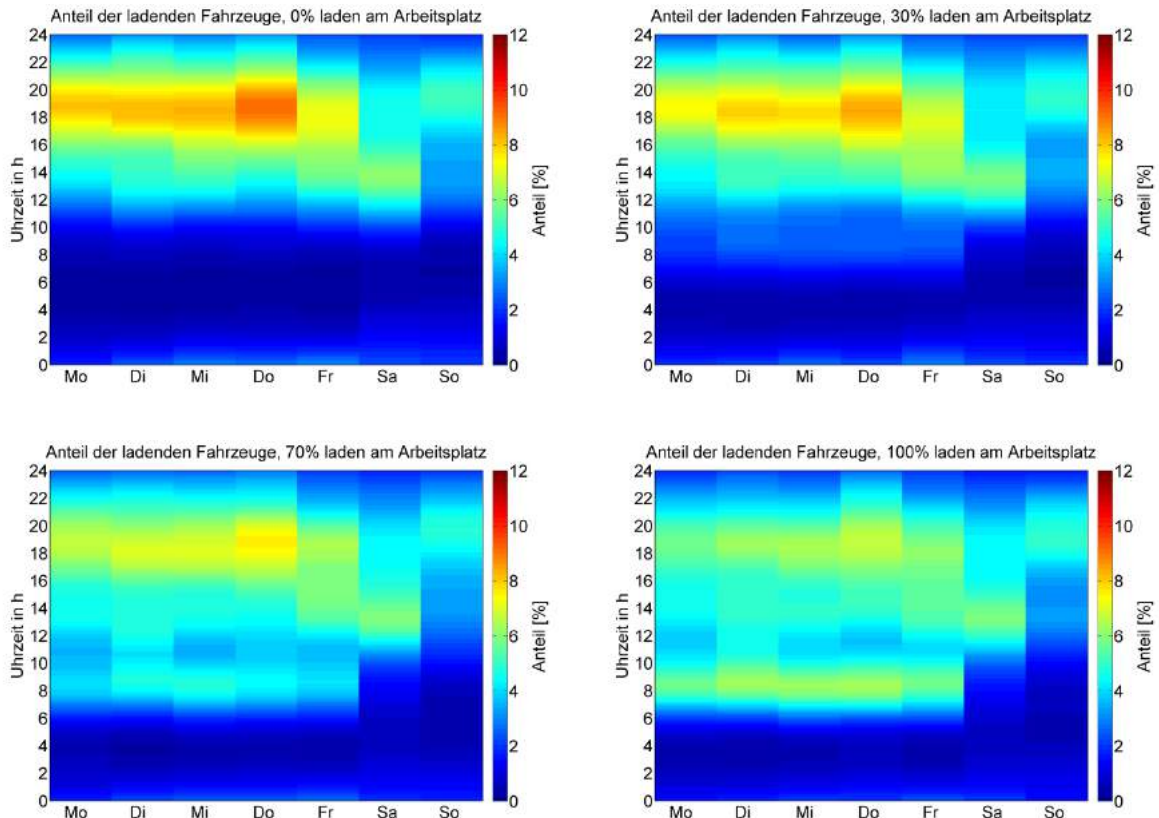


Abbildung 11-57: Ladegleichzeitigkeit bei verschiedenem Ladeverhalten

Im Folgenden sind die Lastgänge in Stundenaufösung inkl. Verschiebbarkeiten für Mittwoch und Donnerstag dargestellt. Auch hier lässt sich die Verringerung der Lastspitze um 19 Uhr durch die zusätzliche Lademöglichkeit erkennen. Zudem zeigt sich, dass auch die Ladevorgänge am Arbeitsplatz um mehrere Stunden verschiebbar sind (**Abbildung 11-58**).

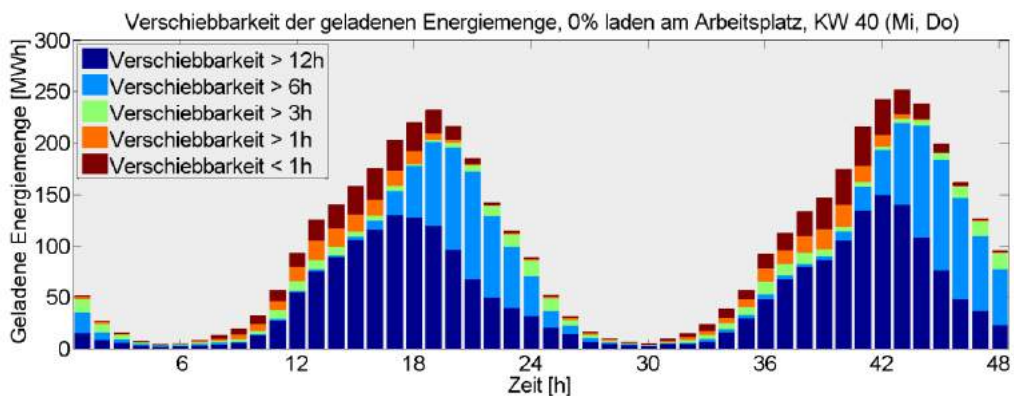


Abbildung 11-58: Mögliche Verschiebbarkeit der Ladevorgänge, 0 % laden am Arbeitsplatz

In **Abbildung 11-59** sind die Ladevorgänge ohne Lademöglichkeit am Arbeitsplatz maximal verschoben dargestellt.

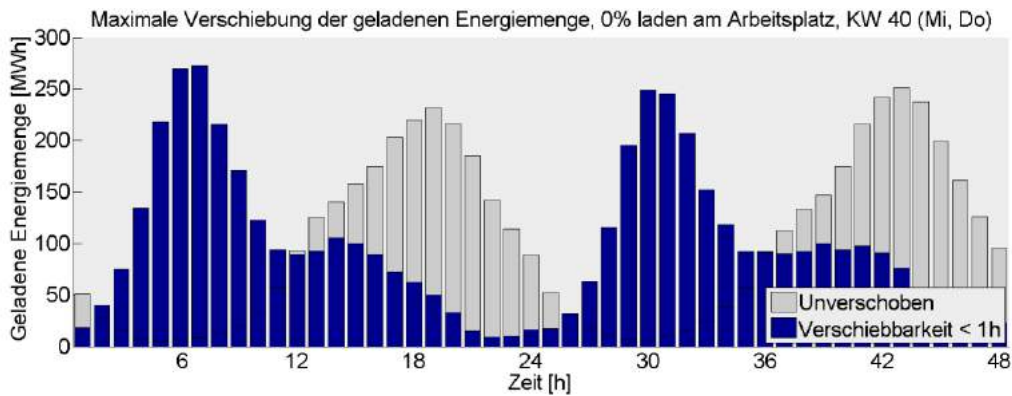


Abbildung 11-59: Ladevorgänge maximal verschoben, 0 % laden am Arbeitsplatz

Ein Vergleich dieser Ergebnisse mit den Verschiebbarkeiten der Ladevorgänge bei einer Ladung am Arbeitsplatz zeigt, dass der Anteil der tagsüber stattfindenden Ladevorgänge nochmals erhöht werden kann. In Bezug auf PV-Erzeugungsgänge verbessert sich durch eine Lademöglichkeit am Arbeitsplatz die Möglichkeit zur Lastdeckung.

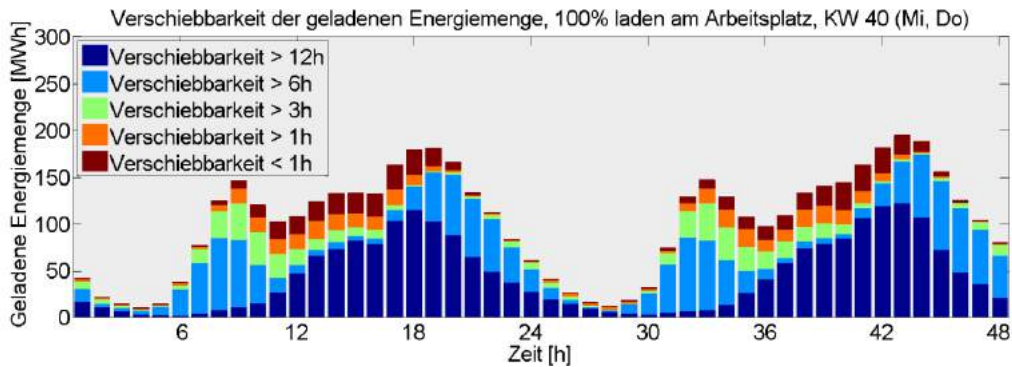


Abbildung 11-60: Mögliche Verschiebbarkeit der Ladevorgänge, 100 % laden am Arbeitsplatz

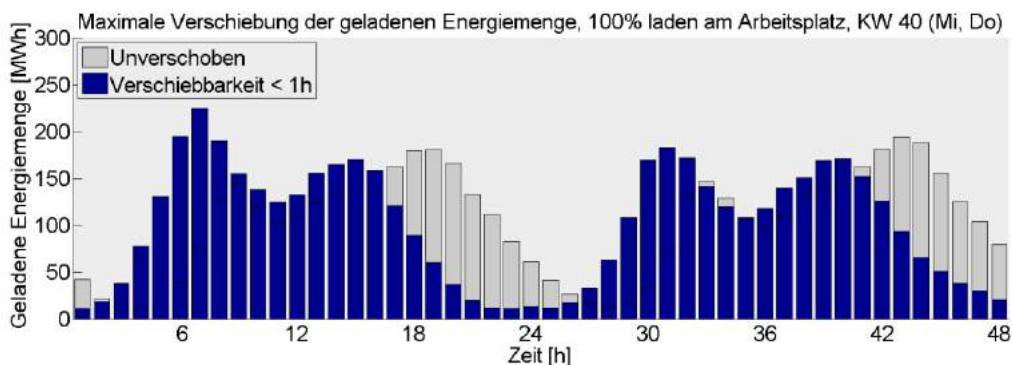


Abbildung 11-61: Ladevorgänge maximal verschoben, 100 % laden am Arbeitsplatz

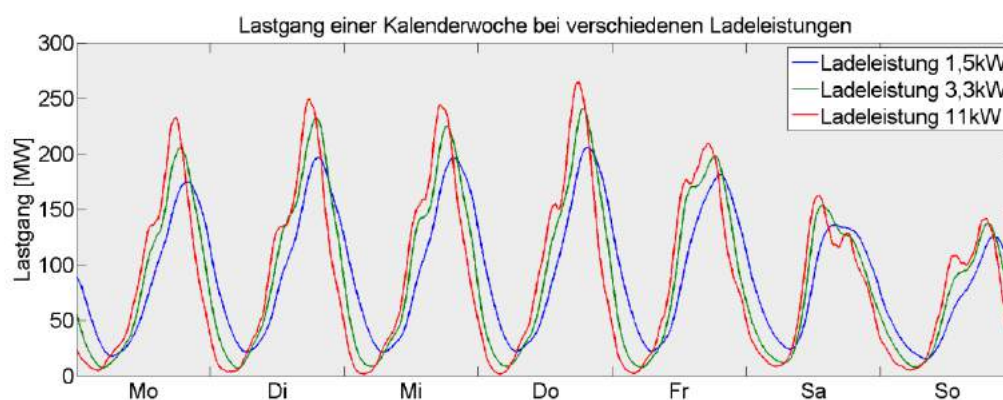
11.3.5.3 Ladeverhalten – Ladeleistung

Zur Untersuchung der Abhängigkeit der Flottencharakteristiken von der Ladeleistung wird für die gesamte Fahrzeugflotte eine einheitliche Ladeleistung definiert.

Tabelle 11-33: *Flottencharakteristiken bei verschiedenem Ladeverhalten*

Ladeleistung	1,5 kW	3,3 kW	11 kW	22 kW
Pro Fahrzeug in einer Woche geladene Energiemenge [kWh]	21,1	21,0	21,0	21,0
Lastspitze ($\Delta t = 5 \text{ min}$) [MW]	209	247	275	278
Anteil Ladedauer von gesamter Standzeit an Ladeorten	15,1 %	9,1 %	3,0 %	1,5 %
Anteil Ladedauer von Zeit am Netz	18,5 %	11,9 %	4,1 %	2,1 %
Anteil der genutzten Parkvorgänge für einen Ladevorgang	26,7 %	24,1 %	22,7 %	22,7 %
Anteil mit BEV durchführbarer Fahrprofile	99,1 %	99,1 %	99,1 %	99,1 %
Ladevorgänge pro Woche	4,1	4,2	4,1	4,1
Maximale Ladegleichzeitigkeit	21,4 %	11,5 %	3,9 %	1,9 %
Mittlere Verschiebbarkeit pro kWh geladener Energie	9,2	11,5	12,7	13,0

Wie zu erwarten, sinkt die Ladedauer und damit der Anteil der Lade- zu Anschlusszeit mit steigender Ladeleistung. Durch die kürzeren Ladevorgänge nimmt die maximale Ladegleichzeitigkeit zwar ab, die 19-Uhr Lastspitze steigt aber dennoch aufgrund der höheren Leistung an. Die pro Fahrzeug geladene Energiemenge sowie der Anteil der durchführbaren Fahrprofile bleiben konstant. Die kürzeren Ladevorgänge wirken sich also nicht in Form einer größeren Fahrleistung aus. Selbst mit einer Ladeleistung von 1,5 kW sind nahezu alle Ladevorgänge noch vor dem nächsten Fahrtbeginn beendet, oder die geladene Energiemenge reicht für die Folgefahrten noch aus. Bei der Betrachtung des Lastgangs zeigt sich, dass durch eine Ladeleistungszunahme von 1,5 kW bis 11 kW der Lastverlauf weniger kontinuierlich und die Hauptladezeit kürzer wird. Das Leistungsmaximum steigt stark an.

**Abbildung 11-62:** *Lastgang einer Kalenderwoche für verschiedene Ladeleistungen (1,5 kW, 3,3 kW, 11 kW, geglättet)*

Wird die Ladeleistung von 11 kW auf 22 kW weiter gesteigert, zeigt sich kaum mehr eine Veränderung.

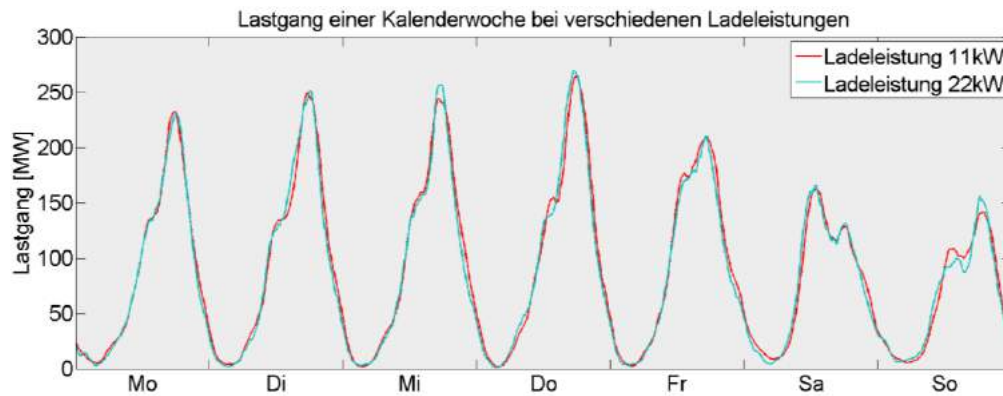


Abbildung 11-63: Lastgang einer Kalenderwoche für verschiedene Ladeleistungen (11 kW, 22 kW, geglättet)

Durch die gleichen Ladeleistungen aller Fahrzeuge in der Flotte ist der Verlauf der Ladegleichzeitigkeit (Anteil ladender Fahrzeuge) und der Lastgang direkt proportional zueinander (Proportionalitätsfaktor Ladeleistung). In **Abbildung 11-64** sind daher die gleichen Merkmale erkennbar. Die längeren Ladezeiten bei kleineren Ladeleistungen sind gut sichtbar. Bei einer Ladeleistung von 1,5 kW lädt ein Großteil der Fahrzeuge noch am Folgetag.

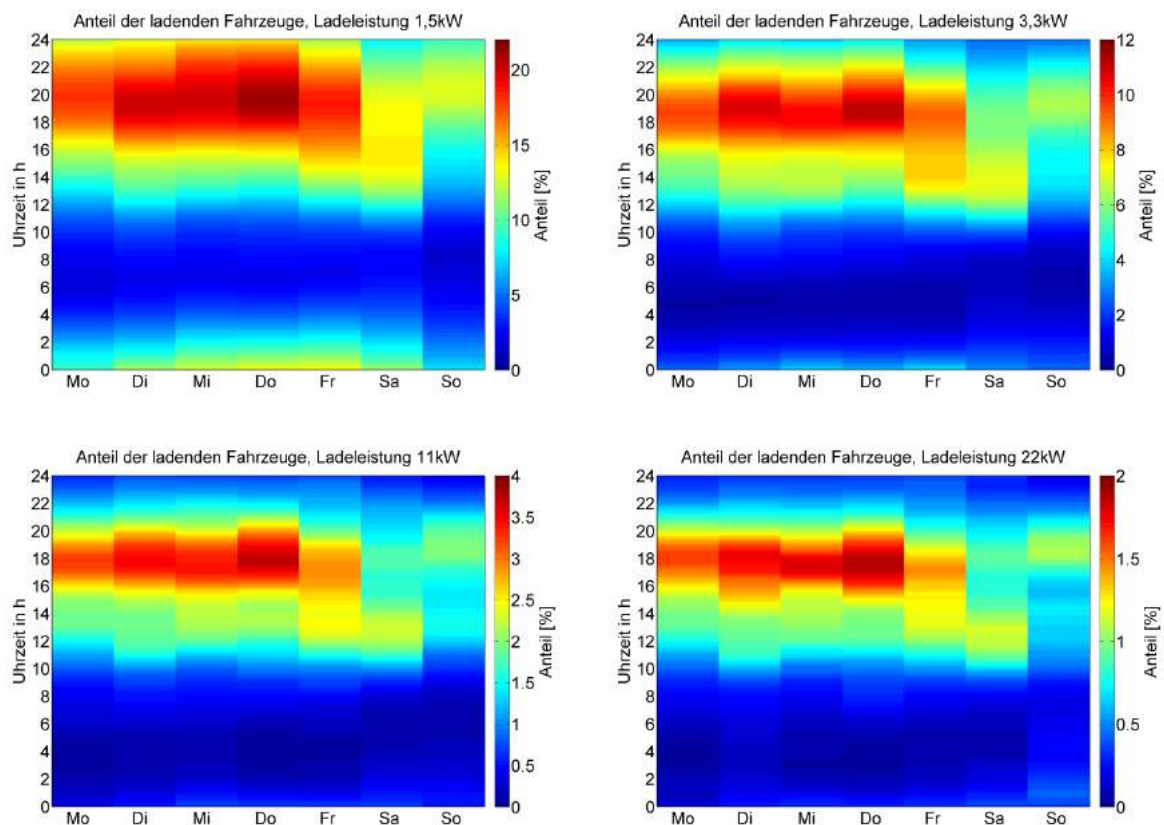


Abbildung 11-64: Ladegleichzeitigkeit bei verschiedenen Ladeleistungen

Zum direkten Vergleich der Ladegleichzeitigkeit, sind in **Abbildung 11-65** die Ladegleichzeitigkeiten als Kurve gezeigt.

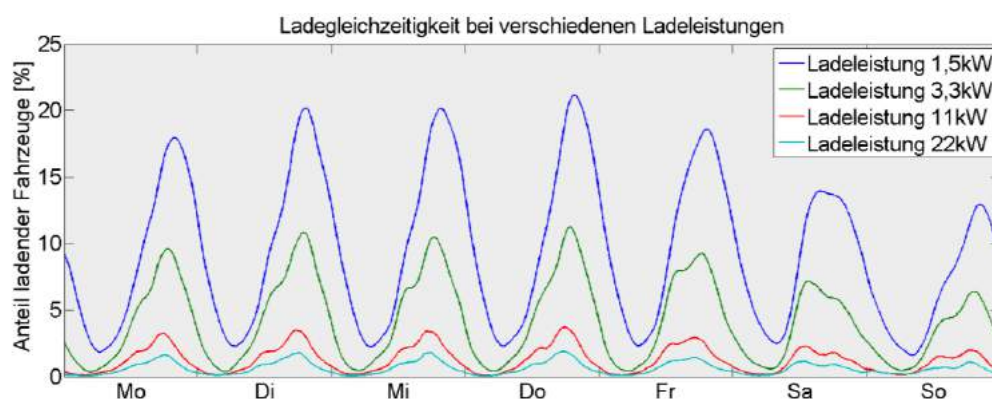


Abbildung 11-65: Ladegleichzeitigkeit bei verschiedenen Ladeleistungen
(Direktvergleich, geglättet)

Im SOC-Verlauf zeigt sich ebenfalls, dass nur bis zu einer Ladeleistung von 11 kW deutliche Änderungen sichtbar sind. Bei kleinen Ladeleistungen können Ladevorgänge in vielen Fällen nicht beendet werden. Der mittlere SOC-Verlauf ist daher nach unten verschoben. Erst bei Ladevorgängen am Tagesende reichen die Ladezeiten aus, um den mittleren SOC wieder weiter anzuheben. Zwischen den Verläufen des mittleren SOC bei 11 kW und 22 kW Ladeleistung ist kaum mehr eine Abweichung erkennbar. Eine Ladeleistung von 11 kW reicht also aus, um in nahezu allen Ladevorgängen die Fahrzeuge voll zu laden.

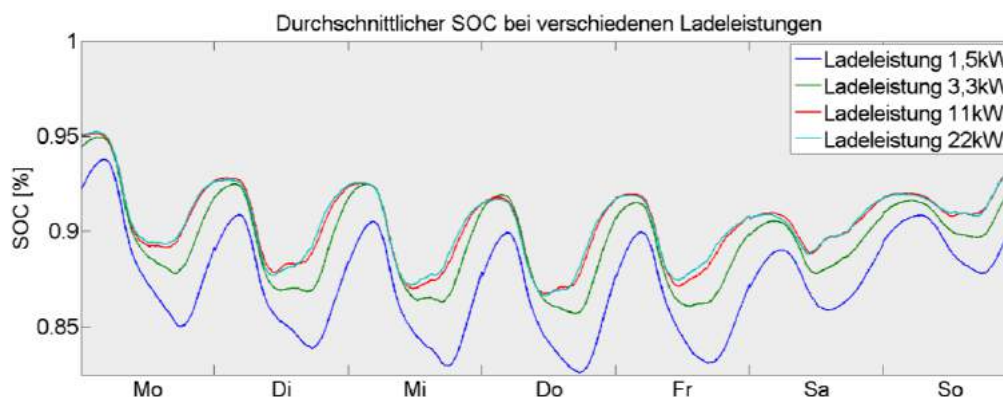


Abbildung 11-66: Verlauf Durchschnitts-SOC für verschiedene Ladeleistungen

Abbildung 11-67 zeigt die Verschiebbarkeit der geladenen Energiemenge bei einer Ladeleistung von 1,5 kW im Vergleich zu einer Ladeleistung von 11 kW in **Abbildung 11-68**. Dabei zeigt sich, dass aufgrund der längeren Ladevorgänge bei kleineren Ladeleistungen ein geringerer Anteil um mehr als 12 h verschiebbar ist. Zudem gibt es generell Ladevorgänge, die nicht verschiebbar sind. Auch der kontinuierliche Verlauf des Lastgangs ist bei einer kleinen Ladeleistung gut zu erkennen. Dieser Verlauf deutet auf eine gute Prognostizierbarkeit hin. Für Regelleistungsbereitstellung sind umso weniger Fahrzeuge nötig, je höher die Ladeleistung ist. Generell ergeben sich durch hohe Leistungen schlechtere Prognostizierbarkeiten, hohe Lastspitzen und große Schwankungen.

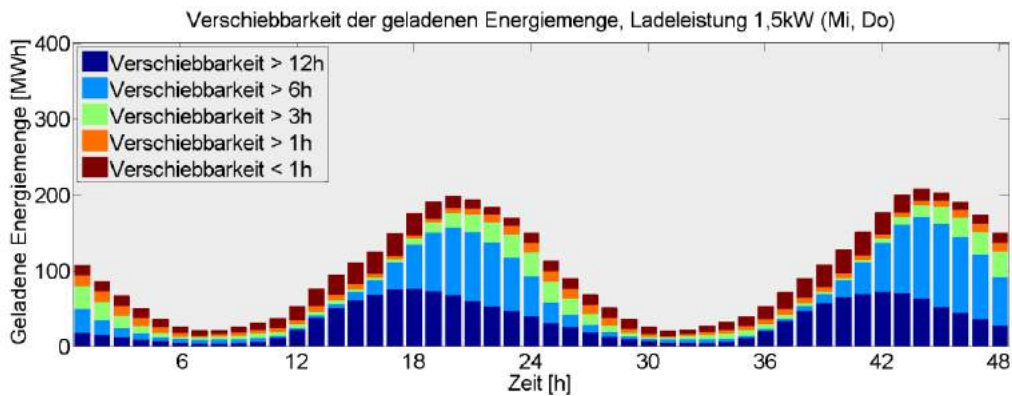


Abbildung 11-67: Mögliche Verschiebbarkeit der Ladevorgänge bei 1,5 kW Ladeleistung

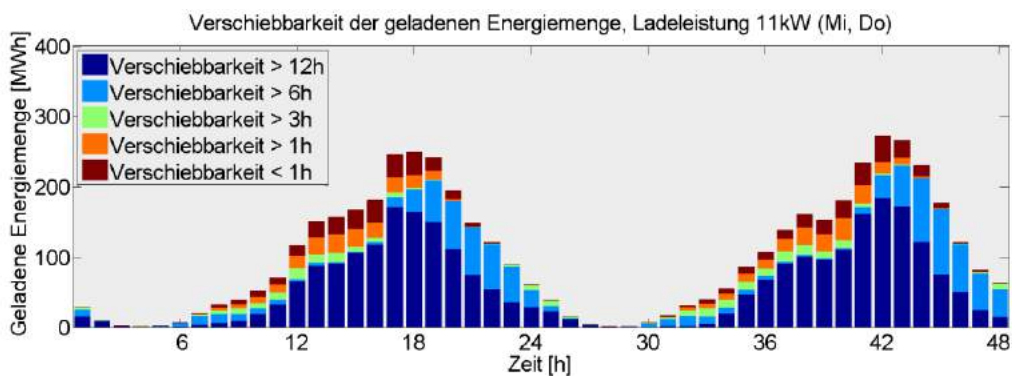


Abbildung 11-68: Mögliche Verschiebbarkeit der Ladevorgänge bei 11 kW Ladeleistung

11.3.5.4 Fahrzeugdurchdringung- PHEV-Anteil

Wird der Anteil PHEV in der Gesamtfahrzeugflotte variiert, so sind ähnliche Entwicklungen wie bei der reinen Variation der Batteriekapazitäten erkennbar. Eine Steigerung des PHEV-Anteils verhält sich analog zu einer Reduzierung der Batteriekapazitäten der Fahrzeuge. Aufgrund der gleichen Abhängigkeiten wie bei der Variation der Batteriekapazität wird auf eine ausführliche Beschreibung der Hintergründe für die sichtbaren Entwicklungen verzichtet.

Tabelle 11-34: *Flottencharakteristiken bei verschiedenem Anteil PHEV in der Gesamtflotte*

Anteil PHEV	0 %	30 %	60 %	90 %
Pro Fahrzeug in einer Woche geladene Energiemenge [kWh]	21,7	21,8	21,3	20,7
Lastspitze ($\Delta t = 5 \text{ min}$) [MW]	259	263	269	268
Anteil Ladedauer von gesamter Standzeit an Ladeorten	7,6 %	7,7 %	7,5 %	7,4 %
Anteil Ladedauer von Zeit am Netz	10,7 %	10,5 %	10,0 %	9,8 %
Anteil der genutzten Parkvorgänge für einen Ladevorgang	22,1 %	23,0 %	23,8 %	23,9
Anteil mit BEV durchführbarer Fahrprofile	99,1 %	99,0 %	99,0 %	99,0 %
Ladevorgänge pro Woche	4,0	4,0	4,1	4,2
Maximale Ladegleichzeitigkeit	9,1 %	9,2 %	9,4 %	9,5 %
Mittlere Verschiebbarkeit pro kWh geladener Energie	11,7	11,8	11,8	11,8

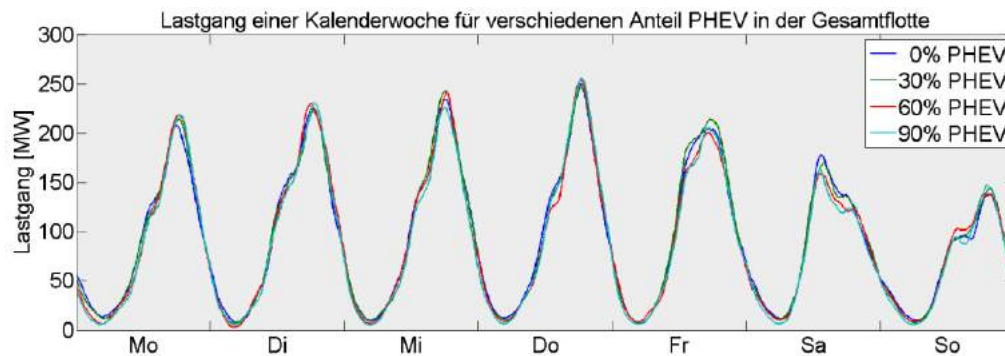


Abbildung 11-69: *Lastgang einer Kalenderwoche für verschiedene Anteile PHEV in der Gesamtflotte ($\Delta t = 5 \text{ min}$, geglättet)*

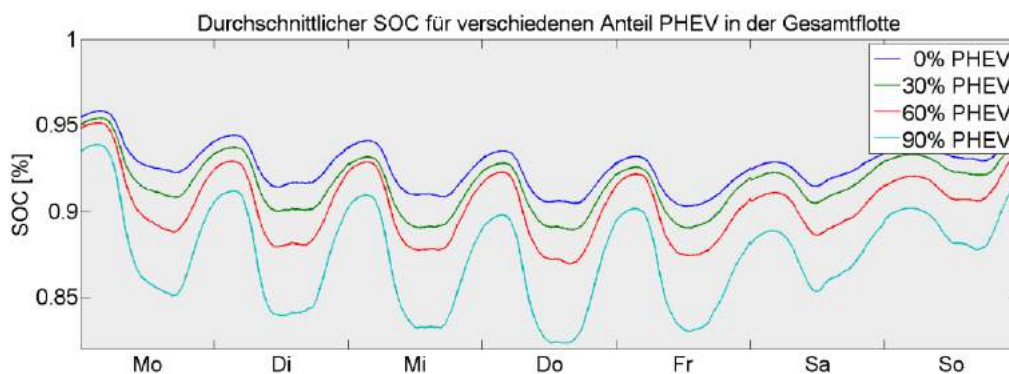


Abbildung 11-70: *Verlauf Durchschnitts-SOC für verschiedene Anteile PHEV in der Gesamtflotte*

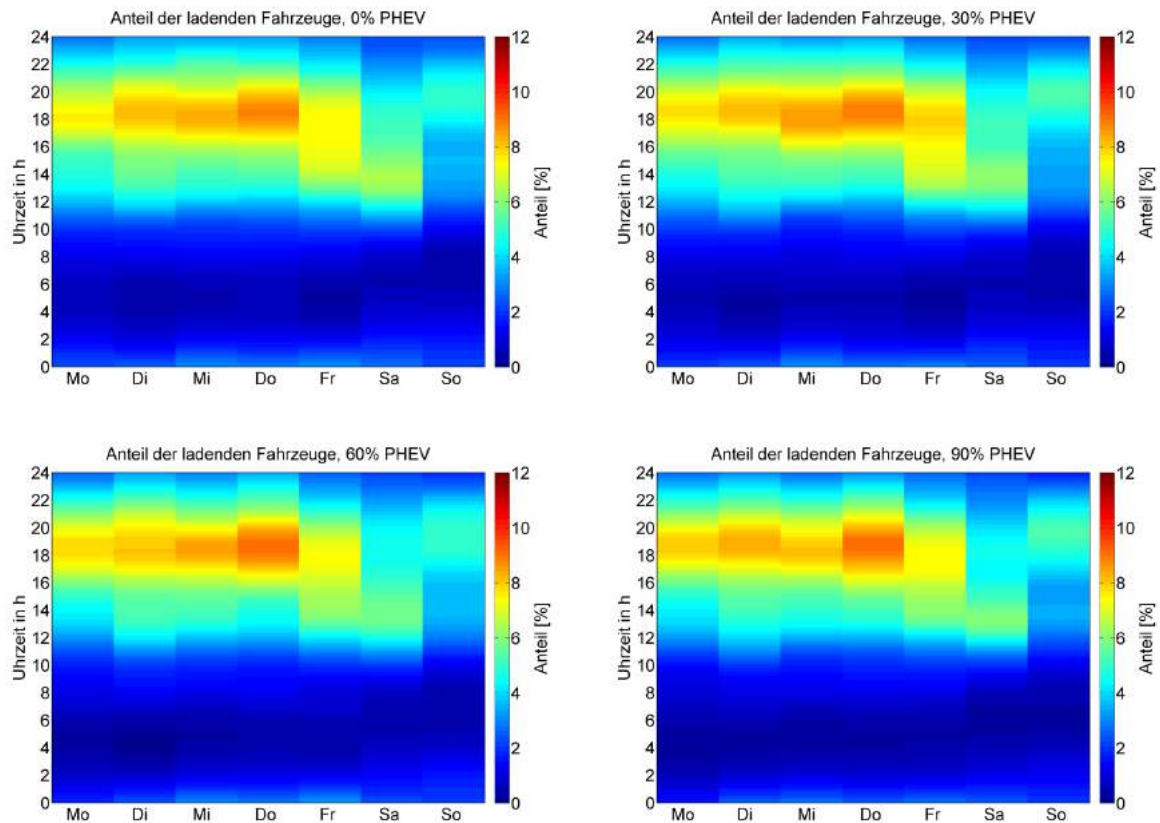


Abbildung 11-71: Ladegleichzeitigkeit bei verschiedenen Ladeleistungen

11.3.5.5 Fahrverhalten – Fahrleistung

Elektrofahrzeuge sind in der Anschaffung deutlich teurer als herkömmliche Fahrzeuge, haben jedoch geringere Betriebskosten. Wirtschaftlich gesehen lohnt sich die Anschaffung eines Elektrofahrzeugs daher bei relativ großen Fahrleistungen am meisten. Laut /ISI-01 13/ liegt die jährliche Fahrleistung, ab der sich Elektrofahrzeuge für Erstnutzer wirtschaftlich darstellen, bei ca. 21.500 km für BEV und bei etwa 27.000 km für PHEV. In diesem Abschnitt soll die Elektrofahrzeugflotte im Jahr 2020 für größere Fahrleistungen der Nutzer untersucht werden. Hierzu wurde der Eingangsdatensatz auf Fahrtenbücher mit einer festgelegten Mindestfahrleistung an Werktagen gefiltert. Am Samstag und Sonntag wurde keine Mindestfahrleistung vorausgesetzt, allerdings wurden nur Fahrtenbücher mit mindestens einer Fahrt verwendet. Als Referenz wird auch der komplette Eingangsdatensatz mit 40 % stehenden Fahrzeugen dargestellt. Die mittlere Fahrleistung der Fahrzeuge des gesamten Datensatzes beträgt 8.400 km pro Jahr. Der Anteil der mit BEV durchführbaren Fahrten in den Fahrtenbüchern ist hier nur der Vollständigkeit halber angegeben. Durch die Filterung auf eine maximale Fahrleistung von 250 km/Tag ist dieser Wert nicht aussagekräftig.

In dem Datensatz mit einer mittleren Jahresfahrleistung von 13.400 km sind nur Fahrtenbücher ohne Fahrt oder mit Fahrten einer Gesamtlänge über 250 km gefiltert. Dieser Datensatz stellt also näherungsweise alle fahrenden Fahrzeuge des Eingangsdatensatzes dar. Für die Modellierung wurde wieder Kalenderwoche 40 (mittlere Temperatur 10 °C) im Jahr 2020 verwendet. Aus **Tabelle 11-35** geht hervor,

dass die geladene Energiemenge annähernd proportional mit der Fahrleistung steigt. Die Anzahl der Ladevorgänge pro Woche steigt analog dazu an. Gleichzeitig werden die Ladevorgänge länger, um die zusätzlich benötigte Energie laden zu können. Diese Effekte führen zu einer überproportionalen Steigerung der Maximallast um 19 Uhr. Der Anteil der Parkvorgänge, die für einen Ladevorgang genutzt werden, bleibt konstant. Dies liegt daran, dass bei höheren Fahrleistungen auch mehr Parkvorgänge in den Fahrprofilen enthalten sind. Die Anzahl der Ladevorgänge steigt also genauso stark wie die Anzahl der Parkvorgänge. Es lässt sich folgern, dass bei Fahrprofilen mit höherer Tagesfahrleistung primär nicht die Zahl der Strecken, sondern die Anzahl der Einzelfahrten steigt.

Tabelle 11-35: Flottencharakteristiken bei verschiedenen Jahresfahrleistungen

Mittlere Jahresfahrleistung	8.400 km	13.400 km	20.000 km	27.200 km
Stehende Fahrzeuge	40,3 %	0 %	0 %	0 %
Filter der Fahrleistungen an einem Werktag	-	1-250 km	25-250 km	50-250 km
Filter der Fahrleistungen Samstag, Sonntag	-	1-250 km	1-250 km	1-250 km
Fahrzeuge im Datensatz	22.861	13.547	7.700	4.757
Fahrten pro Tag				
Pro Fahrzeug in einer Woche geladene Energiemenge [kWh]	20,9	34,4	50,4	64,0
Lastspitze ($\Delta t = 5$ min) [MW]	257	411	648	905
Anteil Ladedauer von gesamter Standzeit an Ladeorten	7,4 %	7,7 %	11,0 %	12,6 %
Anteil Ladedauer von Zeit am Netz	9,9 %	10,4 %	13,5 %	14,5 %
Anteil der genutzten Parkvorgänge für einen Ladevorgang	23,4 %	23,1 %	23,4 %	23,2 %
Anteil mit BEV durchführbarer Fahrprofile	99,1 %	99,0 %	98,8 %	98,0 %
Ladevorgänge pro Woche	4,2	7,0	8,0	8,6
Maximale Ladegleichzeitigkeit	9,0 %	14,2 %	24,9 %	32,0 %
Mittlere Verschiebbarkeit pro kWh geladener Energie [h]	11,8	12,0	10,1	9,1

Abbildung 11-72 zeigt den Verlauf des Lastgangs bei den verglichenen Jahresfahrleistungen. Die bereits diskutierten Entwicklungen sind hier sichtbar.

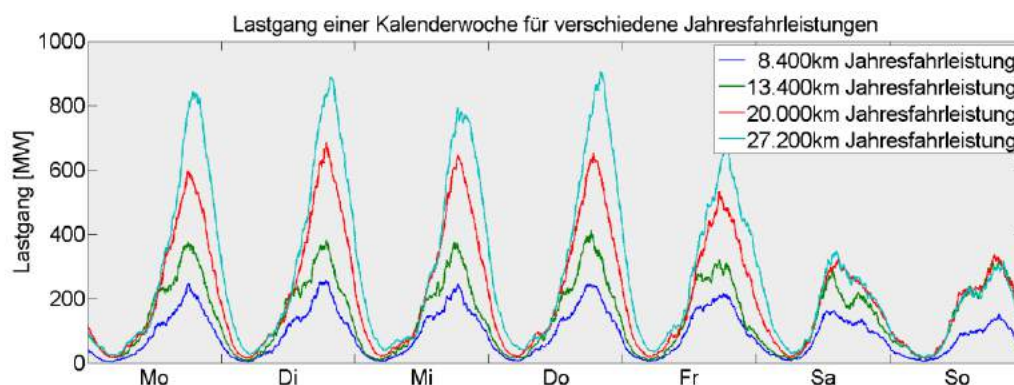


Abbildung 11-72: Lastgang bei verschiedenen Jahresfahrleistungen ($\Delta t = 5$ min)

Der mittlere SOC-Verlauf ist in **Abbildung 11-73** dargestellt. Bei größeren Fahrleistungen werden die Fahrzeugbatterien stärker entladen. Bei einer durchschnittlichen Jahresfahrleistung von 27.200 km kann der mittlere SOC auf unter 60 % fallen. Die in der Flotte gespeicherte Energiemenge ist also deutlich von der Fahrleistung der Flotte abhängig.

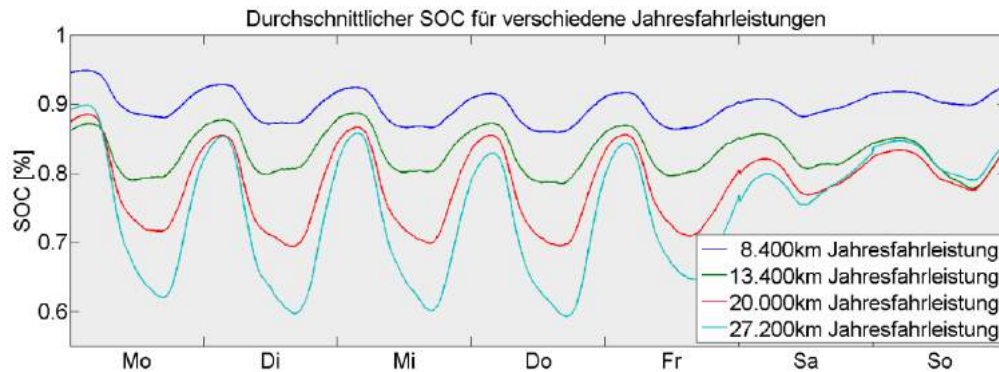


Abbildung 11-73: *Durchschnittlicher SOC-Verlauf bei verschiedenen mittleren Temperaturen*

Die Ladegleichzeitigkeit der Fahrzeuge steigt, wie die Lastspitze, überproportional. Durch die Steigerung der zu ladenden Energiemenge werden die Ladevorgänge länger und überschneiden sich somit stärker.

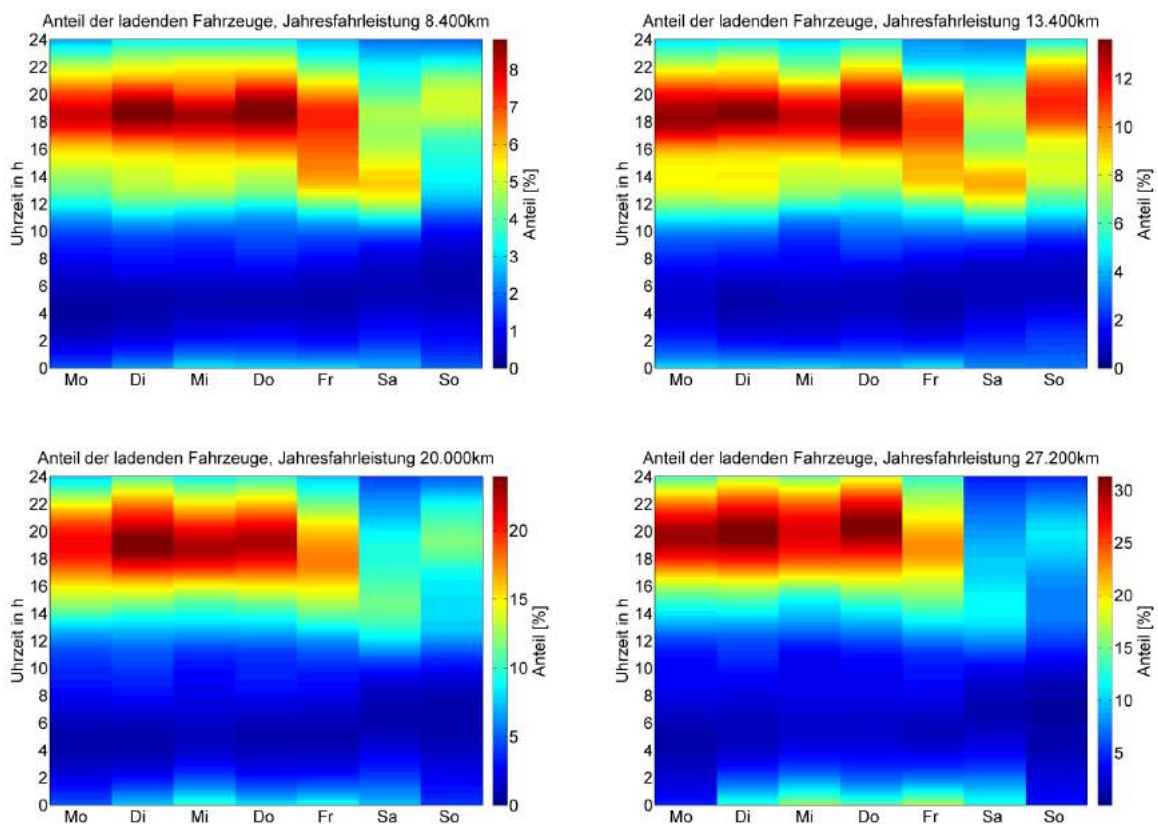


Abbildung 11-74: *Ladegleichzeitigkeit bei verschiedenen mittleren Temperaturen (gleitender Mittelwert)*

Bei der Betrachtung der theoretischen Verschiebbarkeit der Ladevorgänge wird ersichtlich, dass durch die längeren Ladevorgänge und die kürzeren Parkvorgänge eine geringere Verschiebbarkeit der geladenen Energiemenge resultiert. Es sind auch mehr Ladevorgänge vorhanden, die nicht verschoben werden können. Im Folgenden sind die Ladeverschiebbarkeiten bei einer durchschnittlichen Jahresfahrleistung von 13.400 km, 20.000 km und 27.200 km dargestellt.

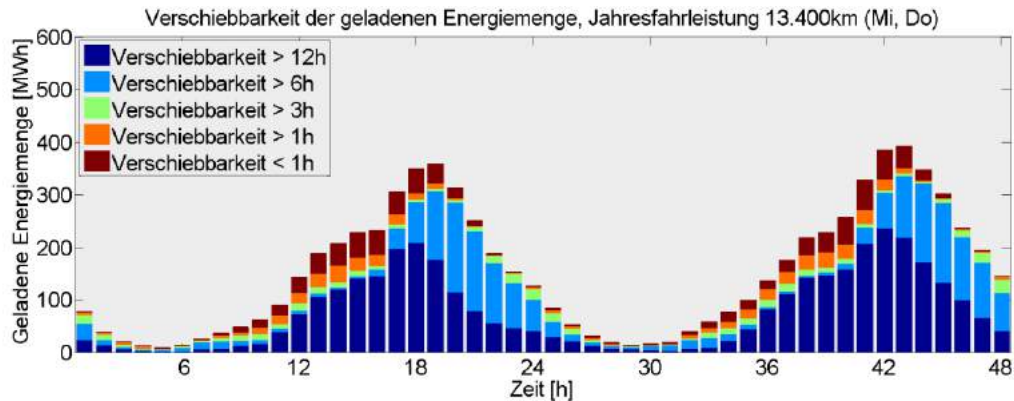


Abbildung 11-75: Verschiebbarkeit der Ladevorgänge bei 13.400 km Jahresfahrleistung

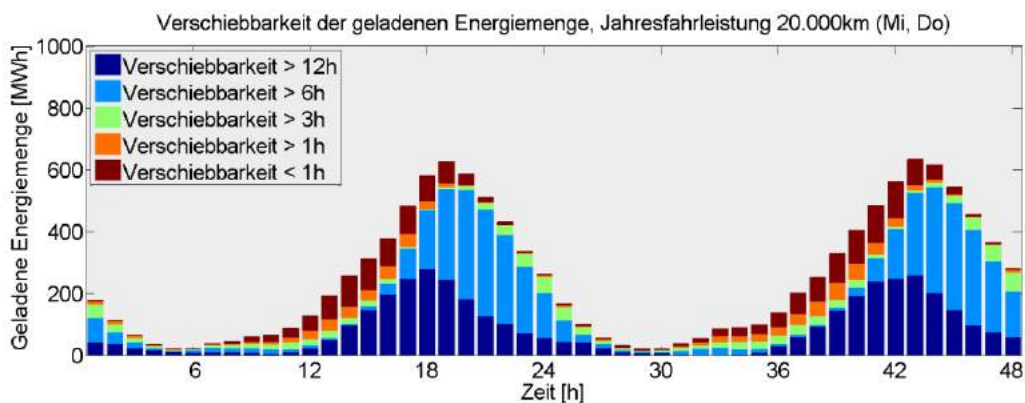


Abbildung 11-76: Verschiebbarkeit der Ladevorgänge bei 20.000 km Jahresfahrleistung

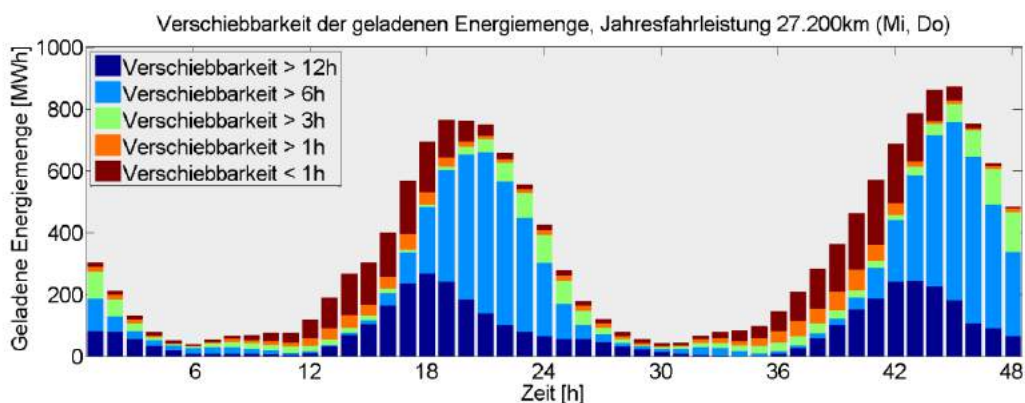


Abbildung 11-77: Verschiebbarkeit der Ladevorgänge bei 27.200 km Jahresfahrleistung

11.3.5.6 Fahrzeugverbrauch – Temperatureinfluss

Die Außentemperatur hat erhebliche Auswirkungen auf den Verbrauch eines Elektrofahrzeuges. Vor allem Nebenverbraucher wie z.B. die Heizung müssen durch elektrische Energie betrieben werden und können nicht wie bei einem

Verbrennungsmotor die Abwärme des Motors nutzen. Dies führt zu einer erheblichen Verbrauchssteigerung in kalten Monaten und damit generell zu einer Einschränkung des Sekundärnutzungspotenzials. Für eine Auswertung werden Kalenderwochen aus dem Testreferenzjahr mit Durchschnittstemperaturen möglichst nah an den Werten -10 °C, 0 °C, 10 °C und 20 °C ausgewählt.

Tabelle 11-36: *Kalenderwochen nach Durchschnittstemperatur in Bayern*

Kalenderwoche	05	52	40	26
Gewünschter Wert in °C	-10	0	10	20
Durchschnittstemperatur in K	263	273	282	291
Durchschnittstemperatur in °C	-10	0	9	18

Die mittleren Temperaturen in KW 40 und KW 26 weichen leicht von den gewünschten Werten (10 °C und 20 °C) ab. Für die Berechnung des Verbrauchs ist jedoch nur die momentane Temperatur während der durchgeführten Fahrt von Bedeutung. Es sind also primär die Temperaturen während der Hauptverkehrszeit ausschlaggebend. Eine Abweichung von 1 - 2 °C in der mittleren Temperatur wird vernachlässigt.

Die verwendeten Temperaturverläufe sind in **Abbildung 11-78** dargestellt.

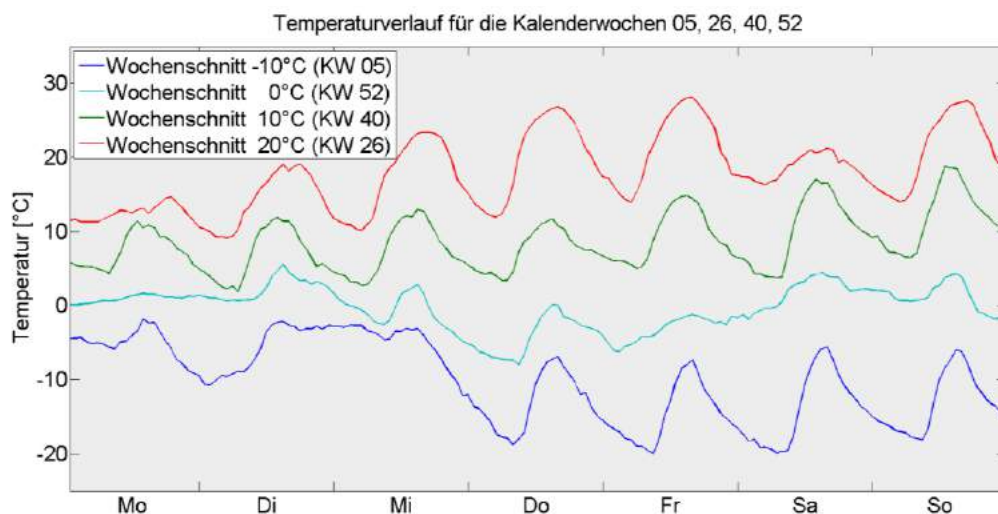


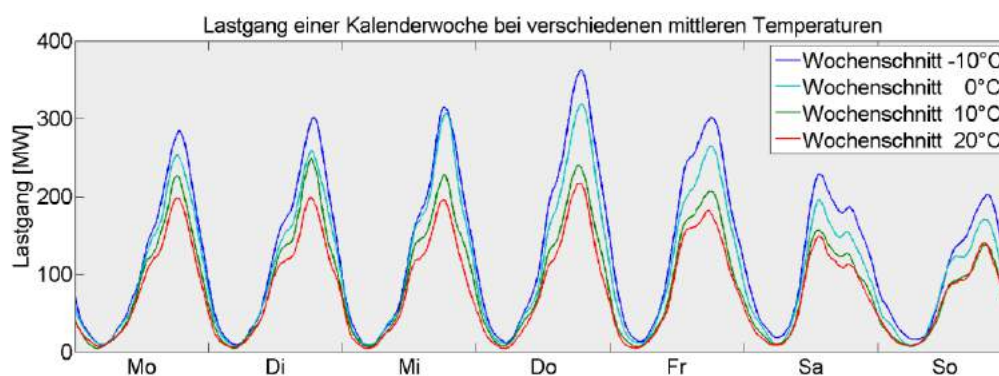
Abbildung 11-78: *Temperaturverlauf ausgewählter Kalenderwochen gemäß TRY*

Tabelle 11-37 zeigt die Abhängigkeit der Flottencharakteristiken von der mittleren Temperatur und damit auch von der Jahreszeit. Bei -10 °C wird etwa 50 % mehr Energie verbraucht als bei 20 °C. Aufgrund des höheren Verbrauchs reduziert sich der Anteil mit rein elektrischer Fahrweise durchführbarer Fahrprofile.

Tabelle 11-37: *Flottencharakteristiken bei verschiedenen Durchschnittstemperaturen*

Mittlere Temperatur	-10 °C	0 °C	10 °C	20 °C
Pro Fahrzeug in einer Woche geladene Energiemenge [kWh]	29,8	25,9	20,9	18,6
Lastspitze ($\Delta t = 5 \text{ min}$) [MW]	370	332	257	230
Anteil Ladedauer von gesamter Standzeit an Ladeorten	10,0 %	8,8 %	7,4 %	6,7 %
Anteil Ladedauer von Zeit am Netz	12,5 %	11,3 %	9,9 %	9,2 %
Anteil der genutzten Parkvorgänge für einen Ladevorgang	26,2 %	25,1 %	23,4 %	23,4 %
Anteil mit BEV durchführbarer Fahrprofile	98,6 %	98,6 %	99,1 %	99,1 %
Ladevorgänge pro Woche	4,3	4,3	4,2	4,1
Maximale Ladegleichzeitigkeit	13,7 %	11,7 %	9,0 %	8,4 %
Mittlere Verschiebbarkeit pro kWh geladener Energie	11,5	11,7	11,8	12,0

Durch den höheren Verbrauch steigen die Dauer der Ladevorgänge und deren Anzahl an. Dies führt auch zu einer erhöhten Ladeleistung und einer höheren Lastspitze. **Abbildung 11-79** zeigt die Lastgänge in den Beispielwochen. Besonders auffällig ist der im Vergleich zu den anderen Tagen stark erhöhte Verbrauch am Donnerstag in den Kalenderwochen mit 0 °C und -10 °C mittlerer Temperatur. Diese Erhöhung ist auf die niedrigen Temperaturen am Donnerstag in KW 5 und KW 52 zurückzuführen. Zwar ist in KW 5 der Temperaturverlauf an den restlichen Wochentagen noch immer sehr niedrig, allerdings ist die Fahrleistung von Freitag bis Sonntag geringer, weshalb sich die hohe Lastspitze nicht wiederholt.

**Abbildung 11-79:** *Lastgang bei verschiedenen mittleren Temperaturen ($\Delta t = 5 \text{ min}$, geglättet)*

Durch die höheren Verbrauchswerte der Fahrzeuge sinkt der gemittelte SOC-Verlauf. Auch hier lässt sich der überdurchschnittlich kalte Donnerstag in den beiden kälteren Wochen erkennen.

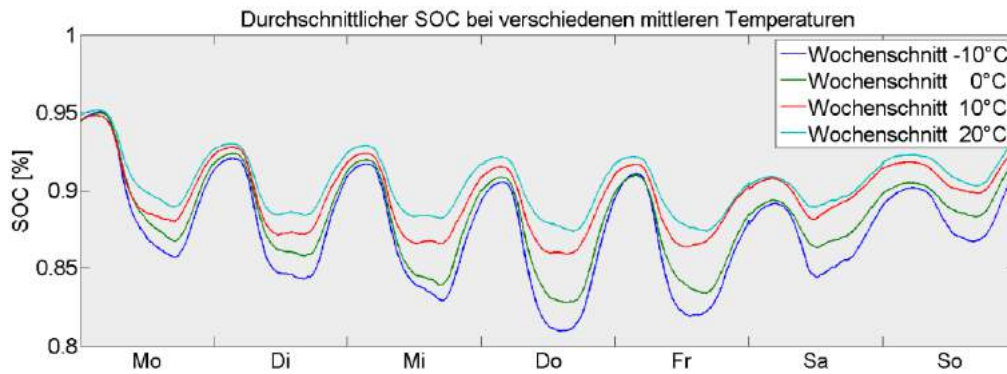


Abbildung 11-80: Durchschnittlicher SOC-Verlauf bei verschiedenen mittleren Temperaturen

Der hohe Verbrauch wirkt sich auch auf die Ladedauer und damit auch auf die Ladegleichzeitigkeit aus (**Abbildung 11-81**). Dass auch die Dauer der Ladevorgänge steigt, zeigt sich in der Woche mit $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ mittlerer Temperatur. Am Freitag früh beenden mehr Fahrzeuge einen Ladevorgang als an den anderen Wochentagen. Auch hier ist der besonders kalte Donnerstag in KW 5 die Ursache.

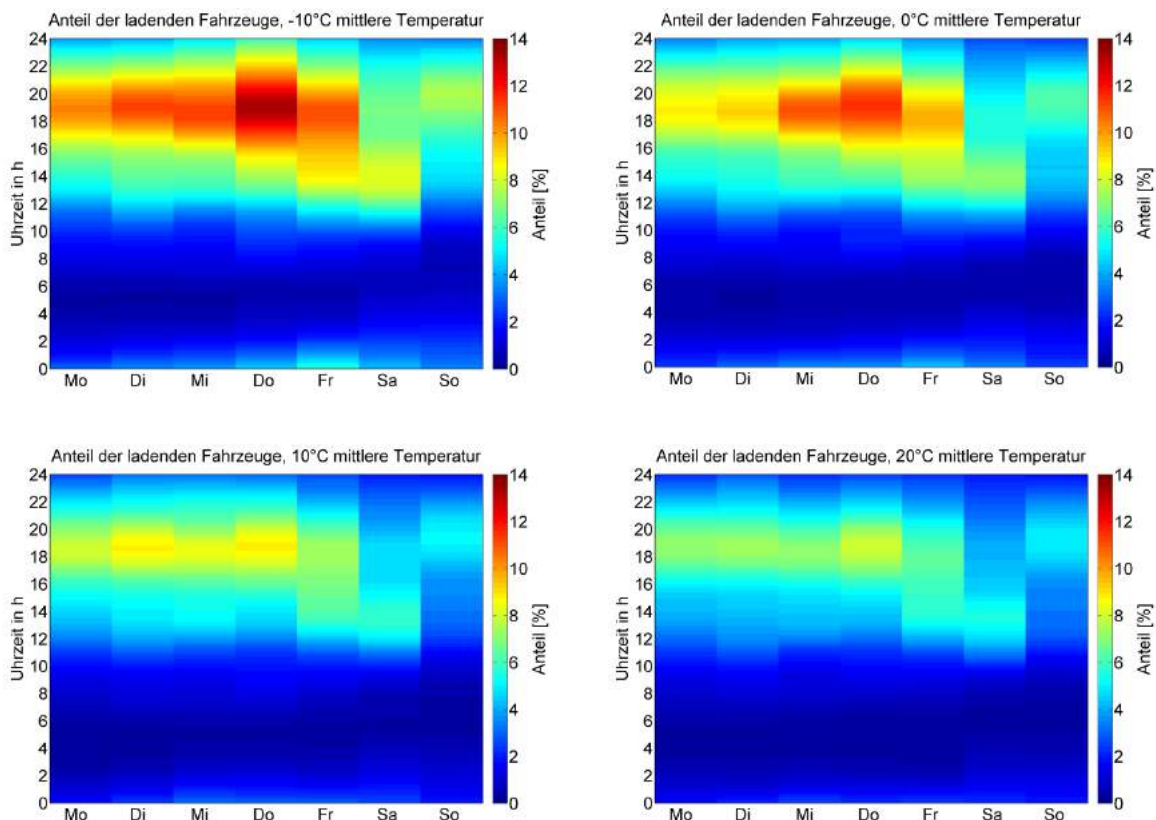


Abbildung 11-81: Ladegleichzeitigkeit bei verschiedenen mittleren Temperaturen

Wird die Verschiebbarkeit der Ladevorgänge bei einer mittleren Temperatur von $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ (**Abbildung 11-82**) und $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ (**Abbildung 11-83**) verglichen, zeigt sich ein qualitativ sehr ähnlicher Verlauf. Zwar steigt die geladene Energiemenge bei einer niedrigeren Temperatur an, aber die Anteile der jeweiligen Verschiebbarkeiten ändern sich nur in geringem Ausmaß.

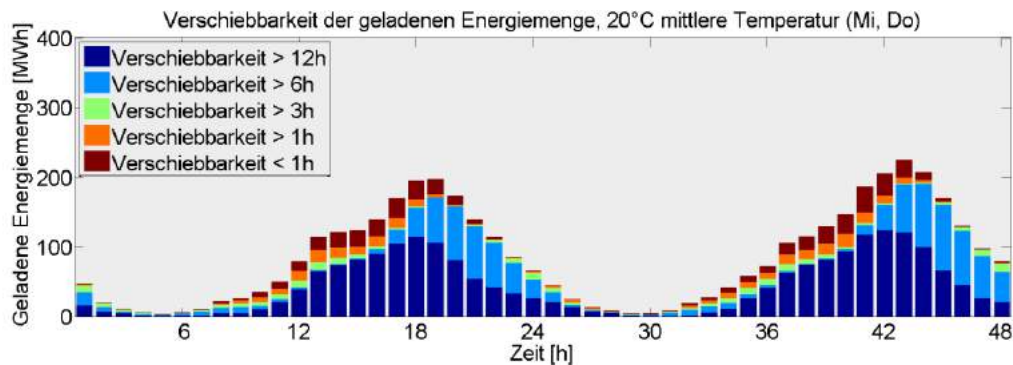


Abbildung 11-82: Mögliche Verschiebbarkeit der Ladevorgänge bei 20 °C mittlerer Temperatur

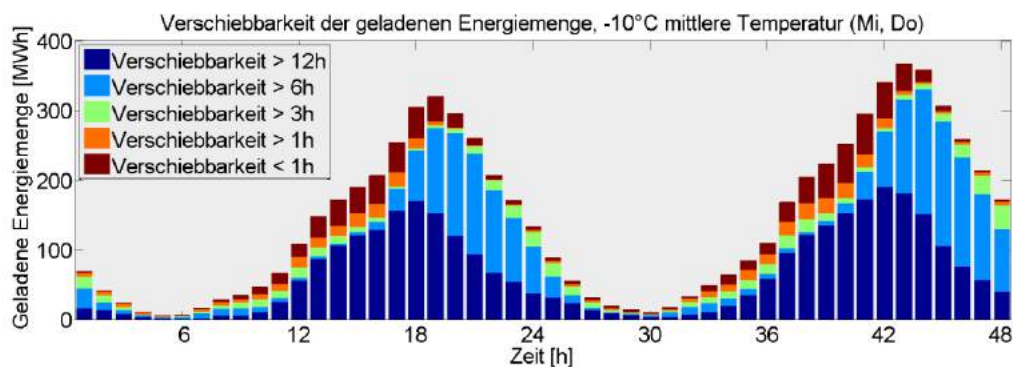


Abbildung 11-83: Mögliche Verschiebbarkeit der Ladevorgänge bei -10 °C mittlerer Temperatur

Es lässt sich feststellen, dass eine Temperaturänderung starken Einfluss auf die Verbrauchswerte und damit auf nahezu auf alle Charakteristika einer Elektrofahrzeugflotte hat, insbesondere aber auf Lastspitze und Ladegleichzeitigkeit. Primär ist der erhöhte Verbrauch auf die Heizung zurückzuführen. Dabei stellt sich die Frage, in welchem Ausmaß Elektrofahrzeugnutzer eine geringere Temperatur der Fahrgastzelle zugunsten einer höheren Reichweite in Kauf nehmen.

11.3.5.7 Batteriekapazität

Für die Entwicklung der Batteriekapazitäten wurden in Abschnitt 11.1.2.2 drei Szenarien entwickelt. Es soll nun überprüft werden, inwieweit die Batteriekapazität Auswirkungen auf die Eigenschaften der Fahrzeugflotte hat.

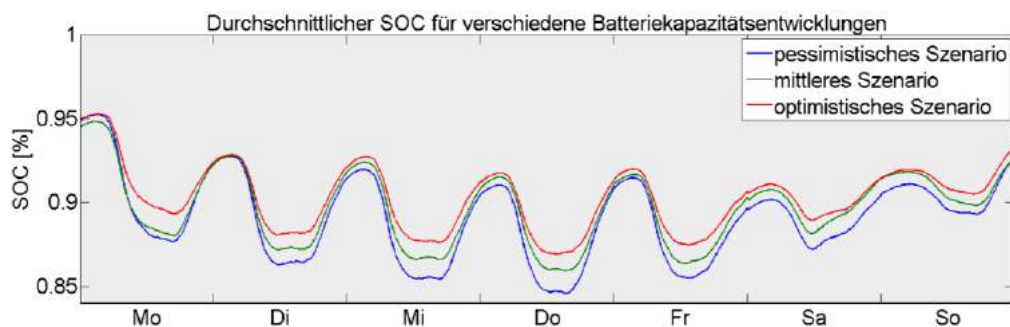
In **Tabelle 11-38** werden die Veränderungen der Flottenkennwerte gezeigt. Die bedeutendste Änderung ist hierbei der Anteil der mit BEV nicht durchführbaren Fahrten. Bei größeren Batteriekapazitäten steigen die Reichweiten der Fahrzeuge und damit auch der Anteil der mit BEV durchführbaren Fahrprofile.

Tabelle 11-38: Auswirkungen der Batteriekapazität auf Flottenkennwerte

Szenario	Pessimistisch	Mittel	Optimistisch
Pro Fahrzeug in einer Woche geladene Energiemenge [kWh]	20,3	20,9	21,7
Lastspitze ($\Delta t = 5 \text{ min}$) [MW]	271	257	267
Anteil Ladedauer von gesamter Standzeit an Ladeorten	7,3 %	7,4 %	7,7 %
Anteil Ladedauer von Zeit am Netz	9,6 %	9,9 %	10,4 %
Anteil der genutzten Parkvorgänge für einen Ladevorgang	24,5 %	23,4 %	24,2 %
Anteil mit BEV durchführbarer Fahrprofile	98,7 %	99,1 %	99,3 %
Ladevorgänge pro Woche	4,2	4,2	4,1
Maximale Ladegleichzeitigkeit	9,5 %	9,0 %	9,1 %
Mittlere Verschiebbarkeit pro kWh geladener Energie	11,9	11,8	11,7

Die geladene Energiemenge pro Fahrzeug steigt mit der Batteriekapazität an, weil damit ein größerer Teil der von PHEV gefahrenen Strecke mit elektrischer Fahrweise möglich ist. Übersteigt die für eine Fahrt nötige Energiemenge den Batterieinhalt, wird dieser vollständig verbraucht. Mit größeren Batteriekapazitäten ist also folglich der elektrische Verbrauch höher. Die größere geladene Energiemenge hat auch längere Ladezeiten zur Folge. Zudem sinkt bei größeren Batteriekapazitäten bei gleichbleibender Fahrleistung der Ladebedarf, wodurch weniger Ladevorgänge pro Woche getätigt werden. Generell lässt sich feststellen, dass die Batteriekapazität wenig Einfluss auf die Flottenparameter hat.

Abbildung 11-84 zeigt den durchschnittlichen SOC-Verlauf für die drei untersuchten Szenarien.

**Abbildung 11-84:** Verlauf Durchschnitts-SOC 2020 für die Batteriekapazitätsszenarien

Bei der Analyse des Lastgangs (**Abbildung 11-85**) für die betrachteten Szenarien fällt auf, dass an den Wochentagen kaum ein Unterschied erkennbar ist. Einzig am Wochenende liegt der Lastgang im pessimistischen Szenario über dem des optimistischen, was auf eine geringere elektrische Fahrleistung am Wochenende (Freitag eingeschlossen) zurückzuführen ist. An diesen Wochentagen ist ein größerer Anteil von Fahrprofilen mit verhältnismäßig langen Fahrten enthalten, was dazu führt, dass die Batterien der PHEV komplett entladen werden. Bei größerer Batteriekapazität muss folglich mehr Energie nachgeladen werden.

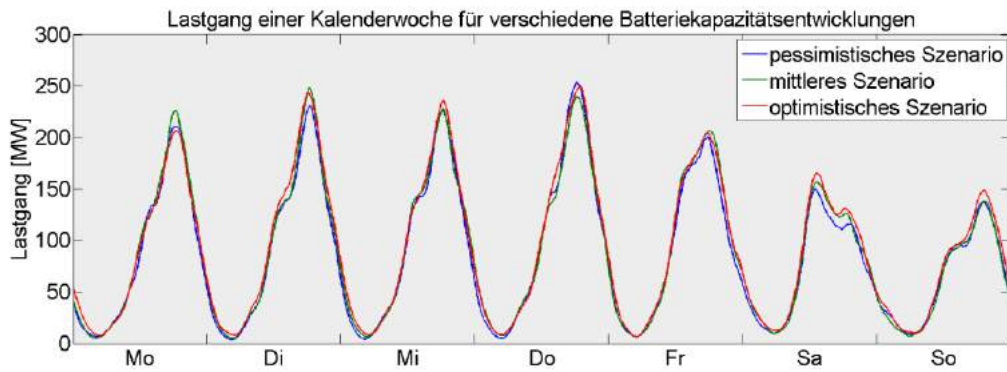


Abbildung 11-85: Lastgang einer Kalenderwoche für die Batteriekapazitätsszenarien ($\Delta t = 5 \text{ min}$, geglättet)

Die Ladegleichzeitigkeit (**Abbildung 11-86**) zeigt grundsätzlich ein ähnliches Verhalten wie der Lastgang. Eine bedeutende Abhängigkeit von den Batteriekapazitäten lässt sich nicht erkennen.

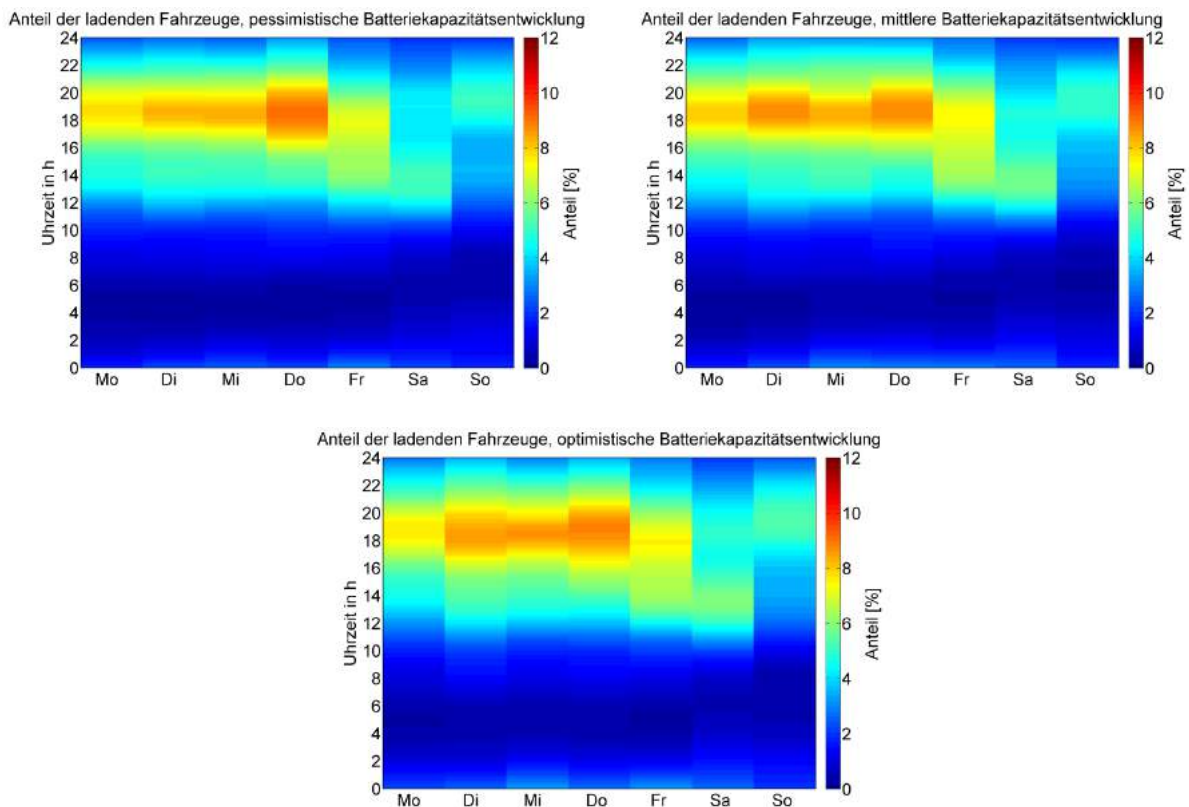


Abbildung 11-86: Ladegleichzeitigkeit für die Batteriekapazitätsszenarien

Die Entwicklung der Batteriekapazitäten hat also den Erwartungen entsprechend primär eine Auswirkung auf den Anteil der mit BEV durchführbaren Fahrten. In dieser Simulation werden Fahrprofile, die mit BEV nicht durchgeführt werden können, einem PHEV zugeordnet. Der Plug-In-Hybrid legt bei größeren Batteriekapazitäten eine größere Strecke mit rein elektrischer Fahrweise zurück, was zu einer größeren verbrauchten Energiemenge führt. In der realen Flottenentwicklung wird sich die Batteriekapazitätsentwicklung auch auf die Fahrleistung der BEV-Flotte auswirken, da

die Zielgruppe für Elektrofahrzeuge mit größerer Reichweite der Fahrzeuge steigt. Es werden dann auch längere Fahrten mit Elektrofahrzeugen durchgeführt.

11.3.5.8 Zusammenfassung der Ergebnisse

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse zusammengefasst. Für jeden untersuchten Eingangswert werden Grenzwerte definiert (**Tabelle 11-39**).

Tabelle 11-39: *Variationen der Eingangsparameter*

Intervallgrenzen	Minimum	Maximum
Außentemperatur	-10 °C	20 °C
Batteriekapazität	Pessimistisches Szenario	Optimistisches Szenario
Lademöglichkeit am Arbeitsplatz	0 %	100 %
Ladeleistung	3,3 kW	11 kW
Anteil PHEV	0 %	90 %
Jahresfahrleistung	8.400 km	27.200 km

Die Sensitivität der Flotteneigenschaften wird dabei mit folgendem Ausdruck beschrieben:

$$S_Y = \frac{Y_{max}^{(Ei)} - Y_{min}^{(Ei)}}{Y_{max}^{(Ei)}} \quad (11-16)$$

$Y_{max}^{(Ei)}$ = Maximalwert der jeweiligen Flotteneigenschaft bei Eingangsparameter i

$Y_{min}^{(Ei)}$ = Minimalwert der jeweiligen Flotteneigenschaft bei Eingangsparameter i

S_Y = Sensitivität der Flotteneigenschaft bezogen auf den Maximalwert

Ei = Eingangsparameter i (Temperatur, Ladeleistung etc.)

Der Ausdruck gibt an, zu welchem relativen Anteil sich der jeweilige Flottenparameter ändert bei Variation des Eingangsparameters i nach Tabelle 11-39. Dieser Wert ist in **Abbildung 11-87** farblich dargestellt. Geringe Auswirkungen sind in grün, starke Auswirkungen in rot dargestellt, mit einer maximalen relativen Änderung von 260 %. Die mit BEV nicht durchführbaren Fahrprofile in Abhängigkeit der Fahrleistung sind nicht enthalten, weil Fahrprofile mit einer Gesamtfahrleistung über 250 km/Tag nicht berücksichtigt wurden.

Um eine Abschätzung über die Auswirkungen der Veränderung eines Eingangsparameters vornehmen zu können, wird der Mittelwert aller Veränderungen bei der Variation dieses Parameters gebildet. Die Auswirkung gibt somit den mittleren Einfluss des jeweiligen Eingangsparameters auf die Flotteneigenschaften an. Die Empfindlichkeit der Flotteneigenschaften wird durch den Mittelwert der Einflüsse auf diese Eigenschaft gebildet. Hieraus lässt sich ableiten, wie stark die jeweilige Flotteneigenschaft durch die Eingangsparameter beeinflusst wird.

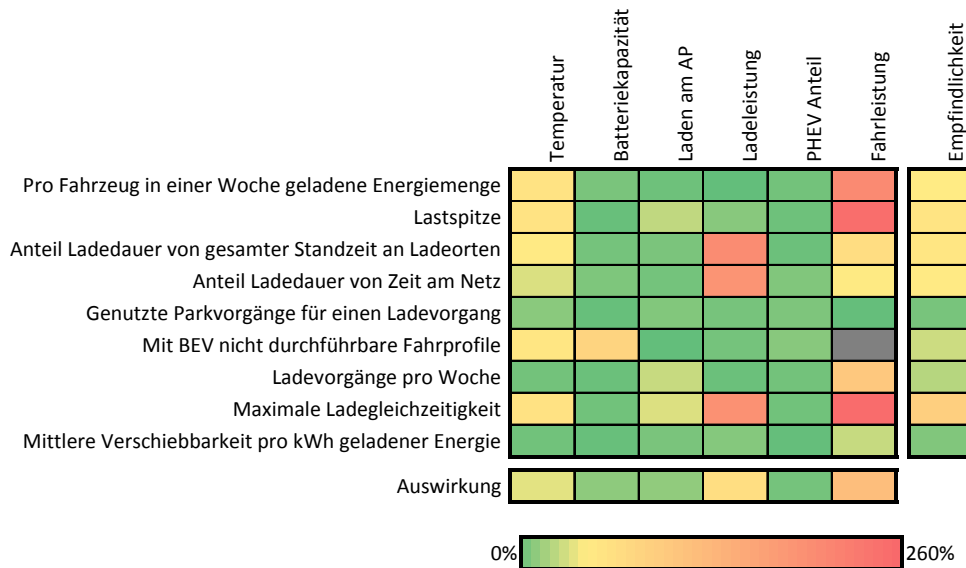


Abbildung 11-87: Sensitivität der Flottencharakteristiken/FFE-12 14/

Es zeigt sich, dass die Fahrleistung und die Ladeleistung den größten Einfluss auf die Flottencharakteristiken besitzen, insbesondere die Ladegleichzeitigkeit wird stark beeinflusst. Der Anteil von PHEV hat nur geringen Einfluss auf die Flottencharakteristiken. Die Verschiebbarkeit der geladenen Energiemenge hängt kaum von den Eingangswerten ab.

11.3.6 Betriebskosten und Investitionen

Die Betriebskosten und Investitionen bei gesteuertem Laden von Elektrofahrzeugen sind vor allem auf die IKT zurückzuführen. In Kapitel 2 werden die Kosten von Smart Meter Systemen für dezentrale Speicher ausführlich diskutiert. Für das Jahr 2030 ergeben sich Investitionen in Höhe von 220 € je Zähler sowie Betriebskosten (fixe und variable) in Höhe von 42 € je Zähler und Jahr.

Im Fahrzeug sind die Komponenten für die Datenerfassung und Übertragung bereits vorhanden. Ein Nachrüstbedarf besteht hier i.d.R. nicht, sodass sowohl die Investitionen als auch die Betriebskosten auf der Fahrzeugseite zu vernachlässigen sind.

11.3.7 Zusammenfassung

Die technoökonomischen Kennwerte des Lademanagements von Elektrofahrzeugen werden in **Tabelle 11-40** zusammenfassend dargestellt. Es wird deutlich, dass das verfügbare Potenzial bis zum Jahr 2030 aufgrund der steigenden Flottengröße stark zunimmt. Bedingt durch das Ladeverhalten der Fahrzeugnutzer ist eine Lastverschiebung im zweistelligen Stundenbereich möglich.

Tabelle 11-40: *Technoökonomische Kennwerte für das Lademanagement von Elektrofahrzeugen im mittleren Szenario*

Kategorie	Kennwert	Wert			
		2015	2020	2025	2030
(1) Technische Kennwerte (je Speichersystem)	Nutzungsgrad	Lastflexibilisierung: 100 % Ladewirkungsgrad: 0,85 - 0,95			
	Zeitliche Speicherverluste	Kurzeitspeicher, Selbstentladung vernachlässigbar			
	Lebensdauer	IKT: 15 Jahre Batteriesystem: ca. 10 Jahre (>150.000 km) durch Fahrbetrieb			
	Aktivierungszeit des Speichers	Annahme: << 5 min (Flotte)			
	Leistungsgradient	Annahme: <<100%/min (Flotte)			
	Be- und Entladeleistung	3,3 kW	30 % 11 kW 70 % 3,3 kW		
	Speicherkapazität	BEV: 22 kWh PHEV: 9 kWh	BEV: 36 kWh PHEV: 15 kWh	BEV: 45 kWh PHEV: 19 kWh	BEV: 47 kWh PHEV: 20 kWh
	Speicherdauer	Tagesspeicher; i.d.R. 5-15 h; Mittelwert: 11,8 h			
(2) Potenzial (DE)	Zeitliche Verfügbarkeit	Niedrige Fahrleistung: 20,9 kWh/Woche bei durchschnittlicher Ladeleistung von 5,6 kW → 194 h/a Hohe Fahrleistung: 60 kWh/Woche bei durchschnittlicher Ladeleistung von 5,6 kW → 558 h/a Die zeitliche Überschneidung mit den Stunden der Einsatzoptionen ist daher mit Ausnahme der Lastglättung, welche genau in den Zeiten des Ladevorgangs erfolgt, stark begrenzt.			
	Räumliche Verfügbarkeit	Bundesweit, Potenzial ist proportional zur Bevölkerungs- bzw. PKW-Dichte			
	Verfügbares Potenzial**	Flottengröße: 88.000 PKW Spitzenlast: 30 MW Verfügbare Speicherkapazität: ~ 0,15 GWh/Tag Installierte Speicherkapazität: 1 GWh	Flottengröße: 650.000 PKW Spitzenlast: 200 MW Verfügbare Speicherkapazität: ~ 1,1 GWh/Tag Installierte Speicherkapazität: 14 GWh	Flottengröße: 1.700.000 PKW Spitzenlast: 520 MW Verfügbare Speicherkapazität: ~ 2,8 GWh/Tag Installierte Speicherkapazität: 46 GWh	Flottengröße: 3.300.000 PKW Spitzenlast: 1 GW Verfügbare Speicherkapazität: ~ 5,5 GWh/Tag Installierte Speicherkapazität: 91 GWh
(3) Kosten	Investitionen*	IKT: 355 € je Anschluss	IKT: 310 € je Anschluss	IKT: 265 € je Anschluss	IKT: 220 € je Anschluss
	Betriebskosten*	IKT: 67 € je Anschluss und Jahr	IKT: 59 € je Anschluss und Jahr	IKT: 50 € je Anschluss und Jahr	IKT: 42 € je Anschluss und Jahr

*lineare Interpolation für die Jahre 2020 und 2025

**Die Werte beziehen sich exemplarisch auf KW40 des jeweiligen Betrachtungsjahres (vgl. 11.3.5)

11.4 Mögliche Einsatzoptionen

Die im Ergebnisbericht beschriebenen Einsatzoptionen und die damit verbundenen Anforderungen werden mit den technoökonomischen Kennwerten (z.B. Speicherdauer, Aktivierungszeit) aus Tabelle 11-40 verglichen. Durch diese Gegenüberstellung können die Einsatzoptionen aus System- und Akteurssicht identifiziert werden.

11.4.1 Systemsicht

Die langfristige Speicherung überschüssiger gesetzter Einspeisung wird als Einsatzoption für das Gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen ausgeschlossen, da die Speicherdauer aufgrund des Ladeverhaltens begrenzt ist (vgl. **Tabelle 11-41**). Weiterhin wird die Bereitstellung von Primärregelleistung nicht näher untersucht, da die erforderliche Aktivierungszeit von unter 30 Sekunden für eine große Fahrzeugflotte noch nicht nachgewiesen wurde.

Tabelle 11-41: Identifikation relevanter Einsatzoptionen des Lademanagements von Elektrofahrzeugen aus Systemsicht

Einsatzoption	Eignung	Relevanz	Kommentar
Lastglättung	x	x	---
Integration überschüssiger gesetzter Einspeisung	nicht geeignet	nicht relevant	Aufgrund des Ladeverhaltens der Fahrzeugnutzer primär als Tagesspeicher einsetzbar.
Ausgleich des erkannten Prognosefehlers	x	x	---
Redispatch	x	x	---
Vermeiden von Einspeisemanagement	x	x	---
Bereitstellung von Primärregelleistung (PRL)	nicht geeignet	nicht relevant	Eine Aktivierungszeit von weniger als 30 s ist für virtuelle Kraftwerke mit einer großen Anlagenzahl nicht gewährleistet.
Bereitstellung von Sekundärregelleistung (SRL)	x	x	---
Bereitstellung von Minutenreserve (MRL)	x	x	---
Bereitstellung gesicherter Leistung	x	x	---

11.4.2 Akteurssicht

Das Lademanagement von Elektrofahrzeugen stellt aus Akteurssicht für die Bereitstellung von Sekundärregelleistung, die Bereitstellung von Minutenreserve sowie die Teilnahme am kurzfristigen Stromhandel (Day-Ahead und Intraday) eine relevante Speichertechnologie dar (vgl. **Tabelle 11-42**). Dabei wird vorausgesetzt, dass eine große Anzahl an Elektrofahrzeugen zu einem Pool zusammengeschlossen und zentral koordiniert und gesteuert werden. Eine Bereitstellung von Primärregelleistung durch einen solchen Speicherpool ist aufgrund der Anforderungen an die Aktivierungszeit nicht möglich.

Tabelle 11-42: Identifikation relevanter Einsatzoptionen des Lademanagements von Elektrofahrzeugen aus Akteurssicht

Einsatzoption	Betrachtung	Eignung	Relevanz	Kommentar
Einhaltung von Lieferverpflichtungen	x	nicht geeignet	nicht relevant	Anforderungen an die Vorhaltdauer können nicht erfüllt werden.
Optimierung der EEG-Vermarktung	x	nicht geeignet	nicht relevant	Einsatzoption bezieht sich auf reine Zwischenspeicherung von EEG-Strom.
Bereitstellung von Primärregelleistung (PRL)	x	nicht geeignet	nicht relevant	Eine Aktivierungszeit von weniger als 30 s ist für virtuelle Kraftwerke mit einer großen Anlagenzahl nicht gewährleistet.
Bereitstellung von Sekundärregelleistung (SRL)	x	x	x	---
Bereitstellung von Minutenreserve (MRL)	x	x	x	---
Teilnahme am Day-Ahead-Handel	x	x	x	---
Teilnahme am Intraday-Handel	x	x	x	---
Erhöhung des Eigenverbrauchs	x	nicht geeignet	nicht relevant	Korrelation zwischen Ladung von ESF in privaten Haushalten und Eigenerzeugung in privaten Haushalten nur sehr eingeschränkt vorhanden.
(Spitzen-) Lastmanagement	nicht betrachtet	nicht geeignet	nicht relevant	Einsatzoption richtet sich primär an den Akteur Industriekunde.
Notstromversorgung	x	nicht geeignet	nicht relevant	Speicher muss dauerhaft, uneingeschränkt und mit sofortiger Aktivierungszeit zur Verfügung stehen.

11.5 Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen

Die Wirtschaftlichkeitsberechnung erfolgt gemäß der in Kapitel 1 beschriebenen Vorgehensweise sowohl aus System- als auch aus Akteurssicht.

11.5.1 Systemsicht

Rentabilitätsindizes

Die Rentabilitätsindizes in **Tabelle 11-43** weisen darauf hin, dass aufgrund der anfallenden IKT-Kosten für Fahrzeuge mit niedriger Fahrleistung noch kein Kostenreduktionspotenzial gegeben ist. Ein Kostenreduktionspotenzial konnte nur für Fahrzeuge mit hoher Fahrleistung für die Lastglättung identifiziert werden. Denn der verstärkte Einsatz der Elektromobilität führt zu Lasterhöhungen, welche durch gezieltes Lademanagement verringert werden können.

Tabelle 11-43: *Kostenreduktionspotenzial (Rentabilitätsindizes) des Lademanagements von Elektrofahrzeugen für die Einsatzoptionen aus Systemsicht*

Einsatzoption	Rentabilitätsindex	
	niedrige Fahrleistung*	hohe Fahrleistung*
Lastglättung und Ausgleich des erkannten Prognosefehlers	-0,46	0,54
Redispatch: Erhöhung der Wirkleistung	-0,99	-0,94
Redispatch: Vermeiden der Reduktion der Wirkleistung	-0,98	-0,87
Vermeiden von Einspeisemanagement	-0,99	-0,97
Bereitstellung gesicherter Leistung	-0,92	-0,77
Bereitstellung von negativer Sekundärregelleistung (nSRL)	-0,84	-0,54
Bereitstellung von positiver Sekundärregelleistung (pSRL)	-0,90	-0,71
Bereitstellung von negativer Minutenreserve (nMRL)	-0,93	-0,80
Bereitstellung von positiver Minutenreserve (pMRL)	-0,99	-0,97

* Pro Fahrzeug geladene Energiemenge für Fahrzeugflotte mit niedriger Fahrleistung = 20,9 kWh/Woche, für Flotte mit ausschließlich Fahrzeugen hoher Fahrleistung = 60 kWh/Woche.

Um zu einer Kostenreduktion zu führen, muss eine stärkere Degression der IKT-Kosten erfolgen als hier zunächst angenommen (vgl. Tabelle 11-40). Dies wird für den Fall der Elektromobilität als durchaus realistisch eingeschätzt, genaue Daten zur IKT-Kostenentwicklung für die Elektromobilität liegen jedoch nicht vor. Zudem ist ein Einsatz des Fahrzeugs zur Netzurückspeisung (Vehicle2Grid) denkbar, um die aktive Zeit am Netz zu erhöhen (siehe Kapitel 11.5.3).

Anwendungsportfolio

Als Haupteinsatzoption für das gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen wird mit einem RI von -0,46 bzw. 0,54 die Lastglättung identifiziert. Die Glättung der Residuallast leistet gleichzeitig einen wichtigen Beitrag zur Reduktion des Bedarfs an gesicherter Leistung. Weiterhin ist ein eingeschränkter Einsatz für den Redispatch, das Vermeiden von EinsMan sowie die Bereitstellung von negativer und positiver Sekundärregelleistung denkbar. Es erfolgt daher eine Aufwertung um 0,275 Punkte auf einen RI von -0,19 bzw. 0,81.

11.5.2 Akteurssicht

Rentabilitätsindizes

In **Tabelle 11-44** sind die Rentabilitätsindizes aus Akteurssicht in Abhängigkeit der jeweiligen Einsatzoption aufgelistet. Die Rentabilitätsindizes für die Bereitstellung von Regelleistung unterscheiden sich von den Rentabilitätsindizes, die aus Systemsicht erreicht werden. Dies ist darauf zurückzuführen, dass bei der Berechnung aus Akteurssicht der Einbezug einer Arbeitspreiskomponente erfolgt, während die Berechnung aus Systemsicht rein auf der Leistungspreiskomponente basiert. Es zeigt sich, dass sich das Gewinnpotenzial auf das gesteuerte Laden einer Elektrofahrzeug-Flotte mit hoher Fahrleistung und dort auf die Teilnahme am kurzfristigen Stromhandel beschränkt.

Tabelle 11-44: *Gewinnpotenzial (Rentabilitätsindizes) des Lademanagements von Elektrofahrzeugen aus Akteurssicht*

Einsatzoption	Rentabilitätsindex*	
	geringe Fahrleistung**	hohe Fahrleistung**
Bereitstellung von negativer Sekundärregelleistung (nSRL)	-0,78	-0,38
Bereitstellung von positiver Sekundärregelleistung (pSRL)	-0,83	-0,52
Bereitstellung von negativer Minutenreserve (nMRL)	-0,91	-0,75
Bereitstellung von positiver Minutenreserve (pMRL)	-0,96	-0,88
Teilnahme am kurzfristigen Stromhandel	-0,49	0,48

* Es wird hier vereinfacht angenommen, dass sich die aus der Einsatzoption abgeleitete Nachfrage zeitlich stets mit der Verfügbarkeit der Speichertechnologie deckt. Es muss daher eine Abwertung der Rentabilitätsindizes erfolgen.

** Pro Fahrzeug geladene Energiemenge für Fahrzeugflotte mit geringer Fahrleistung = 24 kWh/Woche; für Flotte mit ausschließlich Fahrzeugen hoher Fahrleistung = 56 kWh/Woche

Anwendungsportfolio

Die Haupeinsatzoption für das gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen besteht in der Teilnahme am kurzfristigen Stromhandel. Hier erreicht das gesteuerte Laden einer Flotte mit hoher Fahrleistung einen RI von 0,48 und das gesteuerte Laden einer Flotte mit geringer Fahrleistung einen RI von -0,49. Darüber hinaus ist es möglich durch die Flotte bedingt sowohl negative als auch positive Sekundärregelleistung bereitzustellen. Dadurch kommt es zu einer Aufwertung des RI um jeweils 0,1, wodurch der finale RI für das gesteuerte Laden einer Flotte an ESF mit einer hohen Fahrleistung bei 0,58 und der RI für das gesteuerte Laden einer Flotte an ESF mit geriner Fahrleistung bei -0,39 liegt.

11.5.3 Weiterführende Betrachtungen

Neben der Steuerung des Ladevorgangs ist zudem eine Nutzung des angeschlossenen Fahrzeugs zur Rückspeisung elektrischer Energie in das Netz denkbar (Vehicle2Grid). In diesem Falle erhöht sich die zeitliche Verfügbarkeit des Fahrzeugs, da gemäß Herstellerangaben ein Anschluss des Fahrzeugs von bis zu 7,5 Stunden pro Tag möglich ist. Die aktiven Stunden am Netz erhöhen sich somit von 194 bzw. 558 Stunden pro Jahr auf 2.738 Stunden pro Jahr.

Es zeigt sich, dass unter den getroffenen Annahmen die Rentabilität der Fahrzeuge durch zusätzliche Nutzung im Sinne des Vehicle2Grid-Konzeptes erhöht werden kann. So erhöht sich in diesem Fall der Rentabilitätsindex für die Lastglättung aus Systemsicht auf 2,50. Für die Teilnahme am kurzfristigen Stromhandel aus Akteurssicht reduziert sich hingegen der Rentabilitätsindex aufgrund der Verluste, die mit dem Haushaltsstrompreis bewertet wurden, auf -0,31.

Es ist jedoch zu beachten, dass hier von einer kostenlosen Nutzung der Traktionsbatterie und von einem täglichen Ladevorgang ausgegangen wird. Mit steigender Reichweite der Elektrofahrzeuge kann jedoch davon ausgegangen werden, dass die Fahrzeugbesitzer in Zukunft weniger häufig und bevorzugt in Zeiten niedrigerer Stromtarife, z. B. am Wochenende, laden. Die tatsächlich verfügbare Zeit zur energiewirtschaftlichen Nutzung von Elektrofahrzeugen kann sich dadurch wiederum deutlich reduzieren.

12 Sonstige Speichertechnologien

Neben den bereits ausführlich diskutierten Speichertechnologien existieren weitere, die im Rahmen der Studie nicht in gleicher Detailtiefe untersucht wurden. Dazu zählen in erster Linie die Druckluftspeicherung und stationäre Batteriespeicher. Darüber hinaus gibt es weitere Speichertechnologien, zu denen es erste kleinere Forschungsvorhaben gibt oder sich gar noch in der Konzeptionsphase befinden.

Einige dieser Technologien können erhebliche Speicherpotenziale bieten, weshalb sie im Folgenden genauer beschrieben werden. Hierbei sollen zum einen auf die Funktionsweise sowie auf bereits umgesetzte Konzepte eingegangen werden und zum anderen mögliche Speicherpotenziale der jeweiligen Technik ermittelt werden.

12.1 Druckluftspeicherung

Bearbeiter: Manuel Sutter

Nach der Beschreibung der Speichertechnologie erfolgen analog zu den zuvor im Detail untersuchten Speichertechnologien eine Analyse der möglichen Einsatzoptionen und eine Bewertung der Wirtschaftlichkeit.

12.1.1 Beschreibung der Speichertechnologie

Druckluftspeichersysteme basieren auf der Ausnutzung von Druckunterschieden von Gasen (meistens Luft). Bei der Einspeicherung wird unter Umgebungsdruck stehende Luft durch den Einsatz mechanischer Arbeit auf ein erhöhtes Druckniveau gebracht und in einem abgeschlossenen Behälter gespeichert. Durch die beim Entspannen der verdichteten Luft frei werdende Energie kann das Druckgefälle zwischen dem Behälter und der Umgebung zum Antrieb eines elektromechanischen Wandlers eingesetzt werden. Im englischen wird die Technik als Compressor-Air-Energy-Storage (CAES) bezeichnet. Weltweit existieren derzeit zwei Druckluftspeicherkraftwerke. Neben einer Anlage in Huntorf bei Elsfleth (Deutschland) existiert ein weiterer Speicher in McIntosh (USA). Die Speicherleistung bei den beiden bestehenden Kraftwerken beträgt 321 MW bzw. 110 MW. Auf beide Kraftwerke wird im Rahmen des folgenden Kapitels genauer eingegangen.

Eine Herausforderung bei der technischen Nutzung sind thermodynamische Prozesse: Während der Luftverdichtung auf höhere Druckniveaus werden erhebliche Wärmemengen frei, die beim Entspannen wiederum einer thermischen Quelle entzogen werden. Die durch die Zustandsänderung der Luft hervorgerufenen Wärmeverluste führen zu Einbußen in der Effizienz. Eine Möglichkeit Wärmeverluste zu verringern besteht in der Kombination des Druckluftspeichers mit einem thermischen Speicher (vgl. Kapitel 12.1.1.2).

Je nach nutzbarer Behältergröße können sich lange Speicherdauern ergeben. Die größten zusammenhängenden Volumina weisen Kavernen auf. Aus diesem Grund befinden sie sich im Fokus mehrerer Untersuchungen, welche die Eignung solcher geologischen Formationen zur Druckluftspeicherung überprüfen. Alle großvolumigen,

sinnvoll umsetzbaren Druckluftspeicher sind daher standortabhängig, da sie auf die Existenz von Kavernen oder tiefen Gewässern (vgl. Kapitel 12.1.1.3) angewiesen sind.

Vorteilhaft sind bei der Technologie die Schnellstart- und Schwarzstartfähigkeit, außerdem – aufgrund des natürlichen Speichermediums – die geringen Umweltauswirkungen sowie der verhältnismäßig geringe, oberirdische Platzbedarf.

Kavernen als Druckluftspeicherbehälter

Kavernen sind unterirdische Hohlräume und können natürlichen Ursprungs oder künstlich geschaffenen sein. Für die Errichtung bieten sich mächtige Salzsichten an, aus denen das Salz herausgelöst wird. Hierfür werden erhebliche Mengen an Wasser benötigt und gleichzeitig muss die Ableitung der Sole gewährleistet sein. Durch das kontinuierliche Auswaschen des Salzes kann ein Hohlraum länglicher Form in den Untergrund eingebracht werden (**Abbildung 12-1**).



Abbildung 12-1: *Kavernenspeicher schematisch (Quelle: KBB Underground Technologies)*

Am Standort Etzel in Ostfriesland, an dem sich 59 Kavernenspeicher zur Öl- und Gaslagerung befinden, existiert ein Salzstock mit einer Länge von 17 km, einer Breite von 5 km und einer Teufe zwischen 750 - 4.000 m. Das Aussohlen einer neuen Kaverne dauert etwa 2 - 3 Jahre. Momentan werden dort ca. 25 neue Kavernen ausgesohlt. Die Kavernenspeicher an diesem Standort weisen einen Durchmesser von ca. 60 m auf und sind 300 - 500 m hoch /IVG-01 13/.

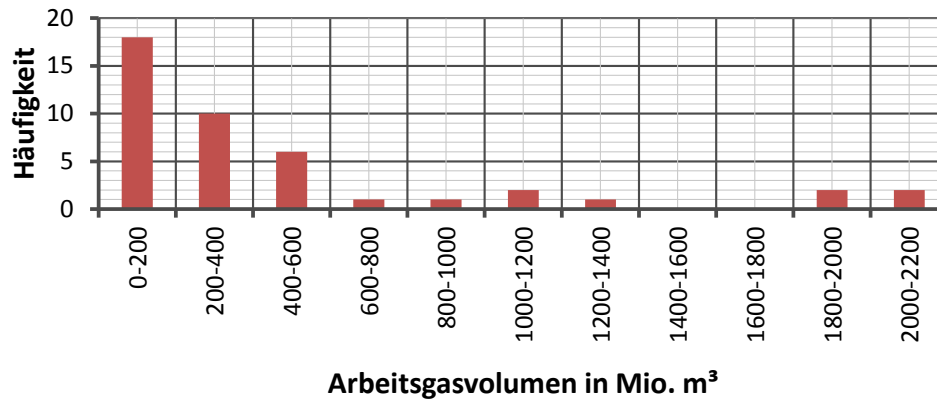


Abbildung 12-2: Häufigkeitsverteilung der Arbeitsgas-Volumina von Kavernenspeichern in Deutschland. Eingeschlossen sind Anlagen welche sich in Betrieb, in Planung oder im Bau befinden und zur Speicherung von (Erd-)Gas oder Öl dienen.

Die Summe der Speichervolumina, bezogen auf das Arbeitsgasvolumen aller in Betrieb, in Bau und in Planung befindlichen Kavernenspeicher beträgt 21.264 Mio. m³. Eine Klassifizierung der Kavernengrößen ist in **Abbildung 12-2** dargestellt. Die Volumina bewegen sich demnach zwischen ca. 200 bis 2.200 Mio. m³. Für Druckluftspeicherkraftwerke sind die Volumina einer Kaverne aufgrund der starken Druckschwankung während eines Speicherzyklus‘ allerdings nach oben hin begrenzt. In /VDE-01 09/ wird im Mittel von einer realisierbaren Kavernengröße von 0,5 Mio. m³ ausgegangen. Für größere Speichervolumina müssen somit mehrere Kavernen parallel betrieben werden.

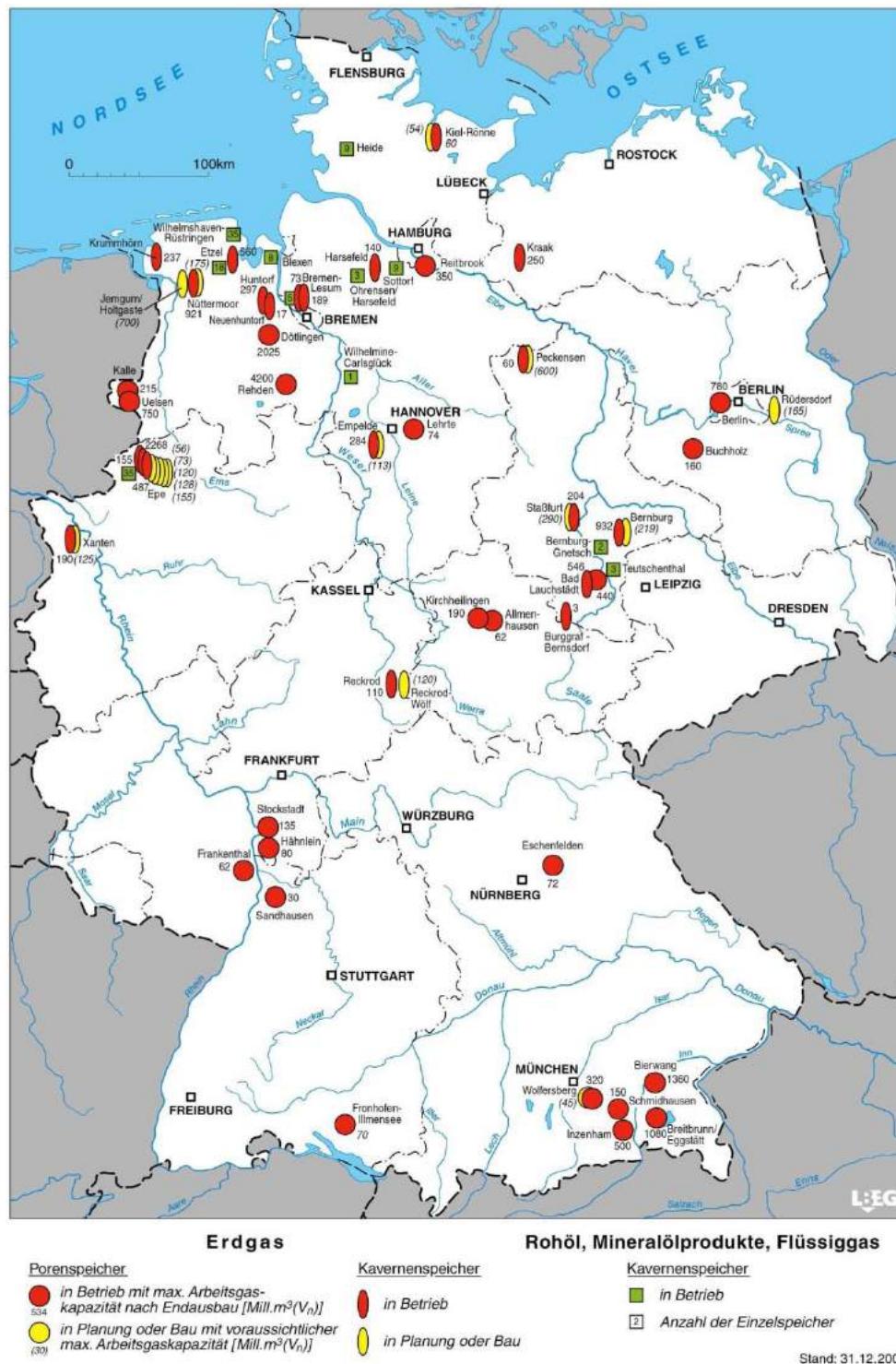


Abbildung 12-3: Untertagespeicher in Deutschland /LBEG-01 12/

Die Speicherung von Druckluft unterscheidet sich nur unwesentlich von der Gasspeicherung, weshalb die gleichen Anforderungen an die Standortbedingungen gestellt werden. In Deutschland existieren seit mehreren Jahrzehnten Kavernen, in denen Öl oder Gas eingelagert wird, um saisonale Bedarfs- und Preisschwankungen auszugleichen. Eine Übersicht der geografischen Lage aller Untertagespeicher zeigt **Abbildung 12-3**.

Mögliche weitere Standorte für Kavernen lassen sich aus der Lage von Salzvorkommen ableiten. Beispielsweise sind in Norddeutschland zahlreiche Salzstöcke nachgewiesen worden (**Abbildung 12-4**). Damit besteht die Möglichkeit Druckluftspeicher in der Nähe hoher Windkraftherzeugungskapazitäten zu installieren.

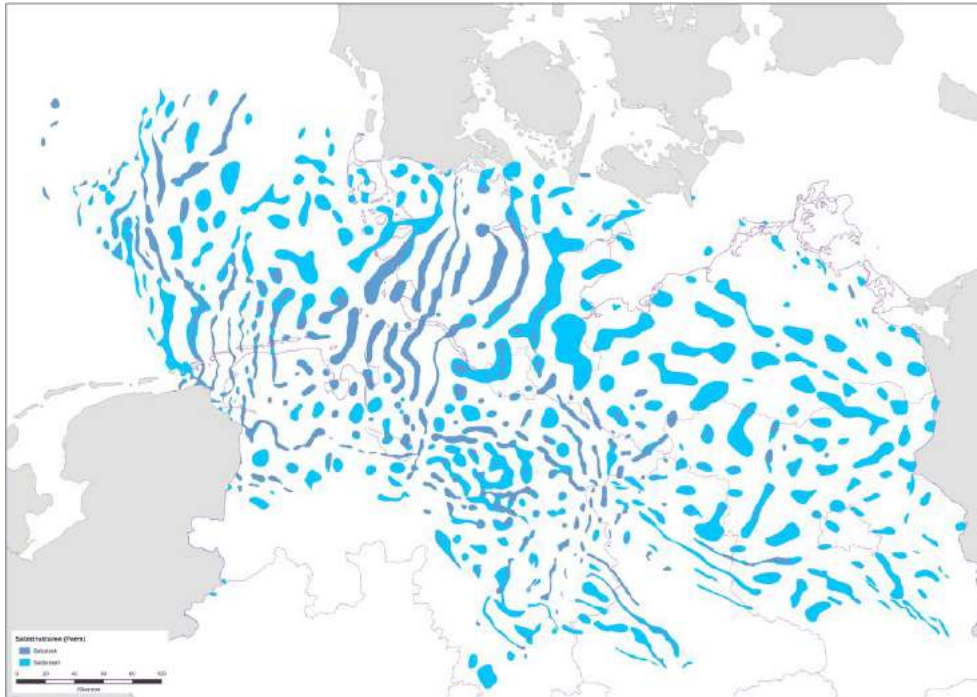


Abbildung 12-4: Salzstrukturen in Norddeutschland (Quelle: BGR)

Potenzial

Das Unternehmen RWE gibt 20 - 30 mögliche Standorte für Druckluftspeicherkraftwerke in Deutschland an. 7 - 10 Stück davon wären sehr gut für eine technische Nutzung geeignet, der Rest sei eventuell geeignet. RWE geht zudem von einer mittleren Leistung je Standort von etwa 1 GW aus /RWE-03 12/.

Die Energiedichte der komprimierten Luft ist u. a. abhängig vom Druck. Typischerweise werden die Kraftwerke mit Drücken zwischen 45 und 70 bar betrieben. Unter der vereinfachten Annahme es handle sich um ein ideales Gas, kann der spezifische Energieinhalt wie folgt berechnet werden:

$$q_{vol} = p_1 \cdot V_1 \cdot \ln\left(\frac{p_1}{p_2}\right) \text{ mit } p_1 = 70 \text{ bar}, p_2 = 45 \text{ bar und } V_1 = 1 \text{ m}^3 \approx 0,86 \text{ kWh/m}^3$$

Das Verhältnis zwischen installierter Leistung und Speicherkapazität liegt bei den Kraftwerken Macintosh und Huntorf (siehe Abschnitt 12.1.1.1) zwischen 0,24 und 1,2 MW/MWh. Wird für die bisher identifizierten 30 Standorte mit je 1 GW Leistung näherungsweise von einem gleich bleibenden Verhältnis ausgegangen, ergibt sich daraus ein praktisches Potenzial von etwa 25 – 125 GWh. Genauere Angaben lassen sich erst treffen, wenn Kenntnisse über die geologischen Gegebenheiten an den Standorten vorliegen. Eine obere Grenze für das theoretische Speicherpotenzial wurde vom IER mit 27 TWh angegeben /IER-01 13/, was trotz der mit Unsicherheiten behafteten Schätzung auf umfangreiche Speichermöglichkeiten schließen lässt.

Konkurrenzen bezüglich der Standorte möglicher Speicherkraftwerke könnten sich ergeben, wenn über die Speicherung von Erdgas oder Wasserstoff in größerem Maßstab

ausgedehnt werden würde, da hierfür ebenfalls Kavernenspeicher in Frage kommen. Da die Nutzung von Druckluft als Speichermedium in der Energiewirtschaft auf unterschiedliche Arten geschehen kann, werden nachfolgend die Technologien und ihre Spezifika genauer erläutert.

Erfahrungswerte zur zeitlichen Verfügbarkeit, zur Be- und Entladauer und zur Be- und Entladeleistung von Druckluftspeicherkraftwerken liegen nur sehr bedingt vor. Aus diesem Grund wird als Referenz auf die Werte von Pumpspeicherkraftwerken zurückgegriffen (vgl. Kapitel 9.3). Darauf basierend wird für die zeitliche Verfügbarkeit ein Wert von 8.000 h/a angesetzt und für die Be-/Entladeleistung ein Wert von 0,5 – 1.500 MW. Bei der Be-/Entladedauer wird davon ausgegangen, dass sie sich im zweistelligen Stundenbereich bewegt.

12.1.1.1 Diabat

In Kompressoren erfolgt die Verdichtung der Luft überwiegend adiabatisch - ohne den Austausch thermischer Energie mit der Umgebung. Daher erhöht sich während des Kompressionsvorgangs neben dem Druck auch die Temperatur der zu komprimierenden Luft stark. Restriktionen bezüglich der maximalen Einlasstemperatur des Druckbehälters erfordern die Abkühlung der Luft auf ein niedrigeres Temperaturniveau, bevor sie in den Speicher eingebracht wird. Dieses Herabkühlen erfolgt bei einem Kraftwerk mit diabater Prozessführung²⁹ durch einen Wärmeaustausch mit der Umgebung. Für die Expansion, bei der eine starke Abkühlung der Luft eintritt, muss die zuvor ausgekoppelte Wärme dem Prozess über einen zusätzlichen Energieträger wieder hinzugeführt werden. Meist wird hierfür Erdgas eingesetzt.

Projekte (1): Kraftwerk Huntorf

Seit 1978 ist das Kraftwerk in Elsfleth, Niedersachsen, in Betrieb. Es verfügt über eine elektrische Nennleistung von 321 MW bei einem Wirkungsgrad von max. 42 %. Es handelt sich um ein Gas-Kombikraftwerk, bei die Gasturbine als Verbrennungskraftmaschine arbeitet. Weitere technische Daten sind in Tabelle 12-1 aufgelistet.

²⁹ Bei der diabaten Prozessführung umfasst die Systemgrenze nicht nur den Kompressionsvorgang allein, sondern den Gesamtprozess.

Tabelle 12-1: Technische Daten des Druckluftspeicherkraftwerks Hundedorf /KBB-01 01/ /IEEE-02 12/

Parameter	Wert	Einheit
Elektrische Leistung	321	MW
Gesamtwirkungsgrad	41,7	%
Dauer Einspeicherung	12	h
Dauer Ausspeicherung	2	h
Anzahl der Kavernen	2	
Gesamtspeichervolumen	310.000	m ³
Teufe	650-800	m
Größter Durchmesser der Kavernen	60	M
Minimaler Betriebsdruck (Regelbetrieb)	43	bar
Höchster zugelassener Betriebsdruck	70	bar
Maximaler Gradient Druckabbau	15	bar/h
Inbetriebnahme	1978	

Projekte (2): Kraftwerk McIntosh

Ein weiteres Gas-Kombikraftwerk wurde 1991 in McIntosh in Betrieb genommen. Der Aufbau (**Abbildung 12-5**) ist im Wesentlichen mit dem des Kraftwerkes Hundedorf vergleichbar, jedoch wurde die Gasturbine um einen Rekuperator erweitert, welcher beim Ausspeichern die Abwärme der Turbinen zur Vorwärmung auf die expandierende Luft überträgt. Durch dieses Prinzip wird eine Wirkungsgradsteigerung auf ca. 53 % erreicht. Die Investition des Kraftwerkes betrug damals 51 Mio. \$ /PDH-01 11/, was umgerechnet heute knapp 500 €/kW entspricht. Weitere technische Kenndaten sind in **Tabelle 12-2** dargestellt.

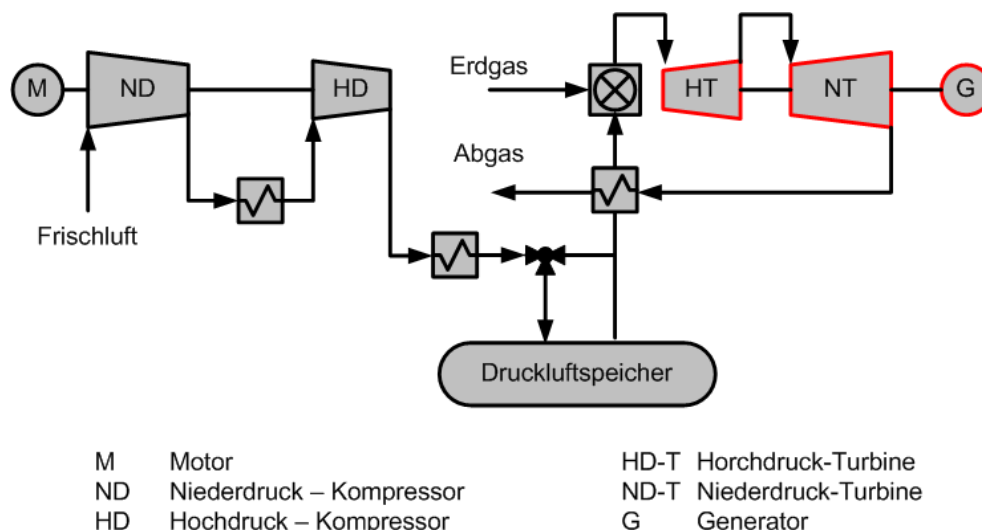


Abbildung 12-5: Schematischer Aufbau des CAES Kraftwerks McIntosh

Tabelle 12-2: Technische Daten des Druckluftspeicherkraftwerks McIntosh, USA /IEEE-02 12/ /BINE-01 07/

Parameter	Wert	Einheit
Elektrische Leistung	110	MW
Gesamtwirkungsgrad	53,7	%
Dauer Einspeicherung	41	h
Dauer Ausspeicherung	26	h
Anzahl der Kavernen	1	
Gesamtspeichervolumen	538.000	m ³
Teufe	450-750	m
Minimaler Betriebsdruck (Regelbetrieb)	45	bar
Höchster zugelassener Betriebsdruck	76	bar
Inbetriebnahme	1991	

Technoökonomische Kennwerte

In /IER-01 13/ wird das Potenzial für eine Verbesserung des Wirkungsgrads diabater Druckluftspeicher mit 54 % in einem ähnlichen Größenbereich wie in **Tabelle 12-2** angegeben. Die zeitlichen Speicherverluste, die auch als Ruheverluste bezeichnet werden, liegen im Bereich von 0 - 5 % des Speichervolumens pro Tag. Daraus lässt sich folgern, dass Druckluftspeicher als Tages- bis Wochenspeicher betrieben werden können. Für den Leistungsgradient wird auf typische Leistungsgradienten von Gasturbinen zurückgegriffen, die im Bereich zwischen 10 – 25 % pro Minute liegen. Die technische Lebensdauer der Turbine wird nach /IER-01 14/ mit 35 Jahren, die der Kompressoreinheit mit 25 Jahren und die Lebensdauer der Kaverne mit 50 Jahren angesetzt. Als spezifische Investitionen werden 250 €/kW für die Turbine, 320 €/kW für die Kompressoreinheit und 40 €/kWh für den Kavernenspeicher ausgewiesen. Zudem fallen fixe Betriebskosten in Höhe von 2,5 % der Investitionen pro Jahr an. Die variablen Betriebskosten bedingt durch den Verschleiß der Maschinensatzes werden mit den variablen Kosten einer Gasturbine abgeschätzt, welche sich laut /IER-05 08/ auf 2 €/MWh_{el} belaufen.

12.1.1.2 Adiabater

Beim Einspeichervorgang kann das Herabkühlen der komprimierten Luft über das Einbringen der Wärme in einen thermischen Speicher geschehen. Diese Variante ermöglicht eine erhebliche Wirkungsgradsteigerung, da die beim Entladevorgang des Druckbehälters auftretende, starke Abkühlung der Luft über die zwischengespeicherte Energie des thermischen Speichers teilweise kompensiert werden kann. Das Verfahren wird als Advanced Adiabatic CAES (AA-CAES) bezeichnet, da es im Vergleich zum diabaten Prozess eine deutlich höhere Effizienz aufweist.

Projekte (3): ADELE

Im Projekt ADELE wird erstmalig ein Druckluftspeicherkraftwerk gebaut, welches die Kompressionswärme in einem Hochtemperaturspeicher zwischenspeichert (vgl. **Abbildung 12-6**). Der Wirkungsgrad kann bei diesem AA-CAES-Kraftwerk

Behälter, die in tiefen Gewässern installiert werden, wo der hydrostatische Druck entsprechend stark ausgeprägt ist. Laut den Erfindern der „Energy-Bags“ (**Abbildung 12-7**) kann in den flexiblen, kugelförmigen Behältern mit einem Radius von 10 Metern, in Tiefen von etwa 600 Meter eine Energie von 70 MWh gespeichert werden /ENG-01 11/. Das Speicherpotenzial ist erheblich, lediglich der Zugang zu Gewässern mit ausreichender Tiefe muss für die Erschließung gewährleistet sein.



Abbildung 12-7: *Flexibler Druckspeicher (Quelle: Thin Red Line Aerospace, CA)*

12.1.1.4 Zusammenfassung

In **Tabelle 12-3** sind die technoökonomischen Kennwerte von Druckluftspeichern zusammenfassend dargestellt. Es zeigt sich, dass der Nutzungsgrad von adiabaten Druckluftspeichern mit 70 % wesentlich höher als der diabater Systeme ist, welches sich jedoch auch in den spezifischen Kosten für die Turbine, den Kompressor und die Kaverne widerspiegelt.

Tabelle 12-3: *Technoökonomische Kennwerte Druckluftspeicher*

Kategorie	Kennwert	Wert	
		adiabat	diabat
(1) Technische Kennwerte (je Speichersystem)	Nutzungsgrad	0,7	0,4 – 0,55
	Zeitliche Speicherverluste	Ruheverluste von 0 bis 5 % p.d.	
	Lebensdauer	Turbine: 35 a Kompressoreinheit: 25 a Kaverne: 50 a	
	Aktivierungszeit des Speichers	CAES werden so bewirtschaftet, dass sie unmittelbar einsatzbereit sind	
	Leistungsgradient	In Anlehnung an Gasturbinen: 10 – 25 %/min	
	Be- und Entladeleistung	0,5 – 1.500 MW (DE/AT)	
	Speicherkapazität	Mittlere realisierbare Kapazität je Kaverne von je 0,5 Mio. m ³ (entspricht etwa 430 MWh mit 1 m ³ ≈ 0,86 kWh) Parallelbetrieb mehrerer Kavernen möglich	
	Be-/Entladedauer bzw. Abrufdauer	Zweistelliger Stundenbereich	
	Speicherdauer	Tages-/Wochenspeicher	
(2) Potenzial (für DE/AT)	Zeitliche Verfügbarkeit	In Anlehnung an PSW und Gasturbinen: Verfügbarkeit von 90 % (ca. 8.000 h/a) bedingt durch Revision oder technische Ausfälle.	
	Räumliche Verfügbarkeit	Gekoppelt an das Vorhandensein von Kavernen oder tiefen Gewässern Salzkavernenvorkommen insbesondere in Norddeutschland	
	Verfügbares Potenzial	2030 (konstant) Deutschland: 30 GW 25 – 125 GWh Österreich: Potenzial vernachlässigbar, da aufgrund hoher PSW und Speicherkraftwerkdichte sehr beschränkter Anreiz zum Zubau	
(3) Kosten	Investitionen	Turbine: 400 €/kW Kompressoreinheit: 450 €/kW Kaverne: 50 €/kWh	Turbine: 250 €/kW Kompressoreinheit: 320 €/kW Kaverne: 40 €/kWh
	Betriebskosten	Fixe Betriebskosten: 2,5 Prozent der Investition p.a.	
		Variable Betriebskosten: 2 €/MWh	

12.1.2 Mögliche Einsatzoptionen

Durch den Vergleich der technoökonomischen Kennwerte mit den Anforderungen der Einsatzoptionen (vgl. Ergebnisbericht) konnten Einsatzoptionen für Druckluftspeicher aus System- und Akteurssicht abgeleitet werden.

12.1.2.1 Systemsicht

Aus **Tabelle 12-4** wird ersichtlich, dass Druckluftspeicher für alle der betrachteten Einsatzoptionen aus Systemsicht sowohl geeignet als auch relevant sind. Analog zu Pumpspeichern sind die vielfältigen Einsatzmöglichkeiten auf die hohe Flexibilität sowie auf geringe zeitliche Verluste während der Speicherung zurückzuführen.

Tabelle 12-4: *Identifikation möglicher Einsatzoptionen für Druckluftspeicher aus Systemsicht*

Einsatzoption	Eignung	Relevanz	Kommentar
Lastglättung	x	x	Ebenso wie Pumpspeicherkraftwerke kommen auch Druckluftspeicher aufgrund ihrer Flexibilität und geringer Ruheverluste für die gesamte Bandbreite der Systemdienstleistungen in Frage.
Integration überschüssiger gesetzter Einspeisung	x	x	
Ausgleich des erkannten Prognosefehlers	x	x	
Redispatch	x	x	
Vermeiden von Einspeisemanagement	x	x	
Bereitstellung von Primärregelleistung (PRL)	x	x	
Bereitstellung von Sekundärregelleistung (SRL)	x	x	
Bereitstellung von Minutenreserve (MRL)	x	x	
Bereitstellung gesicherte Leistung	x	x	

12.1.2.2 Akteurssicht

Eine Übersicht zu den Einsatzoptionen für Druckluftspeicher aus Akteurssicht liefert **Tabelle 12-5**. Die Einsatzoptionen, für die Druckluftspeicherkraftwerke relevant sind, decken sich mit den Einsatzoptionen der Pumpspeicher. Druckluftspeicher sind dabei sowohl als adiabate als auch als diabate Systeme einsetzbar. Der Unterschied der beiden Systeme wirkt sich erst auf die Berechnung der Rentabilitätsindizes im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung aus.

Tabelle 12-5: *Identifikation möglicher Einsatzoptionen für Druckluftspeicher aus Akteurssicht*

Einsatzoption	Betrachtung	Eignung	Relevanz	Kommentar
Einhaltung von Lieferverpflichtungen	x	x	x	Druckluftspeicherkraftwerk als Bestandteil eines Kraftwerksportfolios, das von Erzeuger oder Händler bewirtschaftet wird.
Optimierung der EEG-Vermarktung	x	x	x	Druckluftspeicherkraftwerk wird als Bestandteil eines Kraftwerksportfolios genutzt, um Vermarktung fluktuierender EEG-Anlagen zu optimieren.
Bereitstellung von Primärregelleistung (PRL)	x	x	x	---
Bereitstellung von Sekundärregelleistung (SRL)	x	x	x	---
Bereitstellung von Minutenreserve (MRL)	x	x	x	---
Teilnahme am Day-Ahead-Handel	x	x	x	---
Teilnahme am Intraday-Handel	x	x	x	---
Erhöhung des Eigenverbrauchs	nicht betrachtet	---	---	Einsatzoption richtet sich primär an Haushaltskunden, Druckluftspeicherkraftwerke sind nicht Gegenstand der Betrachtung.
(Spitzen-) Lastmanagement	nicht betrachtet	---	---	Einsatzoption richtet sich primär an Industriekunden, Druckluftspeicherkraftwerke sind nicht Gegenstand der Betrachtung.
Notstromversorgung	nicht betrachtet	---	---	Einsatzoption richtet sich primär an Industrie- und Haushaltskunden, Druckluftspeicherkraftwerke sind nicht Gegenstand der Betrachtung.

12.1.3 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Für die zuvor identifizierten Einsatzoptionen erfolgt eine Berechnung der Rentabilitätsindizes gemäß der Methodik aus Kapitel 1. Dabei wird zunächst das Kostenreduktionspotenzial aus Systemsicht und anschließend das Gewinnpotenzial aus Akteurssicht bestimmt.

12.1.3.1 Systemsicht

Rentabilitätsindizes

Der Einsatz von Druckluftspeichern führt aus Systemsicht für keine der Einsatzoptionen zu einer Kostenreduktion (vgl. **Tabelle 12-6**), da die Referenzkosten geringer sind als die mit dem Einsatz von Druckluftspeichern verbundenen Kosten.

Tabelle 12-6: *Kostenreduktionspotenzial (Rentabilitätsindizes) von Druckluftspeichern für die Einsatzoptionen aus Systemsicht*

Einsatzoption	Rentabilitätsindex*	
	diabat	adiabat
Lastglättung und Ausgleich des erkannten Prognosefehlers	-0,41	-0,47
Integration überschüssiger gesetzter Einspeisung**	-0,19	-0,41
Redispatch: Erhöhung der Wirkleistung	-0,61	-0,66
Redispatch: Vermeiden der Reduktion der Wirkleistung	-0,39	-0,51
Vermeiden von Einspeisemanagement	-0,92	-0,94
Bereitstellung gesicherter Leistung	-0,79	-0,85
Bereitstellung von Primärregelleistung (PRL)***	0,20	-0,18
Bereitstellung von negativer Sekundärregelleistung (nSRL)	-0,46	-0,58
Bereitstellung von positiver Sekundärregelleistung (pSRL)	-0,66	-0,77
Bereitstellung von negativer Minutenreserve (nMRL)	-0,76	-0,83
Bereitstellung von positiver Minutenreserve (pMRL)	-0,96	-0,97

* Noch nicht berücksichtigt sind hier zeitliche Speicherverluste (Ruheverluste).

** Derzeit noch kein Bedarf vorhanden, dem ausgewiesenen RI liegt der Bedarf im Jahr 2030 zugrunde. Diese Einsatzoption wird daher nicht in der Einordnung der Technologien in die Merit Order Matrix berücksichtigt.

*** Die Möglichkeit zur PRL-Bereitstellung ist stark vom Speicherfüllstand und dem jeweiligen Betriebszustand abhängig und stellt somit keine Haupteinsatzoption dar.

Anwendungsportfolio

Mit einem RI von -0,41 für diabate und -0,47 für adiabate Druckluftspeicher stellt die Lastglättung die Haupteinsatzoption dar. Analog zu den Pumpspeicherkraftwerken kann zusätzlich negative und positive Regelleistung angeboten sowie zur Bereitstellung gesicherter Leistung beigetragen werden. Ein gleichzeitiger Einsatz für den Redispatch ist dann nur noch bedingt möglich. Insgesamt erfolgt daher eine Aufwertung um 0,45 Punkte auf einen RI von 0,04 bzw. -0,02.

12.1.3.2 Akteurssicht

Rentabilitätsindizes

Das Gewinnpotenzial für Druckluftspeicherkraftwerke in Abhängigkeit der Einsatzoption ist in **Tabelle 12-7** dargestellt. Es zeigt sich, dass für keine der Einsatzoptionen ein Gewinnpotenzial vorliegt. Im Gegensatz zur Systemsicht ist aus Akteurssicht auch die Bereitstellung negativer Sekundärregelleistung unrentabel. Dies ist auf die unterschiedlichen Referenzkosten zurückzuführen.

Darüber hinaus zeigt sich, dass adiabate Systeme einen schlechteren Rentabilitätsindex als diabate Systeme aufweisen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass mit dem höheren Wirkungsgrad eines adiabaten Systems auch höhere Kosten einhergehen und der höhere Wirkungsgrad erst ab einer hohen Anzahl an Volllaststunden zum Tragen kommt.

Tabelle 12-7: *Gewinnpotenzial (Rentabilitätsindizes) von Druckluftspeichern für die Einsatzoptionen aus Akteurssicht*

Einsatzoption	Rentabilitätsindex*	
	diabat	adiabat
Einhaltung von Lieferverpflichtungen	-0,93	-0,94
Optimierung der EEG-Vermarktung	-0,94	-0,95
Bereitstellung von Primärregelleistung**	0,20	-0,18
Bereitstellung von negativer Sekundärregelleistung (nSRL)	-0,51	-0,65
Bereitstellung von positiver Sekundärregelleistung (pSRL)	-0,50	-0,64
Bereitstellung von negativer Minutenreserve (nMRL)	-0,83	-0,76
Bereitstellung von positiver Minutenreserve (pMRL)	-0,87	-0,91
Teilnahme am kurzfristigen Handel	-0,68	-0,66

* Noch nicht berücksichtigt sind hier zeitliche Speicherverluste (Ruheverluste).

** Setzt einen Dauerbetrieb in Teillast voraus und stellt somit keine Haupteinsatzoption dar.

Anwendungsportfolio

Der RI der Haupteinsatzoption – Bereitstellung positiver Sekundärregelleistung – liegt für diabate CAES bei -0,50 und für adiabate CAES bei -0,64. Darüber hinaus kann durch ein Druckluftspeicherkraftwerk zusätzlich negative Regelleistung bereitgestellt werden sowie eine Teilnahme am kurzfristigen Stromhandel erfolgen. Dadurch wird der RI adiabater und diabater CAES um jeweils 0,2 aufgewertet. Der finale RI diabater CAES liegt somit bei -0,30 und der finale RI adiabater CAES bei -0,44.

12.2 Stationäre Elektrochemische Speicher

Bearbeiter: Michael Dronia

Nach der Beschreibung der Speichertechnologie erfolgen analog zu den zuvor im Detail untersuchten Speichertechnologien eine Analyse der möglichen Einsatzoptionen und eine Bewertung der Wirtschaftlichkeit.

12.2.1 Beschreibung der Speichertechnologie

In stationären elektrochemischen Energiespeichern (engl. Battery Energy Storage Systems – BESS) wird die elektrische Energie durch eine elektrochemische Reaktion in chemische Energie umgewandelt und zwischengespeichert. Bei Bedarf wird später die elektrische Energie durch eine Umkehrung der elektrochemischen Reaktion wieder abgegeben. Die Energiewandlung findet durch gleichzeitige Teilreaktionen an der positiven und negativen Elektrode statt, die über einen Elektrolyten miteinander in Verbindung stehen. Es wird allgemein zwischen einmalig entladbaren Primärzellen (Batterien) und wieder aufladbaren Sekundärzellen (Akkumulatoren) unterschieden.

Da im englischsprachigen Raum Primärzellen und Sekundärzellen gleichermaßen als „Batteries“ bezeichnet werden, setzt sich die übergreifende Bezeichnung „Batterien“ auch immer weiter im deutschsprachigen Raum durch. Aus diesem Grund wird nachfolgend auf die Bezeichnung Batterie anstatt Akkumulator zurückgegriffen.

Wird die chemische Energie direkt in den Elektroden der Batterie gespeichert, handelt es sich um Batterien mit internen Speichern. Bei diesen Systemen ist der Energiewandler, aus dem sich die Leistungsfähigkeit ableiten lässt, mit dem Energiespeicher, d.h. der Kapazität, direkt gekoppelt. Beide Größen können nicht unabhängig voneinander dimensioniert werden. Batterien mit internen Speichern stellen die größte Gruppe der elektrochemischen Speicher dar. Die wichtigsten Vertreter für stationäre elektrochemische Speicher sind:

- Blei-Säure- (Pb)
- Lithium-Ionen-Batterie (LiB)
- Natrium-Schwefel- (NaS)
- Natrium-Nickelchlorid- (NaNiCl)

Natrium-Schwefel- (NaS) und Natrium-Nickelchlorid- (NaNiCl) Batterien arbeiten bei erhöhten Temperaturen ($\sim 300\text{ °C}$) und bilden die Gruppe der Hochtemperatur-Batterien mit internem Speicher. Es gibt auch elektrochemische Speicher, welche die chemische Energie extern speichern. Dies erlaubt eine getrennte Dimensionierung von Energiewandlereinheit (Leistung) und Energiespeichereinheit (Kapazität). Dazu gehören die Durchfluss-Batterien (Redox-Flow Batteries), in welchen die Energie im flüssigen Elektrolyten in externen Tanks gespeichert wird, sowie die Brennstoffzellen. **Abbildung 12-8** gibt die Kategorisierung wieder.

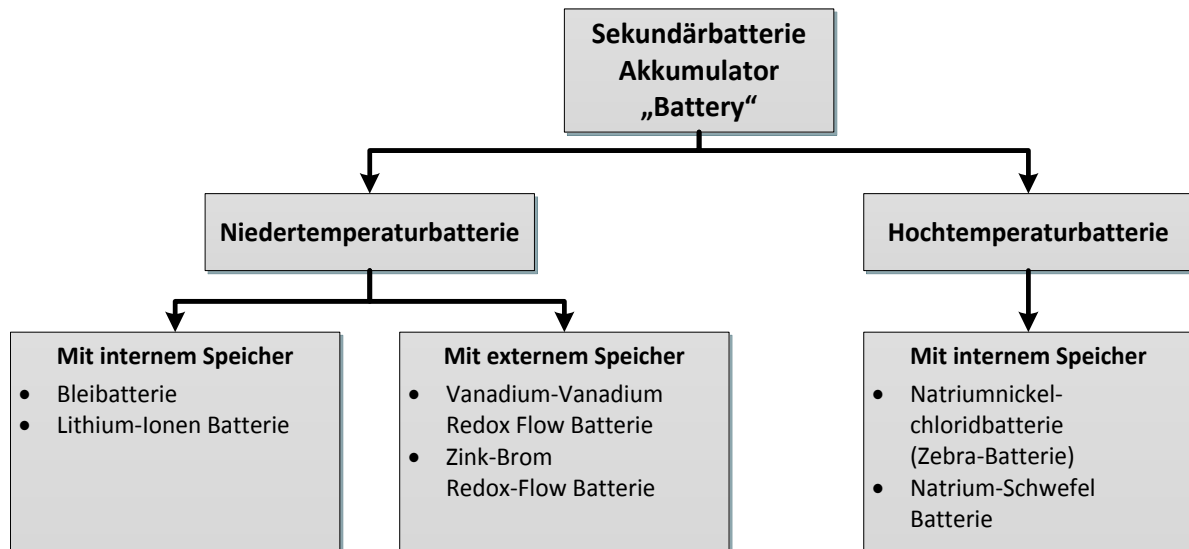


Abbildung 12-8: *Kategorisierung der Batterietechnologien*

In Kapitel 12.2.1.1 werden zunächst die Komponenten von stationären Batteriespeichersystemen dargestellt, bevor in Kapitel 12.2.1.2 auf die Kostenkomponenten eingegangen wird. Abschließend erfolgt in in Kapitel 0 eine Prognose der Kosten bis zum Jahr 2030, die als Basis für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung dient.

An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit von BESS nachfolgende Vereinfachungen getroffen wurden:

- Es findet keine Systemoptimierung auf einzelne Anwendungsgebiete statt, z. B. Lebensdauerdaueroptimierung durch Überdimensionierung der Batterien zur Anpassung des Entladetiefe (DOD) und der spezifischen Entladerate (C-Rate).
- Es findet auch keine weitere Technologiedifferenzierung innerhalb einer Batterietechnologie statt. So wird bspw. nicht zwischen verschiedenen Lithium-Ionen Chemien unterschieden.

12.2.1.1 Komponenten stationärer Batteriespeichersysteme

Stationäre Batteriespeichersysteme lassen sich in die drei übergeordneten Kategorien Speicher, Leistungselektronik und Anlagenperipherie unterteilen, wobei die Kategorie Anlagenperipherie mehrere Nebensysteme umfasst. Im Folgenden werden die drei wesentlichen Kategorien, sowie die Nebensysteme der Anlagenperipherie dargestellt.

- **Speicher:** Der Speicher umfasst die elektrochemischen Zellen, die Zellkontaktierung sowie etwaige Gehäuse. Bei Redox-Flow Systemen umfasst der Speicher zudem das Tanksystem und die hydraulische Kontaktierung, bestehend aus Leitungen, Ventilen und Pumpen. Der Speicher besteht aus parallel und seriell verschalteten Einzelzellen, um die Gesamtspannung (seriell) und die Gesamtkapazität (parallel) zu erhöhen.
- **Leistungselektronik:** Als Leistungselektronik werden die elektrischen Geräte bezeichnet, welche die elektrische Energie mit Hilfe von Leistungshalbleitern umwandeln. Soll beispielsweise Gleichspannung (DC) von einem Batteriespeichersystems in das Stromversorgungsnetz (AC) eingespeist werden, so muss die Gleichspannung der Batterie zuvor in spannungs-, frequenz-, und phasengleiche Wechselspannung umgeformt werden.
- **Anlagenperipherie:** Die Anlagenperipherie umfasst verschiedene Nebensysteme, die zum Betrieb des Batteriespeichersystems notwendig sind.
 - **BMS:** Das Batterie Management System umfasst die Steuereinheit für die Speicher. Das BMS übernimmt die Zustandsüberwachung (z.B. State of Charge – SOC, State of Health – SOH, Temperatur etc.) und die Regelung der Speicher (Cell-Balancing, Lade- und Entladeschluss etc.). Die Hauptziele des BMS bestehen darin, den Speicher sicher zu betreiben und die Lebensdauer zu maximieren.
 - **Thermomanagement:** Das Thermomanagement sorgt dafür, dass die Speichertemperatur im zulässigen Bereich gehalten wird. Da die Lebensdauer hohe Abhängigkeit von der Zelltemperatur zeigt, kann es sinnvoll sein, die Zelltemperatur sowohl im Betrieb als auch bei Nichtbetrieb zu regulieren. Dadurch können einerseits die Lebensdauer erhöht und andererseits mögliche Schäden an den Speichern verhindert werden. Die Temperatur wird mittels eines Kühlsystems geregelt, gebräuchlich hierfür sind Luft- oder Flüssigkeitskühlung. Hochtemperaturbatterien (NaS, NaNiCl) müssen hingegen auf Betriebstemperatur (250 - 350 °C) aufgeheizt werden und diese Temperatur auch gehalten werden. Hierfür werden elektrische Heizwiderstände verwendet.
 - **Belüftung:** Eine Belüftung ist bei gasenden Systemen notwendig, um explosionsfähige Gaskonzentrationen unterhalb des Lower Explosion Limit (LEL) sicherzustellen, da es ansonsten zur Bildung von explosionsfähigen Atmosphären kommen kann. Größere Bleibatteriesysteme z. B. müssen mit Belüftung betrieben werden, um die Wasserstoff-Konzentration unter dem LEL zu halten.

- **Steuerungs-, Kommunikations- und Überwachungssysteme:** Diese Systeme sind notwendig, um das stationäre Batteriespeichersystem sicher und fernwirktechnisch betreiben zu können.
- **Sonstige Komponenten:** Dieser Punkt umfasst verschiedene Einrichtungen, die keiner der anderen Komponenten zugeordnet werden können. Das sind z. B. Beleuchtungssysteme, der umbaute Raum zum Schutz vor Umwelteinflüssen und unbefugtem Zugang (z.B. 40 ft Container), Säureschutz- und Auffangbehälter sowie weitere Systeme.

12.2.1.2 Kostenprognose für stationäre Batteriespeichersysteme

Für die Kostenprognose werden stationäre Batteriespeichersysteme in drei Hauptblöcke gemäß **Abbildung 12-9** gegliedert. Neben der Anfangsinvestition kommen noch zusätzlich technologiespezifische Betriebs- und Wartungskosten hinzu. Austauschkosten können zum Lebenszeitende einzelner Komponenten anfallen. Der Lebenszyklus der Komponenten weist eine starke Abhängigkeit von der Auslegung des Systems, der Abrufhäufigkeit, -dauer, und -leistung auf. Auf eine detaillierte Betrachtung der Austauschkosten wird an dieser Stelle jedoch verzichtet.

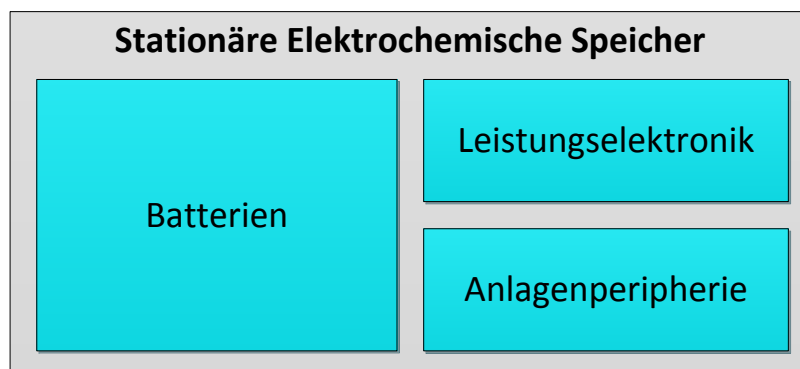


Abbildung 12-9: *Anfangsinvestitionsblöcke in stationäre elektrochemische Speicher*

Die Kosten für die Komponente „Batterie“ sind den detaillierteren Ausführungen aus Kapitel 0 zu jeder Batterietechnologie zu entnehmen. Für die beiden Blöcke Leistungselektronik, Anlagenperipherie sowie für die Betriebs- und Wartungsaufwände finden die Werte aus **Tabelle 12-8** Verwendung:

Tabelle 12-8: *Kostenprognose für vollständige Batteriespeichersysteme nach /UNIVL-01 13/ [1], /ETH-02 13/ [2]*

Batterietechnologie	Leistungselektronik [€/kW] ³⁰	Quelle	Anlagenperipherie [€/kWh]	Quelle	Betriebs- und Wartungsaufwand [€/kW/a]	Quelle
Blei	175	[1]	70	[1]	16	[1]
	172	[2]	70	[2]	22	[2]
Lithium-Ionen	175	[1]	90	[1]	14	[1]
	125	[2]	0	[2]	19	[2]
Hochtemperatur	150	[1]	90	[1]	14	[1]
	171	[2]	53	[2]	45	[2]
Redox-Flow	150	[1]	150	[1]	14	[1]
	271	[2]	63	[2]	43	[2]

12.2.1.3 Technologien der Batterien

Für stationäre Großspeicher wird vor allem der Einsatz von Blei-, Lithium-Ionen-, Hochtemperatur- und Redox-Flow-Batterien erwogen. Nachfolgend werden diese Technologien vorgestellt, die Kostenentwicklung prognostiziert und Forschungsschwerpunkte benannt.

12.2.1.3.1 Bleibatterie

Die Blei-Säure-Batterien (engl.: lead-acid batteries) speichern die Energie intern und sind der Gruppe der Niedertemperaturbatterien zuzuordnen. Die zwei Elektroden bestehen aus porösen Materialien, die zu einer großen inneren Oberfläche führen, mit Blei (Pb) als negativer Elektrode und Bleioxid (PbO₂) als positiver Elektrode. Der Elektrolyt besteht aus flüssiger verdünnter Schwefelsäure (H₂SO₄). Im Gegensatz zur Li-Ionen Technologie nimmt der Elektrolyt an den Redox-Reaktionen aktiv teil. Dies hat zur Folge, dass sich die spezifische Dichte des Elektrolyten in Abhängigkeit des SOC ändert. /ISI-01 10/. Annahmen zur Kostenentwicklung von Bleibatterien sind in **Tabelle 12-9** zusammengefasst.

³⁰ Die Kosten für die Leistungselektronik sind nicht technologiespezifisch, jedoch fand in den verwendeten Quellen eine Differenzierung statt. Die Differenzen ergeben sich z.B. aufgrund von Befragungen oder verschiedener Sekundärquellen der verwendeten Quelle.

Tabelle 12-9: *Kostenentwicklung für Bleibatterien nach /BMWl-01 09/ [1], /RWTH-01 12/ [2], /ISI-01 10/ [3], /IRES-01 07/ [4], /EASE-01 13/ [5], /JOS-02 13/ [6], /JPS-01 03/ [7] und /RWTH-02 15/ [8]*

	2015		2020		2025		2030	
	Wert	Quelle	Wert	Quelle	Wert	Quelle	Wert	Quelle
Energiepreis [€/kWh]	250-350 100-250 50-150	[2] [4] [6]	175	Interp.	150	Interp.	125 50-150	[5]
Leistungsdichte [W/l]	10-400	[2]	10-400	[7]	10-400	[7]	10-400	[7]
Statischer Nutzungsgrad AC-AC [%]	75-85	[3]	75-85		75-85		75-85	
Selbstentladung [%/M]	2-10	[1]	2-10		2-10		2-10	
Zyklusfestigkeit bei 80 % DoD	900 1.200-3.000	[5] [4]	2.400		2.700		> 3.000	[5]
Lebensdauer [a]	5-15	[8]			8-20	[8]		
Entwicklungsstand	Ausgereift	[3]	Ausgereift	[3]	Ausgereift	[3]	Ausgereift	[3]

Blei-Säure-Batterien stellen eine ausgereifte Technologie dar, die in automatisierter Produktion in großer Stückzahl hergestellt wird. Die automatisierte Produktion führt bereits heute zu niedrigen Kosten. Das Potenzial weiterer Kostenreduktionen ist daher als gering einzustufen. Das Optimierungspotenzial liegt in der Erhöhung der geringen Leistungs- und Energiedichte und in der Steigerung der Lebensdauer.

Einsatzgebiete

Am häufigsten werden Bleibatterien als Starterbatterien in konventionellen Verbrennungskraftmaschinen eingesetzt. Zunehmend finden Sie neben dem automobilen Bereich auch im stationären Anwendungsgebiet Verwendung, wie z.B. in autonomen Inselsystemen, unterbrechungsfreien Stromversorgungen (USV) oder in PV-Anlagen als Zwischenspeicher.

Typische Fehlerfälle / Ausfallgründe

Werden die Bleibatterien nicht unter idealen Bedingungen (bezüglich des Ladezustands – SOC, Temperatur, Belastung, Ladezeit etc.) betrieben, so können einige Fehler innerhalb der Zelle vorkommen. Dadurch wird die Alterung der Zellen (Gesundheitszustand – SOH) beschleunigt, die Normkapazität nicht erreicht und die Leistungsfähigkeit reduziert. Zu den häufigsten Fehlerursachen zählen:

- Sulfatierung
- Kurzschluss durch Dendriten-Bildung
- Korrosion des Stromableiters
- Säureschichtung.

Forschungsschwerpunkte

Die Schwachstellen der Bleibatterien sind v.a. die begrenzte Zyklenfestigkeit und die geringe Leistungs- und Energiedichte. Die intensive Forschung der letzten Jahrzehnte brachte die sogenannten „Advanced Lead Acid Batteries“ hervor. Verglichen mit konventionellen Bleibatterien weisen diese durch die Verwendung von Kohlenstoff an den Elektroden eine deutlich höhere Leistungsdichte auf. Die Blei-Technologie wird auch in Zukunft aufgrund ihrer niedrigen Kosten eine große Rolle spielen.

12.2.1.3.2 Lithium-Ionen Batterie

Die Li-Ionen Batterien sind seit ca. 1990 als Nachfolger der Li-Metall Batterien kommerzialisiert worden. Heutzutage sind Li-Ionen Batterien ein Oberbegriff für eine große Anzahl an technologischen Varianten. Es werden verschiedene Materialien für Elektrolyte, Separatoren sowie für positive und negative Elektroden verwendet und kombiniert. Hierdurch entstanden und entstehen neue Zelltypen. Die negative Elektrode besteht in der Regel aus Lithiumlegierungen oder Lithium-Metalloxiden. Die positive Elektrode besteht häufig aus Graphit und gelegentlich aus Lithium-Titanaten. Als Elektrolyt werden flüssige, organische Elektrolyte verwendet, die durch Gelifizierung auch in einen quasi festen Zustand überführt werden können. /ISI-01 10/

Derzeitige Annahmen zur Kosten- und Technologieentwicklung von Li-Ionen Batterien sind in **Tabelle 12-10** zusammengefasst. Es zeigt sich, dass es zu sehr großen Spannweiten bei den getroffenen Annahmen kommt. In Hinblick auf den Energiepreis gehen aktuelle Schätzungen davon aus, dass spezifische Kosten in Höhe von 100 €/kWh realistisch erreicht werden können. Aus diesem Grund fließt dieser Wert in die im Rahmen der vorliegenden Studie durchgeführte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung mit ein. A In Hinblick auf die Zyklenfestigkeit ist aus heutiger Sicht davon auszugehen, dass eine Spannweite von 3.000-10.000 realistischer ist als eine Spannweite von 800-3.000.

Tabelle 12-10: *Kostenentwicklung für Li-Ionen Batterien nach /RWTH-01 12/ [1], /ISI-01 10/ [2], /EASE-01 13/ [3], /RSER-01 12/ [4] und /JOS-03 13/ [5], /Projektpartner/ [6], /Projektpartner, basierend auf Argonne National Laboratory/ [7]³¹, /KIT-01 15/ [8] und /RWTH-02 15/ [9]*

	2015		2020		2025		2030	
	Wert	Quelle	Wert	Quelle	Wert	Quelle	Wert	Quelle
Energiepreis [€/kWh]	250-600	[4]	200-500	[4]	180-440	[4]	180-400	[4]
	400-700	[5]	300	[6]	115-190	[7]	< 200	[3]
	500-900	[1]	135-230	[7]			100-135	[7]
	600	[6]	50 (2nd Life)	[6]				
	175-290 50 (2.Life)	[7] [6]						
Leistungsdichte [kW/l]	1-3,5	[1]						
	0,7-1,3	[2]						
Statischer Nutzungsgrad AC-AC [%]	90-95	[3]	90-95		90-95		90-95	
Selbstentladung [%/M]	1~10	[1]	1~10		1~10		1~10	
Zyklusfestigkeit bei 80 % DoD	800-3.000	[3]					> 10.000	[3]
	3.000-10.000	[1]						
Lebensdauer [a]	10	[8]	10		12		14	
	5-20	[9]			10-25	[9]		
Entwicklungs- stand	Kommerziell (LCO,LFP) bis R&D (LiS)							

Die Li-Ionen Technologie stellt eine Technologie dar, die in den letzten Jahrzehnten rasante Fortschritte gemacht hat. Es wird erwartet, dass die hohen Kosten zunehmend gesenkt werden können. Kostenreduktionen werden einerseits von der Einführung neuer Materialien, andererseits durch Skaleneffekte seitens der Elektromobilität erwartet. Derzeitige Forschungsschwerpunkte stellen die Erhöhung der kalendarischen und zyklischen Lebensdauer, sowie die Steigerung der Energiedichte dar.

Einsatzgebiete

Das größte Anwendungsgebiet ist aktuell der portable Bereich. Dazu gehören Mobiltelefone, Kameras und Werkzeuge (Power-Tools). Auch in der automobilen Anwendung ist die Li-Ionen Technologie nicht wegzudenken. Sowohl in Hybrid Electric Vehicle (HEV), Plug-In Hybrid Electric Vehicle (PHEV) als auch Battery Electric Vehicle (BEV) werden als Speichertechnologie häufig Li-Ionen Zellen eingesetzt.

Typische Fehlerfälle / Ausfallgründe

Verglichen mit dem nutzbaren elektrischen Energiegehalt besitzen Li-Ionen Batterien ca. das 10-fache an thermischer Energie. Bei einigen Materialkombinationen (z.B. Lithiumcobaltoxid – LCO) kann es im Fehlerfall (z.B. Überladung, interner Kurzschluss) zu einer starken Erwärmung der Zelle kommen, die weitere exotherme

³¹ Angenommen ist ein USD/EUR Kurs von 1,30 USD/€

Kettenreaktionen auslöst und die thermische Energie schlagartig freisetzt (Thermal-Runaway). Diese Problematik kann durch die Verwendung von Lithiumeisenoxid (LFO) als Kathodenmaterial oder verbesserten Separatoren weitgehend vermieden werden.

Forschungsschwerpunkte

Die größten Hürden für den Durchbruch der Li-Ionen-Technologien sind Sicherheitsbedenken und die noch hohen Kosten. Zur Erhöhung der Sicherheit wird intensiv an der Optimierung des Batteriemanagementsystems, der Produktionsqualität und den verwendeten Materialien geforscht. Desweiteren steht die Erhöhung der Energie- und Leistungsdichte sowie der intrinsischen Sicherheit im Fokus derzeitiger F&E Tätigkeiten. Die Erhöhung der zyklischen und kalendarischen Lebensdauer stellt einen weiteren Forschungsschwerpunkt dar. Aktuell zieht besonders die Li-Schwefel-Technologie die Aufmerksamkeit auf sich. Von ihr werden Kostenreduktion (aufgrund des Rohmaterials Schwefel) und eine erhöhte Energiedichte erwartet. Ferner wird die Tauglichkeit der Li-Technologie auf stationäre Anwendungen erforscht. **Abbildung 12-10** zeigt hierzu die Entwicklungsmöglichkeiten von lithiumbasierten Batterien.

Lithium-Schwefel Batterien befinden sich im Stadium der Entwicklung. Es werden auf Zellebene bereits Energiedichten von 350-600 Wh/kg³² erreicht. Die Lithium-Luft Technologie befindet sich hingegen im Stadium der Grundlagenforschung. Daher ist nur mit großer Unsicherheit abzuschätzen, wann bzw. ob und mit welcher praktischen Energiedichte zu rechnen ist.

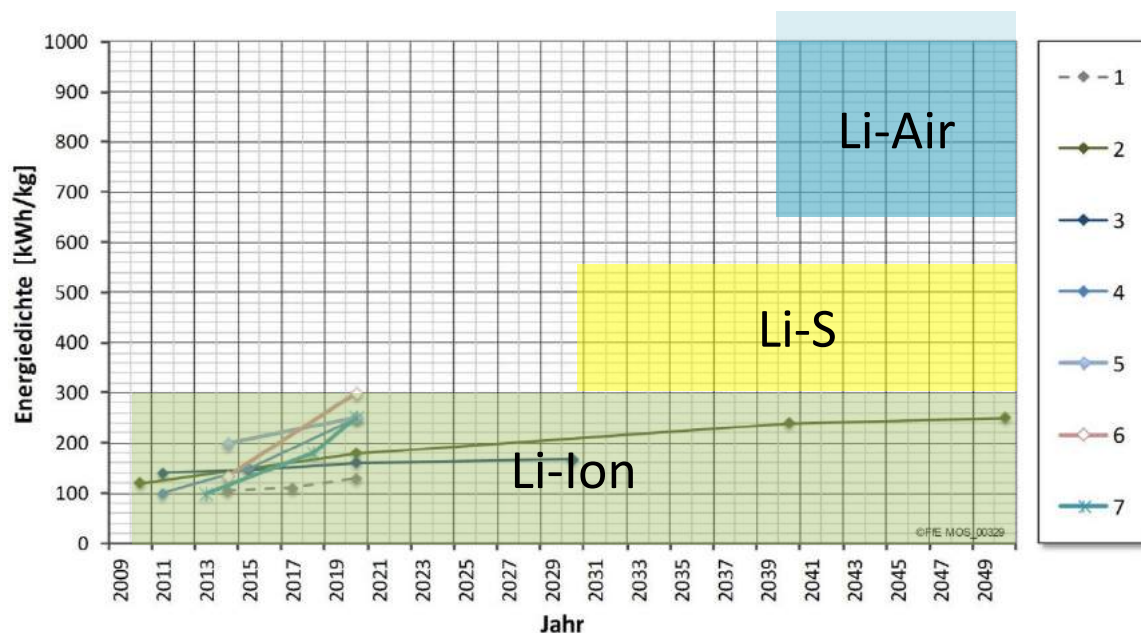


Abbildung 12-10: Technologie-Roadmap Li-Ionen-Energiespeicher für die Elektromobilität 2030 /ISI-08 12/ berücksichtigt Prognosen von: 1: NPE Germany, 2: Fraunhofer ISE (moderates Szenario), 3: Fraunhofer ISI, 4: NEDO Japan, 5: DOE USA, 6: MIT/MOST China, 7: MKE Südkorea, /ISI-08 12/

³² <http://www.sionpower.com/product.html>

12.2.1.3.3 Hochtemperatur Batterie

Im Gegensatz zu Niedertemperaturbatterien (Blei, Li-Ionen usw.) bestehen die Elektroden der Hochtemperatur Batterien aus geschmolzenen Lösungen. Der Elektrolyt dagegen besteht aus fester Keramik. Die hohe Betriebstemperatur von 270 bis 350 °C ist notwendig, damit die Elektroden geschmolzen bleiben. Denn die Ionen können nur in geschmolzener Lösung durch den Elektrolyten diffundieren. Es wird dabei zwischen den zwei Zellchemien NaS und NaNiCl (sog. ZEBRA-Batterien) unterschieden.

Bei der NaS-Zelle besteht die Anode aus mit flüssigem Schwefel getränktem Graphitgewebe und die Kathode aus flüssigem Natrium. Beim Entladen wandern Natrium-Ionen aus der Kathode in die Anode und bilden dort NaS-Verbindungen, die mit fortschreitender Entladung mehr Natrium enthalten (Na_2S_5 - Na_2S_4 - Na_2S_3). Bei täglicher Nutzung und geeigneter Dämmung der Module kann die Betriebstemperatur durch die eigene Verlustwärme aufrechterhalten werden. /ISI-01 10/

Bei der NaNiCl-Zelle besteht die Anode aus flüssigem Natrium und die Kathode aus mit flüssiger Salzlösung durchtränktem Nickel. Während der Entladung wandern die Na-Ionen zur Kathode und reagieren mit NiCl zu Kochsalz (NaCl) und Ni. /RWTH-02 13/

Tabelle 12-11 zeigt die Kostenentwicklung für Hochtemperaturbatterien.

Tabelle 12-11: *Kostenentwicklung für Hochtemperatur Batterien nach /RWTH-01 12/ [1], /ISI-01 10/ [2], /EASE-01 13/ [3], /RSER-01 12/ [4], /JPS-02 98/ [5], /JPS-03 04/ [6] und /RSER-02 13/ [7] und /RWTH-02 15/ [8]*

	2015		2020		2025		2030	
	Wert	Quelle	Wert	Quelle	Wert	Quelle	Wert	Quelle
Energiepreis [€/kWh]	450-650 180-500 210-250	[1] [7] [4]						
Leistungsdichte [W/l]	281 40	[5], [6] [2]	289	[5], [6]	298	[5], [6]	307	[5], [6]
Statischer Nutzungsgrad AC-AC [%]	75-90 89-90 70-74	[1] [3] [8]			73-80	[8]		
Selbstentladung [%/M]	Gering bis 0 % 15 %/24h	[1], [4] [8]	Gering bis 0 %		Gering bis 0 % 5 %/24h	[8]	Gering bis 0 %	
Zyklusfestigkeit bei 80 % DoD	5.000-10.000 2.500 4.500 (NaS) 2.500-3.000 (ZEBRA)	[1] [4] [3] [3]						
Lebensdauer [a]	12	[8]			15	[8]		
Entwicklungs- stand	Kommerziell	[3]						

Die Recherche über die Hochtemperatur-Technologie stellte eine besondere Herausforderung dar, weil diese weltweit nur von wenigen Herstellern (z.B. Fiamm –

ehemals Zebra, GE, NGK) erforscht und produziert wird. Viele Daten blieben nicht zugänglich, sodass eine fundierte Prognose nicht möglich ist.

Grundsätzlich aber ist zu erwähnen, dass es sich um eine zuverlässige Technologie handelt, die eine hohe Energiedichte und Lebensdauer zeigt. Als Schwachpunkt sind die Leerlaufverluste zu nennen.

Einsatzgebiete

Hochtemperaturbatterien sind für den automobilen Zweck ebenso geeignet wie für die stationäre Anwendung. Ein Argument gegen den automobilen Einsatz ist die hohe Betriebstemperatur, die aufrechterhalten werden muss. Bei der langen Standzeit von Automobilen sind die Leerlaufverluste zur Aufrechterhaltung der Batterietemperatur sehr hoch. Beim kontinuierlichen Betrieb kann die Betriebstemperatur dagegen durch die eigene Verlustwärme gehalten werden. Dieser Sachverhalt spricht für stationäre Anwendungen bzw. für mobile Anwendungen mit wenig bis keiner Standzeit (z.B. Minenfahrzeuge). Im Falle der stationären Anwendung stehen das Energiemanagement und die Netzstabilisierung im Mittelpunkt.

Typische Fehlerfälle / Ausfallgründe

Beim An- und Ausschalten der Speicher (d.h. während der thermischen Zyklisierung) wird der keramische Festkörpersseparator thermisch stark beansprucht, was zu mechanischen Schäden (Haarrissen) führen kann. Wird der Separator beschädigt, kommt es zum internen Kurzschluss der Zelle. Dies ist aus sicherheitstechnischen Gründen nicht weiter bedenklich, aus energetischen jedoch nachteilig. Denn hiermit werden die entnehmbare Kapazität und die Leistungsfähigkeit der Zelle eingeschränkt. /ISI-01 10/

Forschungsschwerpunkte

Eine der Schwächen der Hochtemperaturbatterie ist die hohe Betriebstemperatur, die in der Regel bei 300 °C liegt. Um die damit verbundene Verlustleistung geringer zu halten, wird primär auf die Senkung der Betriebstemperatur hin geforscht. Ferner wird versucht, die Leistungsdichte und Zyklenfestigkeit zu erhöhen. Schließlich sollen die Herstellungskosten mittels Automatisierungen weiter gesenkt werden. /EASE-01 13/

12.2.1.3.4 Redox-Flow Batterie

Redox-Flow Batterien speichern die Energie nicht in den Elektroden, sondern im Elektrolyten. Im Gegensatz zu konventionellen Batterien, bei denen Speicher und Wandler zusammen eine feste Einheit darstellen, können bei Redox-Flow Batterien Speicher- und Leistungsteil getrennt dimensioniert werden. Der Leistungsteil besteht aus einem Zellstack, der aus vielen elektrisch seriell verschalteten Einzelzellen besteht; jede dieser Einzelzellen besteht aus zwei von einem Separator getrennten Elektroden, zwischen denen der Elektrolyt fließt. Der Speicherteil besteht aus Tanks mit flüssigem Elektrolyt. Vorrangig werden heute die Redox-Flow Batterien auf Basis von Vanadium (Vd/Vd und Vd/Br) oder Zink-Bromid (Zn/Br) eingesetzt. Als weitere Redox-Paare sind Eisen-Chrom, Eisen-Titan, Blei, Neptunium und Uran denkbar. /ISI-01 10/, /FfCT-01 13/

In **Tabelle 12-12** ist die Kostenentwicklung für Redox-Flow Batterien dargestellt.

Tabelle 12-12: *Kostenentwicklung für Redox-Flow Batterien nach RWTH-01 12 [1], /EASE-01 13/ [2] und /RSER-01 12/ [3]*

	2015		2020		2025		2030	
	Wert	Quelle	Wert	Quelle	Wert	Quelle	Wert	Quelle
Energiepreis [€/kWh]	100-1000 (550)	[1]	407	Interp.	263	Interp.	120	[2]
Leistungspreis [€/kW]	300-2.000 (1.150)	[1]	850	Interp.	550	Interp.	250	[2]
Leistungsdichte [W/l]	NA 5	[1] [2]						
Statischer Nutzungsgrad AC-AC [%]	60-75 70-75	[1] [2]	60-75		60-75		60-75	
Selbstentladung [%/M]	6 0	[1] [3]	6		6		6	
Zyklusfestigkeit bei 80 % DoD	10.000 > 10.000	[2] [1]					> 10.000	[2]
Lebensdauer	10-15	[8]			15-20	[8]		
Entwicklungs- stand	Demon- stration bis Ideen- findung	[2]						

Die Eigenschaft der Redox-Flow Technologie, dass Energie und Leistung getrennt voneinander dimensioniert werden können, hebt diese von anderen Technologien ab. Das primäre Ziel der Weiterentwicklung besteht in der Senkung der spezifischen Kosten und der Erhöhung der Effizienz.

Einsatzgebiet

Die Redox-Flow Batterien werden in der Regel als stationäre Speicher eingesetzt. Die Eigenschaft, dass der Speicher auf Leistung und Energie getrennt optimiert werden kann, wird als Stärke dieser Technologie gezählt. Bei der stationären Anwendung stehen das Energiemanagement und die unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) im Vordergrund. /ISI-01 10/

Forschungsschwerpunkte

Bei der Redox-Flow Technologie gilt es vor allem, die Effizienz weiter zu steigern. Zusätzlich wird daran geforscht, wie sich die nötigen Investitionen senken und die Leistungs- und Energiedichte erhöhen lassen. Um diese Ziele zu erreichen, wird der Schwerpunkt auf neue Materialien (besonders für den Elektrolyten und die Membran), aber auch auf neue Stack-Designs gelegt. /ISI-01 10/

12.2.1.4 Zusammenfassung

Die technoökonomischen Kennwerte für die vier beschriebenen Arten elektrochemischer Speicher werden nachfolgend mit je einer Tabelle je Technologie zusammengefasst (vgl. **Tabelle 12-13** bis **Tabelle 12-16**).

Tabelle 12-13: *Technoökonomische Kennwerte für Bleibatterien*

Kategorie	Kennwert	Wert			
		2015	2020	2025	2030
(1) Technische Kennwerte (je Speichersystem)	Nutzungsgrad	0,75 – 0,85			
	Zeitliche Speicherverluste	2-10 %/Monat			
	Lebensdauer	900-3000 Zyklen bei 80 % DOD (Depth of Discharge)			
	Aktivierungszeit des Speichers	<1 s			
	Leistungsgradient	100 %/min			
	Be- und Entladeleistung	Abhängig von der gewählten Konfiguration			
	Speicherkapazität	Abhängig von der gewählten Konfiguration			
	Be-/Entladedauer bzw. Abruflauer	1-4 h			
	Speicherdauer	Tage bis Monate			
(2) Potenzial (für DE/AT)	Verfügbares Potenzial	Das ohnehin große verfügbare Potential ist von den Produktionskapazitäten abhängig, die wiederum wirtschaftlichen Aspekten unterliegen.			
	Räumliche Verfügbarkeit	Überall			
	Zeitliche Verfügbarkeit	ca. 8.000 h/a			
(3) Kosten	Investitionen für Batterie	50-350 €/kWh	175 €/kWh	150 €/kWh	50-150 €/kWh
	Leistungselektronik	175 €/kW			
	Anlagenperipherie	70 €/kWh			
	Betriebskosten	16-22 €/kW/a			

Tabelle 12-14: *Technoökonomische Kennwerte für Lithium-Ionen Batterien*

Kategorie	Kennwert	Wert			
		2015	2020	2025	2030
(1) Technische Kennwerte (je Speichersystem)	Nutzungsgrad	0,9 – 0,95			
	Zeitliche Speicherverluste	1-5 %/Monat			
	Lebensdauer	800-10.000 Zyklen bei 80 % DOD (Depth of Discharge)			
		10 a	10 a	12 a	14 a
	Aktivierungszeit des Speichers	<1 s			
	Leistungsgradient	Min. 100 %/min			
	Be- und Entladeleistung	Abhängig von der gewählten Konfiguration			
	Speicherkapazität	Abhängig von der gewählten Konfiguration			
	Be-/Entladedauer bzw. Abrufdauer	1-4 h			
	Speicherdauer	Sekunden bis Monate			
(2) Potenzial (für DE/AT)	Verfügbares Potenzial	Das verfügbare Potenzial ist von den Produktionskapazitäten abhängig, die wiederum wirtschaftlichen Aspekten unterliegen.			
	Räumliche Verfügbarkeit	Überall			
	Zeitliche Verfügbarkeit	ca. 8.000 h/a			
(3) Kosten	Investitionen für Batterie	175-900 €/kWh	135-500 €/kWh	115-440 €/kWh	100-400 €/kWh
	Leistungselektronik	125-175 €/kW			
	Anlagenperipherie	90 €/kWh			
	Betriebskosten	14-19 €/kW/a			

Tabelle 12-15: *Technoökonomische Kennwerte für Hochtemperaturbatterien*

Kategorie	Kennwert	Wert			
		2015	2020	2025	2030
(1) Technische Kennwerte	Nutzungsgrad	0,7-0,8			
	Zeitliche Speicherverluste	0-10 %/Monat			
	Lebensdauer	2.500-10.000 Zyklen bei 80 % DOD (Depth of Discharge) 12-15 a			
	Aktivierungszeit des Speichers	Kaltstart ~ 24 h Warmstart: <1 s			
	Leistungsgradient	100 %/min			
	Be- und Entladeleistung	Abhängig von der gewählten Konfiguration			
	Speicherkapazität	Abhängig von der gewählten Konfiguration			
	Be-/Entladedauer bzw. Abrufdauer	1-4 h			
	Speicherdauer	Tage bis Monate			
(2) Potenzial	Verfügbares Potenzial	Das ohnehin große verfügbare Potential ist von den Produktionskapazitäten abhängig, die wiederum wirtschaftlichen Aspekten unterliegen.			
	Räumliche Verfügbarkeit	Überall			
	Zeitliche Verfügbarkeit	ca. 8.000 h/a			
(3) Kosten	Investitionen für Batterie	210-650 €/kWh			
	Leistungselektronik	150-171 €/kW			
	Anlagenperipherie	53-90 €/kWh			
	Betriebskosten	14-45 €/kW/a			

Tabelle 12-16: *Technoökonomische Kennwerte für Redox-Flow Batterien*

Kategorie	Kennwert	Wert			
		2015	2020	2025	2030
(1) Technische Kennwerte	Belade- & Entlade-Wirkungsgrad	0,6 – 0,75			
	Zeitliche Speicherverluste	0-6 %/Monat			
	Lebensdauer	>10.000 Zyklen bei 80 % DOD (Depth of Discharge) 10-20 a			
	Aktivierungszeit des Speichers	<10 s			
	Leistungsgradient	50 %/min			
	Be- und Entladeleistung	Abhängig von der gewählten Konfiguration			
	Be-/Entladedauer bzw. Abrufdauer	2-10 h			
	Speicherkapazität	Abhängig von der gewählten Konfiguration			
	Speicherdauer	Tage bis Monate			
(2) Potenzial	Verfügbares Potenzial	Das ohnehin große verfügbare Potential ist von den Produktionskapazitäten abhängig, die wiederum wirtschaftlichen Aspekten unterliegen.			
	Räumliche Verfügbarkeit	Überall			
	Zeitliche Verfügbarkeit	ca. 8.000 h/a			
(3) Kosten	Investitionen für Batterie ³³	100-1.000 €/kWh	407 €/kWh	263 €/kWh	120 €/kWh
		300-2.000 €/kW	850 €/kW	550 €/kW	250 €/kW
	Leistungselektronik	150-271 €/kW			
	Anlagenperipherie]	63-150 €/kWh			
	Betriebskosten	14-43 €/kW/a			

³³ Eine Erhöhung der Kapazität (kWh) erfolgt bei RFB durch eine Erhöhung der Elektrolytmenge in den Speichertanks (größere Elektrolytmenge und größere Elektrolyttanks sind hierzu notwendig). Die Erhöhung der Leistung (kW) hingegen benötigt eine größere Anzahl an RFB-Zellen in denen die Redox-Reaktion abläuft, leistungsfähigere Pumpen zum Umwälzen des Elektrolyten und eine an den neuen Volumenstrom angepasste hydraulische Kontaktierung.

12.2.2 Mögliche Einsatzoptionen

Innerhalb des Kapitels zu stationären elektrochemischen Speichern wurden sechs verschiedene Technologien vorgestellt. Die Identifikation potenzieller Einsatzoptionen und die darauf aufbauende Wirtschaftlichkeitsbetrachtung fokussiert sich auf Lithium-Ionen Batterien als relevante Technologie für stationäre Großbatteriespeicher. Die anderen aufgeführten Technologien finden keinen Eingang in die folgende Untersuchung.

12.2.2.1 Systemsicht

Ebenso wie Hausspeichersysteme (vgl. Kapitel 6.4) sind auch stationäre Batteriespeicher für eine Vielzahl von Systemdienstleistungen einsetzbar. Große Batteriesysteme können zudem die erforderliche Aktivierungszeit für die Primärregelleistung von 30 Sekunden einhalten, da im Gegensatz zu einem virtuellen Kraftwerk für einzelne Speichersysteme keine Unsicherheit bezüglich der erreichbaren Aktivierungszeit besteht. Lithium-Ionen Batterien können daher aus Systemsicht für alle Einsatzoptionen zum Einsatz kommen (vgl. **Tabelle 12-17**).

Tabelle 12-17: Identifikation möglicher Einsatzoptionen für Lithium-Ionen Batterien aus Systemsicht

Einsatzoption	Eignung	Relevanz	Kommentar
Lastglättung	x	x	Stationäre Batteriespeicher kommen aufgrund ihrer Flexibilität für die gesamte Bandbreite der Systemdienstleistungen in Frage.
Integration überschüssiger gesetzter Einspeisung	x	x	
Ausgleich des erkannten Prognosefehlers	x	x	
Redispatch	x	x	
Vermeiden von Einspeisemanagement	x	x	
Bereitstellung von Primärregelleistung (PRL)	x	x	
Bereitstellung von Sekundärregelleistung (SRL)	x	x	
Bereitstellung von Minutenreserve (MRL)	x	x	
Bereitstellung gesicherte Leistung	x	x	

12.2.2.2 Akteurssicht

Mit Ausnahme der Erhöhung des Eigenverbrauchs können Großbatteriespeicher für alle Einsatzoptionen aus Akteurssicht als relevant klassifiziert werden (vgl. **Tabelle 12-18**). Großbatteriespeicher erfüllen aus technologischer Sicht die Anforderungen der Einsatzoption „Erhöhung des Eigenverbrauchs“. Sie sind jedoch nicht Bestandteil der Betrachtung, da sich die Einsatzoption primär an den Akteur Haushaltskunde richtet. Dieser greift nicht auf einen stationären Großbatteriespeicher als Speichertechnologie zur Erfüllung seiner Anforderungen zurück.

Tabelle 12-18: Identifikation möglicher Einsatzoptionen für Lithium-Ionen Batterien aus Akteurssicht

Einsatzoption	Betrachtung	Eignung	Relevanz	Kommentar
Einhaltung von Lieferverpflichtungen	x	x	x	Großbatteriespeicher ist Bestandteil eines Kraftwerksportfolios, das von Erzeuger oder Händler bewirtschaftet wird.
Optimierung der EEG-Vermarktung	x	x	x	Großbatteriespeicher wird als Bestandteil eines Kraftwerksportfolios genutzt, um die Vermarktung fluktuierender EEG-Anlagen zu optimieren.
Bereitstellung von Primärregelleistung (PRL)	x	x	x	Erster eigenständiger Großbatteriespeicher mit Marktzugang in Europa bietet seit Juli 2014 kommerziell Primärregelleistung an.
Bereitstellung von Sekundärregelleistung (SRL)	x	x	x	---
Bereitstellung von Minutenreserve (MRL)	x	x	x	---
Teilnahme am Day-Ahead-Handel	x	x	x	---
Teilnahme am Intraday-Handel	x	x	x	---
Erhöhung des Eigenverbrauchs	nicht betrachtet	---	---	Einsatzoption richtet sich primär an Haushaltskunden, Großbatteriespeicher sind nicht Gegenstand der Betrachtung.
(Spitzen-) Lastmanagement	x	x	x	Großbatteriespeicher befindet sich im Besitz des Akteurs Industriekunde.
Notstromversorgung	x	x	x	Großbatteriespeicher befindet sich im Besitz des Akteurs Industriekunde.

12.2.3 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Analog zu den zuvor beschriebenen Speichertechnologien wird im Folgenden das Kostenreduktions- bzw. das Gewinnpotenzial für Lithium-Ionen Batterien ausgewiesen. Die vereinfachte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung erfolgt gemäß der in Kapitel 1 beschriebenen Vorgehensweise. Die Auslegung der Batterie – sprich das Verhältnis zwischen Leistung und Kapazität – wird in Abhängigkeit der Einsatzoption gewählt. So wird beispielsweise für die Bereitstellung von PRL angenommen, dass durch die stationäre Lithium-Ionen Batterie jeweils 30 Minuten PRL in positive und negative Richtung bereitgestellt werden müssen. Daraus ergibt sich eine Auslegung von eins zu eins.

12.2.3.1 Systemsicht

Rentabilitätsindizes

Die in **Tabelle 12-19** dargestellten Rentabilitätsindizes lassen darauf schließen, dass aufgrund der hohen spezifischen Kosten je vorgehaltener Kapazität für Einzelanwendungen kein Kostenreduktionspotenzial aus Systemsicht gegeben ist. Die Einsatzoption mit dem größten Potenzial ist aufgrund des vorteilhaften Verhältnisses von Leistung zu Kapazität die Bereitstellung von Primärregelleistung.

Tabelle 12-19: *Kostenreduktionspotenzial (Rentabilitätsindizes) von Lithium-Ionen Batterien für die Einsatzoptionen aus Systemsicht*

Einsatzoption	Rentabilitätsindex*
Lastglättung und Ausgleich des erkannten Prognosefehlers	-0,45
Integration überschüssiger gesetzter Einspeisung**	-0,68
Redispatch: Erhöhung der Wirkleistung	-0,55
Redispatch: Vermeiden der Reduktion der Wirkleistung	-0,36
Vermeiden von Einspeisemanagement	-0,95
Bereitstellung gesicherter Leistung	-0,92
Bereitstellung von Primärregelleistung	1,71
Bereitstellung von negativer Sekundärregelleistung (nSRL)	-0,67
Bereitstellung von positiver Sekundärregelleistung (pSRL)	-0,79
Bereitstellung von negativer Minutenreserve (nMRL)	-0,85
Bereitstellung von positiver Minutenreserve (pMRL)	-0,98

* Die zeitlichen Speicherverluste werden in dieser Betrachtung nicht berücksichtigt.

** Derzeit noch kein Bedarf vorhanden, dem ausgewiesenen RI liegt der Bedarf im Jahr 2030 zugrunde. Diese Einsatzoption wird daher nicht in der Einordnung der Technologien in die Merit Order Matrix berücksichtigt.

Anwendungsportfolio

Als Haupteinsatzoption wird die Bereitstellung von Primärregelleistung mit einem RI von 1,71 identifiziert. Es erfolgt keine Aufwertung, da die Bereitstellung von PRL ganzjährig erfolgt und aufgrund der Auslegung des Speichers keine zusätzlichen Einsatzoptionen bedient werden können.

12.2.3.2 Akteurssicht

Rentabilitätsindizes

Das Gewinnpotenzial für Großbatteriespeicher basierend auf der Lithium-Ionen Technologie ist in **Tabelle 12-20** abgebildet. Es zeigt sich, dass unter den getroffenen Annahmen keine der Einsatzoptionen ein Gewinnpotenzial aufweist. Für die Einsatzoption Notstromversorgung sei darauf hingewiesen, dass es industrielle Prozesse geben kann, für die der Einsatz eines Speichers im Sinne einer USV unerlässlich ist. Ob ein Batteriespeicher zur Notstromversorgung für eine Industrieanwendung wirtschaftlich oder sogar zwingend nötig ist, hängt von dem monetären Schaden ab, der bei einer Versorgungsunterbrechung entsteht.

Für die Einsatzoptionen, welche sich auf den Handel beziehen, gilt es zu erwähnen, dass die Wirtschaftlichkeit stark von den vorherrschenden Preisen im Bezugsjahr abhängig ist. Darüber hinaus spielt insbesondere bei Lithium-Ionen Batterien die Auslegung der Batterie eine entscheidende Rolle für die Wirtschaftlichkeit. Wie einleitend erwähnt wurde versucht, diesem Sachverhalt Rechnung zu tragen, indem das Verhältnis von Leistung zu Kapazität in Abhängigkeit der Einsatzoption individuell festgelegt worden ist. In der Praxis wird für die einzelne Anwendung eine wesentlich exaktere Konfiguration der Batterie vorgenommen, in die z.B. auch Faktoren wie der optimierte Betrieb der Batterie als Bestandteil eines Kraftwerksportfolios miteinfließen. Dies erklärt auch, dass es bereits heute Lithium-Ionen Batterien gibt, die kommerziell Primärregelleistung bereitstellen. Darum kann davon ausgegangen werden, dass es bestimmte Speicherkonfigurationen gibt, die ein Gewinnpotenzial aufweisen.

Tabelle 12-20: *Gewinnpotenzial (Rentabilitätsindizes) von Lithium-Ionen Batterien für die Einsatzoptionen aus Akteurssicht*

Einsatzoption	Rentabilitätsindex*
Einhaltung von Lieferverpflichtungen	-0,88
Optimierung der EEG-Vermarktung	-0,94
Bereitstellung von Primärregelleistung	1,71
Bereitstellung von negativer Sekundärregelleistung (nSRL)	-0,69
Bereitstellung von positiver Sekundärregelleistung (pSRL)	-0,65
Bereitstellung von negativer Minutenreserve (nMRL)	-0,85
Bereitstellung von positiver Minutenreserve (pMRL)	-0,92
Teilnahme am kurzfristigen Handel	-0,57
(Spitzen-)Lastmanagement	-0,52
Notstromversorgung	-0,63

* Die zeitlichen Speicherverluste werden in dieser Betrachtung nicht berücksichtigt.

Anwendungsportfolio

In der durchgeführten Analyse erreichen stationäre Lithium-Ionen Batterien den höchsten Rentabilitätsindex bei der Bereitstellung von PRL. Der erzielte RI liegt mit 1,71 im positiven Bereich. Analog zur Systemsicht erfolgt keine Aufwertung, da die Bereitstellung von PRL ganzjährig erfolgt und aufgrund der Auslegung des Speichers keine zusätzlichen Einsatzoptionen bedient werden können.

12.3 Weitere Speicherkonzepte

Bearbeiter: Evamaria Zauner

Wie bereits erwähnt, gibt es weitere Speichertechnologien, zu denen erste kleinere Forschungsvorhaben durchgeführt wurden oder die sich noch in der Konzeptionsphase befinden. Dazu zählen verschiedene Ausprägungen von Lageenergiespeichern und neue Konzepte von Pumpspeicherkraftwerken. Die Technologien werden im Folgenden kurz vorgestellt.

12.3.1 Mechanische Hubspeicher

Das grundlegende Prinzip hinter dem Hubspeicher oder Lageenergiespeicher ist das Ausnutzen der potenziellen Energie eines Speichermediums möglichst hoher Dichte. Darunter fallen Materialien wie Gestein oder Metall. Um die Massen zu verschieben, wurden bereits mehrere Ideen patentiert. Über hydraulische Methoden wird im nächsten Kapitel berichtet, in diesem Kapitel werden Konzepte vorgestellt, die auf bewährte, mechanische Transporttechniken aus anderen Bereichen zurückgreifen.

Die Firma ARES betreibt eine Pilotanlage die mittels einer Lok, beladen mit Steinen und Zement, den Einspeisegang eines Windparks ausgleicht. Bei hoher Einspeisung fährt die Lok elektrisch getrieben ein Potentialgefälle hinauf, bei hoher Nachfrage rollt sie den Berg hinunter und speist Strom zurück ins Netz. Das Genehmigungsverfahren für eine kommerzielle Anlage mit einer Leistung von 50 MW und einem Investitionsvolumen von 40 Mio. Dollar (entspricht knapp 600 €/kWh) ist gerade im Gange /LEOE-01 13/. Dabei werden 34 Fahrzeuge auf einer 9,2 km langen Strecke 640 Höhenmeter überbrücken. Anforderung an mögliche Standorte ist ein stetiges Gefälle, die Leistung ist durch Gewicht, Strecke und Steigung bestimmt, zusätzliche Kapazität kann durch das Abladen des Gerölls und späteres Wiederaufnehmen geschaffen werden. **Abbildung 12-11** stellt die Pilotanlage in Tehachapi, Kalifornien, dar.



Abbildung 12-11: *Pilotanlage ARES, Storing Energy on Rail Tracks /LEOE-01 13/*

Eine weitere Idee funktioniert nach dem Seilbahnprinzip. Dabei werden zahlreiche Behälter mit Geröll gefüllt und schräg bewegt. Bei geeigneter Lage können mehrere Systeme parallel betrieben werden, um Leistung und Energieinhalt des Speichers zu erhöhen. Ein erster Prototyp (**Abbildung 12-12**) der US-amerikanischen Firma „*Energy Cache*“ weist eine elektrische Leistung von 50 kW auf /HABL-01 12/. Der Energieinhalt ist lediglich durch die Höhendifferenz der Berg- und Talstation sowie dem verfügbaren Lagerplatz zur Vorhaltung des Gesteins begrenzt. Durch die einfache Technik kann dieser Speichertyp verhältnismäßig kostengünstig umgesetzt werden: Die Erfinder gehen von einer ähnlichen Größenordnung spezifischer Investitionen aus, wie sie für Pumpspeicher anfallen.



Abbildung 12-12: *Energy Cache /HABL-01 12/*

Für die beiden oben beschriebenen Technologien ist nur ein eingeschränktes Potenzial vorhanden, da nur Standorte mit passendem Gelände, d. h. Höhenunterschieden, in Frage kommen. Über ähnliche Anordnungen mit vertikaler Bewegungsrichtung wurde bereits nachgedacht. Theoretisch wären auch Konzepte mit Kettenantrieb, Zahnradhub oder anderen Technologien denkbar. Diese könnten das Entwicklungspotenzial vergrößern, da auch beispielsweise ausgediente Förderschächte des Bergbaus, die oftmals Höhenunterschiede von mehreren hundert bis deutlich über 1.000 Meter überwinden, in Frage kämen und die Technologie somit unabhängig von geographischen Gegebenheiten machen würden.

12.3.2 Hydraulische Hubspeicher

Beim hydraulischen Hubspeicher wird wie beim mechanischen Hubspeicher die potentielle Energie einer Festkörpermasse ausgenutzt. Im Gegensatz zur mechanischen Arbeit, wird hier jedoch die Masse durch Wasserkraft angehoben, d.h. Arbeit wird hydraulisch verrichtet, Energie wird als Lageenergie des Festkörpers gespeichert. Es entsteht somit ein Hybridspeicher aus Pump- und Hubspeicher. **Abbildung 12-13** zeigt das Funktionsprinzip einer unterirdischen Anlage. Prinzipiell sind auch komplett oder teilweise oberirdische Anlagen möglich. Neben dem größeren Platzbedarf ist hier jedoch auch die Konstruktion eines haltbaren Zylinders eine Herausforderung.

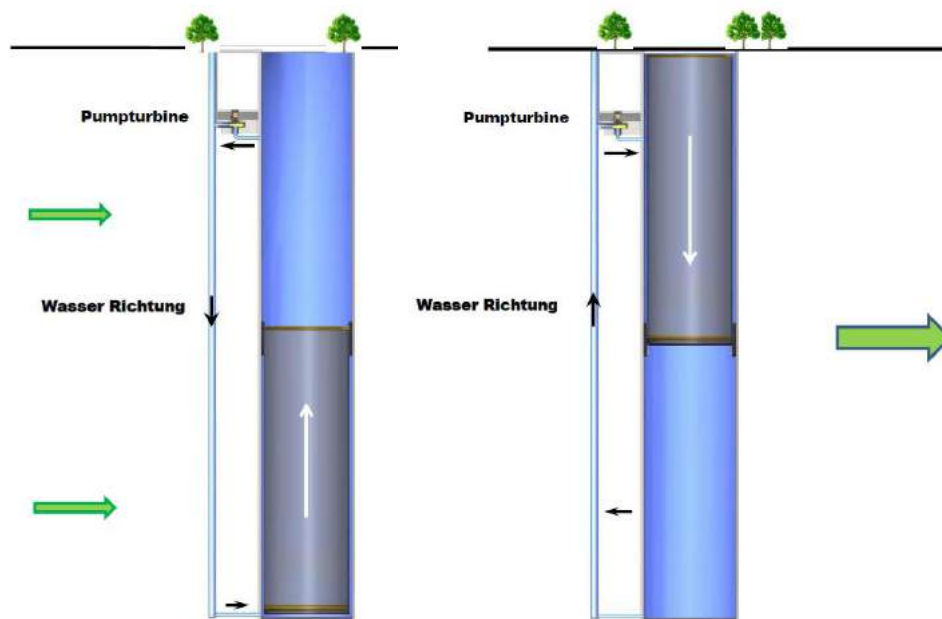


Abbildung 12-13: Prinzip eines hydraulischen Hubspeichers /GPP-01 13/

Ein Verband um die Firma Gravity Power prüft im Moment in Zusammenarbeit mit dem Regionalverband Neckar-Alb zwei Standorte für ein Demonstrationsprojekt eines wie oben dargestellten Hubspeichers in Baden-Württemberg /POMA-01 13/. Während Gravity Power mit zukünftigen Speicherkapazität von 600-4.000 MWh rechnet /GPP-01 13/, schlägt Prof. Heindl von der Hochschule Furtwangen Anlagen mit Kapazitäten von 500 MWh bis zu 2.000.000 MWh vor /DPG-01 13/. Hierfür würde ein Felszylinder mit einem Radius von 500 m und einer Masse von 2 Milliarden t benötigt. An der Universität Innsbruck wird aktuell im Rahmen eines Forschungsprojekts ein zweiter Prototyp der Eigenentwicklung „Powertower“ gebaut, welcher nach dem gleichen

Prinzip funktioniert /UINN-02 12/. Fraglich ist, ob zukünftige Ergebnisse der Versuchsanlage aufgrund des wesentlich kleineren Maßstabs auf die oben beschriebenen Vorhaben übertragbar sind. Noch zu lösende technische Herausforderungen für die kommerzielle Anwendung sind die Herstellung des Kolbens (insbesondere bei größeren Kapazitäten), die Dichtung zwischen Kolben und Zylinder, und die Abdichtung des gesamten Systems.

Gravity Power veranschlagt je nach Größe spezifische Kosten von 425 €/kWh bis 175 €/kWh für die gesamte Anlage /GPP-01 13/. Bei Heindl werden nur die Speicherkosten, ohne Turbinen, Pumpen etc. berechnet. Durch enorme Skaleneffekte kommt er auf weniger als 20 €/kWh für die größten Varianten des Lageenergiespeichers, allerdings sind auch die Kosten einer kleineren, mit Gravity Power vergleichbaren, Anlage schon wesentlich geringer angesetzt /DPG-01 13/.

12.3.3 Unterflurpumpspeicher

Da das Ausbaupotenzial für konventionelle Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland und vielen anderen Ländern aufgrund von geographischen Gegebenheiten und Nutzungskonflikten mit Landschafts- und Naturschutz sehr eingeschränkt ist, wurden in letzter Zeit mehrere Konzepte für Unterflurspeicher entwickelt. Das physikalische Prinzip ist das Gleiche wie bei konventionellen Pumpspeicherkraftwerken, allerdings wird ein (oder auch beide) Speicherbecken unterirdisch angelegt, um potentielle Energie auch in Regionen mit geringen geographischen Höhenunterschieden nutzbar zu machen. **Abbildung 12-14** stellt das Schema eines unterirdischen Pumpspeichers dar.

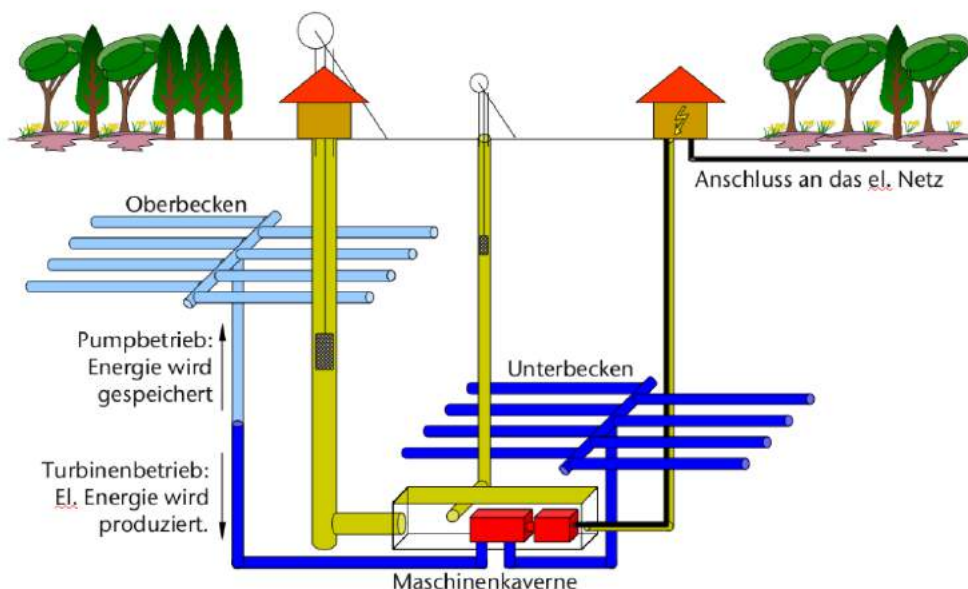


Abbildung 12-14: Prinzip eines Pumpspeicherkraftwerks unter Tage /EFZN-02 11/

Denkbare Standorte sind alte Kohlebergwerke, Erzbergwerke, Salzkavernen, sowie steil abfallende Küstengebiete (unterer Tank liegt unter Wasser) /UDE-01 11/. In den USA gibt es auch Ansätze für komplette Neuanlagen, die keine bestehende Infrastruktur nutzen /ESTA-01 10/.

Verschiedene theoretische Ansätze wurden bisher vorgestellt: Ein Konsortium aus Universitäten und Industriepartner erstellt in Deutschland eine erste

Machbarkeitsstudie für zwei Steinkohlebergwerke in Nordrhein-Westfalen /UDE-01 12/. In Niedersachsen wurde ein mögliches Konzept einer Pilotanlage entwickelt, wofür im Moment mögliche Standorte in ehemaligen Erzbergwerken geprüft werden /NSL-01 13/. Ein eventuelles Problem, das noch zu untersuchen ist, stellt die Zeitfestigkeit ehemaliger Bergwerksschächte bei der repetitiven Durchflutung mit Wasser dar. Erste Erfahrungen mit unterirdischen Wasserspeichern gibt es in Nassfeld, Österreich, wo ein Pumpspeicherreservoir 2006 unterirdisch um 174.000 m³ erweitert wurde /TUGR-01 10/.

Erste Kostenschätzungen gehen von 1.400 €/kW bis 2.300 €/kW spezifischen Investitionen für Unterflurpumpspeicherkraftwerke in ehemaligen Bergwerken aus /NSL-01 13/, /EON-09 13/, /EFZN-02 11/. Die Firma Nasser Berg Energie GmbH berechnet Kosten zwischen 1.600 €/kW bis 4.000 €/kW für ein Kraftwerk in Salzkavernen /EFZN-02 13/. In den Speicherausbau in Nassfeld wurden 7,4 Mio. Euro investiert, allerdings wurden hier die Kavernen komplett im Sprengvortrieb ausgebrochen /TUGR-01 10/.

/EFZN-02 11/ schätzt das theoretische Gesamtpotenzial für Deutschland bei einer Grundauslegung von 100 MW und 400 MWh pro Anlage auf 10.000 MW, bzw. 40.000 MWh. Hierbei werden allerdings nur Erzbergwerke in Betracht gezogen, Kohlebergwerke, Salzkavernen, Neubauten, sowie die genauen, lokalen Speicherkapazitäten werden vernachlässigt.

12.3.4 Hybrid Pump-Druck-Speicher

Bei einem Pump-Druck-Speicher wird die Arbeit durch Wasser bzw. Wasser und Luft übertragen, während die Energie als Druckunterschied gespeichert wird. **Abbildung 12-15** stellt das allgemeine Funktionsprinzip dar. Bei Stromüberfluss wird Wasser aus dem Behälter *Tank 1* in ein Reservoir oder einen zweiten Behälter *Tank 2* gepumpt, bzw. durch Lufteintrag verdrängt (gestrichelte Anordnung, ohne Pumpe) /IEEE-02 08/. Wird Strom benötigt, fließt das Wasser durch eine Turbine in den Behälter zurück. Voraussetzung für diese Technologie ist, dass im „geladenen“ Zustand ein Druckgefälle von Tank 2 (hoher Druck) zu Tank 1 (niedriger Druck) besteht.

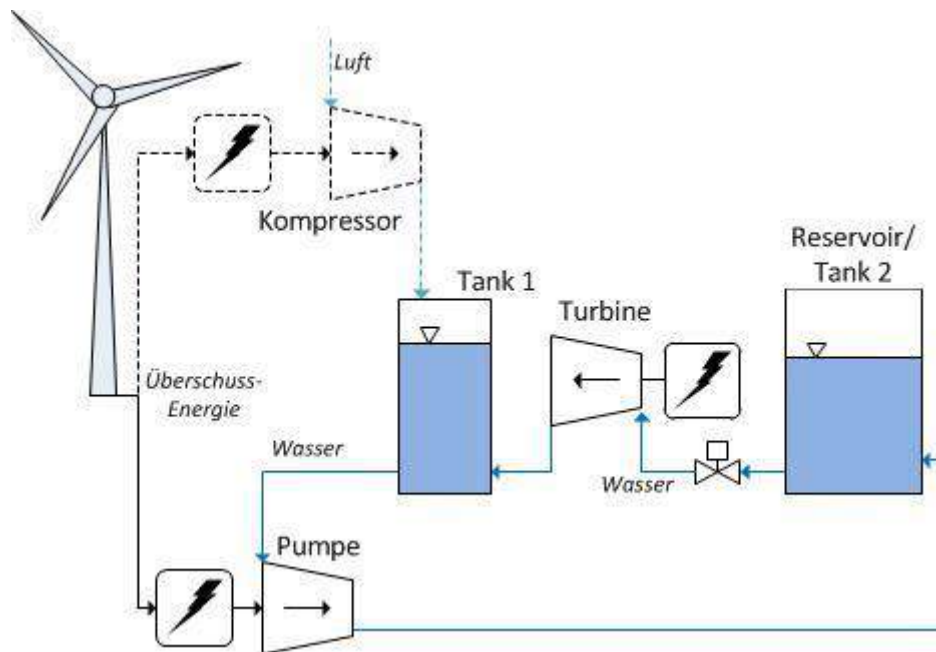


Abbildung 12-15: Prinzip eines Pump-Druckluft-Speichers, eigene Darstellung nach /IEEE-02 08/

Das Druckgefälle kann auf verschiedene Arten realisiert werden. Die Projekte ORES des Massachusetts Institute of Technology (MIT) /IEEE-01 13/ und das Projekt StEnSEA (Meer-Ei) des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) /BMUB-01 14/ basieren auf dem gleichen Prinzip der Ausnutzung des hohen Umgebungsdrucks am Meeresboden (siehe **Abbildung 12-16**).

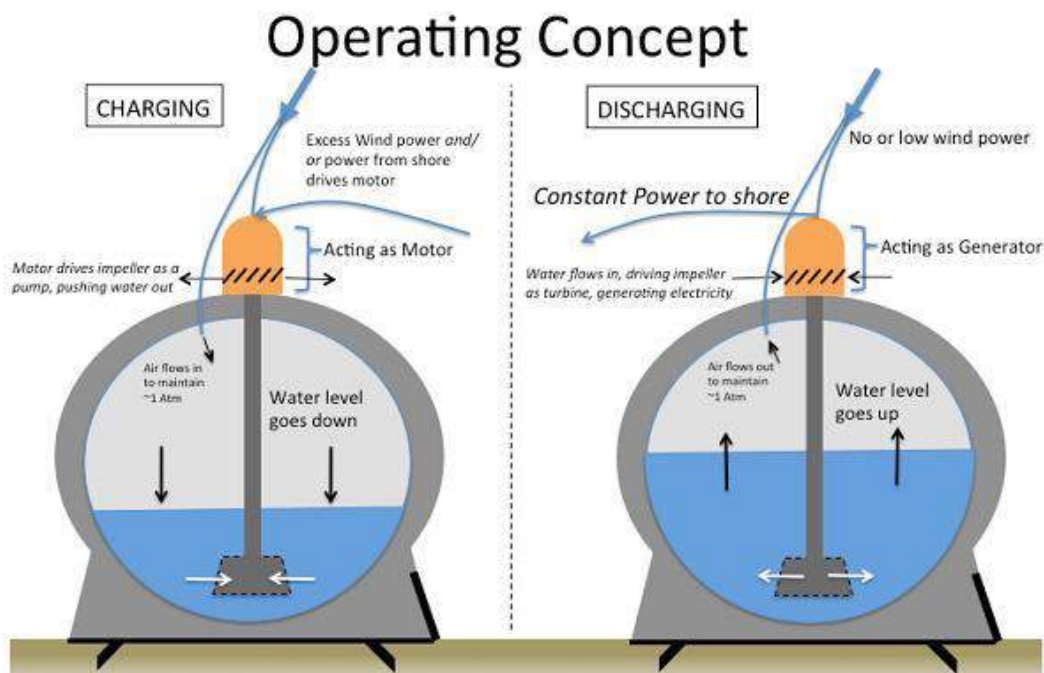


Abbildung 12-16: Ocean Renewable Energy Storage (ORES) System /IEEE-01 13/

„Eier“ aus Stahlbeton werden am Meeresboden platziert, als zweites Reservoir dient das freie Wasser des Meeres. Bei Stromüberschuss wird das Wasser aus dem Ei gepumpt, es herrscht im Vergleich zum äußeren Wasserdruck ein sehr niedriger Druck im Ei. Wird

Strom benötigt, wird das Einlassventil geöffnet und das einlaufende Wasser treibt eine Turbine an. Der Einsatz von Pumpturbinen (Pumpe und Turbine in einem) vereinfacht den Aufbau und spart Kosten, allerdings ist die heutige Technik nur bis zu einer Tiefe von 1000 m einsetzbar. Anforderung an das Ei ist eine ausreichend große Masse, die dem Auftrieb widerstehen kann und durch die Wanddicke realisiert wird. Mögliche Standorte benötigen eine passende Wassertiefe und einen relativ flachen Meeresboden. Eine Bewertung der Umweltverträglichkeit wurde noch nicht durchgeführt, die Erfinder rechnen allerdings mit einem positiven Effekt durch die Nutzung der Betonstruktur als künstliches Riff.

Zielgröße des StEnSEA-Projekts sind Kugeln mit 30 m Durchmesser in 700 m Tiefe, welche jeweils 20 MWh speichern können /BMUB-01 14/. Die Gesamtmasse der Kugel wäre hierbei 500.000 t, ein Offshore-Pilotversuch soll bis Ende 2015 stattfinden /BMUB-01 14/. Investitionen für ein kommerzielles Projekt sollen bei 1.200 – 1.400 €/kW liegen. Langfristiges Ziel ist die Ausnutzung der höheren Speicherdichte in Lagen mit Meerestiefen bis 4.000 m (in 500 m steht eine Speicherdichte von 1,4 kWh/m³ zur Verfügung, in 4.000 m Tiefe 11,1 kWh/m³) /WIL-01 13/. Das MIT setzt eine Tiefe von 200 – 1.500 m an, wobei die Kugeln, mit 25 - 30 m Durchmesser, gleichzeitig als Anker für schwimmende Windräder dienen könnten /IEEE-01 13/. Hier wurden schon detaillierte Untersuchungen zum Herstellungsverfahren und Transport der Kugeln durchgeführt, ein Prototyp an Land existiert bereits. Die Kosten pro kWh zur Verfügung gestellter Energie werden von den Erfindern als konkurrenzfähig mit konventionellen Pumpspeicherkraftwerken und Druckluftspeichern (\$ 0,10 - \$ 0,15/kWh) eingeschätzt /IEEE-01 13/.

Eine weiteres Konzept sind schwimmende, hydraulische Energiespeicher (Abbildung 12-17).

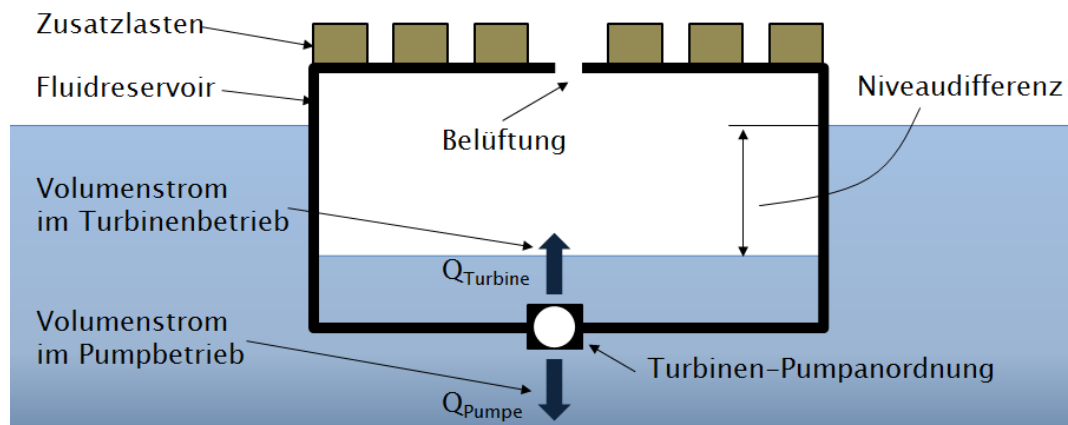


Abbildung 12-17: Konzept Bouyant Energy /UINN-01 12/

Wird Energie zugeführt, hebt sich der gesamte Schwimmkörper, da die Pumpe Wasser aus dem Tank pumpt, bei Energieabfuhr wird Wasser in den Tank gelassen, wobei sich der Schwimmkörper senkt. Weitere Varianten nutzen Federn oder zusätzliche Schwimmkörper, um die Zusatzlasten zu ersetzen. Die Erfinder schlagen zudem eine kombinierte Nutzung vor, bei der die aus dem Wasser ragende Plattform für andere Zwecke zur Verfügung steht, beispielsweise als Zwischenlager für Überseecontainer /UINN-01 12/. Der Energieinhalt ist abhängig von Grundfläche und Eintauchtiefe, die Leistung von eingesetzten Turbinen und Pumpen. Mögliche Einsatzorte sind sowohl Binnengewässer als auch die Meeresoberfläche. Weitere Informationen zu Kosten und technischer Umsetzung sind noch nicht verfügbar.

13 Literaturverzeichnis

- ACA-01 12** Appelrath, Hans-Jürgen; Kagermann, Henning; Mayer, Christoph: Future Energy Grid - Migrationspfade ins Internet der Energie. Berlin: acatech Deutsche Akademie für Technikwissenschaften, 2012
- ADAC-01 13** Ecotest Test und Bewertungskriterien, Stand 04-13. Allgemeiner Deutscher Automobil-Club e.V., 2013
- ADAC-02 13** Trendforschung im Reisemarkt 2013. ADAC Verlag Anzeigenmarketing, 2013
- AEG-01 14** AEG: Wärmespeicher Standard-Baureihe in: <http://www.aeg-haustechnik.de/>. Nürnberg: AEG Haustechnik, 2014
- AGFW-01 13** AGFW - Hauptbericht 2012. Frankfurt am Main: Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V., 2013
- AGFW-01 15** AGFW-Hauptbericht 2014. Frankfurt am Main: AGFW - Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. (AGFW), 2015
- AGFW-02 14** AGFW - Hauptbericht 2013. Frankfurt am Main: Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V., 2014
- AGORA-01 14** Gerhardt, Norman; Müller, Thorsten; Schulz, Wolfgang et al.: Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien. Berlin: Agora Energiewende, 2014
- AMIL-01 12** Advanced Metering Infrastructure (AMI) - Cost/Benefit Analysis. Illinois: Ameren Illinois, 2012
- ANL-01 12** Modeling the Performance and Cost of Lithium-Ion Batteries for Electric-Drive Vehicles. Argonne, Illinois: Argonne National Laboratory, 2012
- ARB-01 09** Summary of Staff's Preliminary Assessment of the Need for Revisions to the Zero Emission Vehicle Regulation . California: AIR RESOURCES BOARD, 2009
- ATK-01 12** Klink, Götz Dr.; Krubasik, Stephan; Rings, Thomas; Schindler, Marc: Überspannung im Batteriemarkt für Elektrofahrzeuge. Düsseldorf: A.T. Kearney GmbH, 2012
- AUD-01 14** Block, Tobias: Telefonkonferenz zur Power-to-Gas-Demonstrationsanlage in Werlte. Ingolstadt: AUDI AG, 2014
- BACHE-08 13** Thiele, Miranda: Power2Heat-Potenziale der privaten Haushalte in Deutschland bis 2030. Freiberg: Technische Universität Bergakademie Freiberg, 2013
- BAFA-01 14** Zulassung von KWK-Anlagen nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG). Eschborn: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), 2014
- BAFA-03 12** Förderung von effizienten Wärmepumpen in: http://www.bafa.de/bafa/de/energie/erneuerbare_energien/waermepumpen/index.html. Eschborn: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), 2012

- BAFA-03 13** Erneuerbare Energien - Wärmepumpen mit Prüfzertifikat des COP-Wertes. Eschborn: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), 2013
- BAUM-01 12** Karg, Ludwig: Ergebnisbericht zum Förderprogramm "IKT für Elektromobilität" - Ergebnisbericht der Begleitforschung. Berlin, München: B.A.U.M. Consult GmbH, 2012
- BAUM-02 12** Smart Energy made in Germany - Zwischenergebnisse der E-Energy-Modellprojekte auf dem Weg zum Internet der Energie. München/Berlin: B.A.U.M. Consult GmbH,, 2012
- BAUM-04 13** Karg, Ludwig; Kleine-Hegermann, Kerstin; Wedler, Michael; Jahn, Christopher: E-Energy Abschlussbericht - Ergebnisse und Erkenntnisse aus der Evaluation der sechs Leuchtturmprojekte. München/Berlin: B.A.U.M. Consult GmbH, 2013
- BBR-01 13** Aktualisierte und erweiterte Testreferenzjahre (TRY) von Deutschland für mittlere und extreme Witterungsverhältnisse in: http://www.bbsr.bund.de/cln_032/nn_112742/BBSR/DE/FP/ZB/Auftzugsforschung/5EnergieKlimaBauen/2008/Testreferenzjahre/03_ergebnisse.html. Bonn: Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung, 2013
- BDEW-04 12** Energiemarkt Deutschland - Zahlen und Fakten zur Gas-, Strom und Fernwärmeversorgung. Berlin: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), 2012
- BDEW-05 11** Vorschläge zur EEG-Novelle 2012 - Positionspapier. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V, 2011
- BDEW-09 12** Kuhlmann, Andreas; Bantle, Christian: BDEW - Kraftwerksliste April 2012 - Kommentierte Auswertung. Berlin: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), 2012
- BDEW-10 13** BDEW Strompreisanalyse November 2013 - Haushalte und Industrie. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V, 2013
- BDH-02 11** Breidenbach, Lothar: Systeme und ihre Vorteile/ Energieeffizienz und erneuerbare Energien für Gebäude in der EU. Köln: Bundesindustrieverband Deutschland Haus-, Energie- und Umwelttechnik e.V. (BDH), 2011
- BEI-01 12** Schulz, Wolfgang: Wärmespeicher für die Energieeffizienz in: Energiesymposium Stuttgart. Bremen: Bremer Energie Institut (BEI), 2012
- BINE-01 07** Mayer, Dr. Franz: Druckluftspeicher-Kraftwerke - Projektinfo 05/07, BINE Informationsdienst. Karlsruhe: Fachinformationszentrum (FIZ) Karlsruhe, Gesellschaft für wissenschaftliche Information mbH, 2007
- BLSD-04 13** Zensus2011 in: <https://ergebnisse.zensus2011.de/>. München: Bayerisches Landesamt für Statistik und Datenverarbeitung, 2013
- BMBF-01 07** IKT 2020 - Forschung für Innovationen. Berlin: Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF), 2007

- BMP-01 13** Laux, Matthias: Energiewende! Aber wie? Energiespeicher als intelligente Schlüssel für den deutschen Energiemarkt nach dem EnWG, EEG und StromStG. Hamburg: Bachelor + Master Publishing, 2013
- BMU-01 14** Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG - Vorhaben IID Stromerzeugung aus Wasserkraft, Zwischenbericht. Aachen: Ingenieurbüro Floecksmühle, 2014
- BMU-09 10** Potentialermittlung für den Ausbau der Wasserkraftnutzung in Deutschland. Aachen: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2010
- BMU-09 11** Gesteuertes Laden V2.0. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2011
- BMU-11 11** Pehnt, Martin; Schломann, Barbara: Energieeffizienz: Potenziale, volkswirtschaftliche Effekte und innovative Handlungs- und Förderfelder für die Nationale Klimaschutzinitiative - Wissenschaftliche Begleitforschung zu übergreifenden technischen, ökologischen, ökonomischen und strategischen Aspekten des nationalen Teils der Klimaschutzinitiative. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2011
- BMUB-01 14** Kugelpumpspeicher unter Wasser - StEnSEA in: http://forschung-energiespeicher.info/batterie-im-netz/projektliste/projekt-einzelansicht/104/Kugelpumpspeicher_unter_Wasser/. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, 2014
- BMW-01 11** Hajesch; Misitano; Schmidt; Schwalm; Krams; Meurer: MINI E 1.0 - Klimaentlastung durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Zusammenwirken mit emissionsfreien Elektrofahrzeugen. München: BMW AG, 2011
- BMW-01 13** Charging Electric Vehicles - INSIGHTS GATHERED FROM MINI E AND BMW ActiveE FIELD TRIALS. München: BMW AG, 2013
- BMWI-01 02** Steimle, Fritz.; Kruse, Horst; Jahn, Karin; Wobst, Eberhard: Energiebedarf bei der technischen Erzeugung von Kälte in der Bundesrepublik Deutschland. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2002
- BMWI-01 09** Zahlen und Fakten - Energiedaten - Nationale und Internationale Entwicklung. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2009
- BMWI-01 14** Schlesinger, Michael; Lindenberger, Dietmar; Lutz, Christian: Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose - Projekt Nr. 57/12 - Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie . Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2014.
- BMWI-01 15** Vorschlag für die Förderung der KWK - KWKG 2015 in: www.bmwi.de. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2015

- BMWI-01 79** Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Elektrizitätsversorgung von Tarifkunden (AVBEltV). Lambsdorff: Bundesministerium für Wirtschaft, 1979
- BMWI-02 13** Energiedaten - Nationale und internationale Entwicklung - Stand 06.02.2013. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2013
- BMWI-02 15** Zahlen und Fakten - Energiedaten - Nationale und Internationale Entwicklung. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2015
- BMWI-08 13** Energiedaten - Nationale und Internationale Entwicklung - Stand 21.05.2013. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2013
- BMWI-09 12** Rösler, Philipp; Mitterlehner, Reinhold; Leuthard, Doris: Erklärung von Deutschland, Österreich und der Schweiz zu gemeinsamen Initiativen für den Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2012
- BMWI-09 13** Energiedaten - Nationale und internationale Entwicklung - Stand 21.05.2013. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2013
- BMWI-10 11** Nabe, Christian; Hasche, Bernhard; Offermann, Markus; Papaefthymiou, Georgios; Seefeldt, Friedrich; Thamling, Nils; Dziomba, Henri: Potenziale der Wärmepumpe zum Lastmanagement im Strom und zur Netzintegration erneuerbarer Energien - BMWi Vorhaben Nr. 50/10. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2011
- BMWI-11 14** Zweiter Monitoring-Bericht "Energie der Zukunft". Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2014
- BMWI-12 11** GridSurfer - Öffentlicher Abschlussbericht 2011. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2011
- BMZ-01 13** Informations- und Kommunikationstechnologie - Schlüsseltechnologie für eine nachhaltige Entwicklung; BMZ-Strategiepapier 2/2013. Berlin: Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung, 2013
- BNETZA-04 12** Monitoringbericht 2012. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bundeskartellamt, 2012
- BNETZA-04 13** Bundesnetzagentur (BNetzA): Kraftwerkliste Bundesnetzagentur - Stand 27.03.2013. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2013
- BNETZA-05 10** Wettbewerbliche Entwicklungen und Handlungsoptionen im Bereich Zähl- und Messwesen und bei variablen Tarifen. Bonn: Bundesnetzagentur (BNetzA), 2010
- BNETZA-16 12** Leitfaden zur Genehmigung von Befreiungen von den Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), 2012

- BNETZA-17 11** "Smart Grid" und "Smart Market" - Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems. Bonn: Bundesnetzagentur (BNetzA), 2011
- BNETZA-17 12** Reichel, Ines: Smart Metering im Kontext zwischen Smart Grid und Smart Market. Bonn: Bundesnetzagentur (BNetzA), 2012
- BNETZA-17 13** Monitoringbericht 2013 - gemäß § 63 Abs. 3 i.V.m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i.V.m. § 53 Abs. 3 GWB. Bonn: Bundesnetzagentur (BNetzA), 2013
- BNETZA-18 13** Bundesnetzagentur (BNetzA): Positionspapier zur Anwendung der Vorschriften der Einspeisung von Biogas auf die Einspeisung von Wasserstoff und synthetischem Methan in Gasversorgungsnetze. Bonn: Bundesnetzagentur (BNetzA), 2013
- BOL-01 00** Bollrich, Gerhard: Technische Hydromechanik 1 - Grundlagen. Berlin: Huss-Medien GmbH - Verlag Bauwesen, 2000
- BSH-03 11** Fröhling, Stephanie: Innovationen für den Haushalt der Zukunft. München: Bosch und Siemens Hausgeräte GmbH (BSH), 2011
- BSI-01 14** Das Smart Meter Gateway - Sicherheit für intelligente Netze. Bonn: Bundesamt für Sicherheit und Informationstechnik - BSI, 2014
- BSW-02 13** Große Nachfrage nach Solarstrom-Speichern. Berlin: Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW), 2013
- BSW-04 12** Ebert, Volkmar; Günther, Roland; Kremer, Zsolt; Pajor, Raymond; Bauer, Dan; Drück, Harald; Sommer, Karola; Jahnke, Katy: Fahrplan Solarwärme - Strategie und Maßnahmen der Solarwärme-Branche für ein beschleunigtes Marktwachstum bis 2030. Berlin: BSW - Bundesverband Solarwirtschaft e.V., 2012
- BULLETIN-01 10** Weiss, Bertram: Die Problematik von Schwall und Sunk in Österreich - Die Umsetzung der europäischen Wasserrahmenrichtlinie. Fehraltorf, CH: Bulletin SEV/VSE, 2010
- BUN-02 12** Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten AbLaV. Berlin: Bundesregierung, 2012
- BVFP-01 13** Verbandsnachrichten 6/2013. Mannheim: Bundesverband Fuhrparkmanagement, 2013
- BWP-01 11** BWP-Branchenstudie 2011 - Szenarien und politische Handlungsempfehlungen (2010 - 2030). Berlin: Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e.V., 2011
- BWP-03 13** SG Ready-Label in: <http://www.waermepumpe.de/waermepumpe/qualitaetssicherung/s-g-ready-label.html> (Abrufdatum: 13.06.2013). Berlin: Bundesverband Wärmepumpe e. V., 2013
- BWP-04 13** Funktion - Funktionsweise von Kompressionswärmepumpen in: <http://www.waermepumpe.de/waermepumpe/funktion.html> (Abrufdatum: 21.06.2013). Berlin: Bundesverband Wärmepumpe e. V., 2013

- CAP-01 10** Analyse der Kosten - Nutzen einer österreichweiten Smart Meter Einführung. Wien: Capgemini Consulting Österreich AG, 2010
- CAP-01 11** Smart Home - Zukunftschancen verschiedener Industrien - Abstract: Executive Interviews und repräsentative Umfragen. München: Capgemini Consulting Deutschland GmbH, 2011
- CAR-01 14** Marktübersicht Batteriespeicher. Straubing: C.A.R.M.E.N. e.V., 2014
- CARB-01 07** Kalhammer, Fritz R.; Kopf, Bruce M.; Swan, David H.; Roan, Vernon P.; Walsch, Michael P.: Status and Prospects for Zero Emissions Vehicle Technology - Report of the ARB Independent Expert Panel 2007. Sacramento California, 2007
- CBR-01 13** Electrode Boilers in: <http://www.cleaver-brooks.com/>. Thomasville, USA: Cleaver Brooks, 2013
- CHE-01 14** Constanze, Hecker: Bestimmung des Flexibilitätspotenzials von Wasserkraftwerken - Ermittlung einer Methodik zur Bestimmung des Flexibilitätspotenzials von Wasserkraftwerken in ausgewählten Ländern vor dem Hintergrund der Energiewende in Deutschland. München: TU München, FfE, 2014
- CUP-01 09** Ball, Michael; Wietschel, Martin: The Hydrogen Economy - opportunities and challenges. Cambridge, UK: Cambridge University Press, 2009
- CYB-01 13** Korsitzke, Reinhard: Demand Response und virtuelle Kraftwerke- Realität oder Utopie? - Optimierung der gesamten Energiewertschöpfungskette. Wien: Cybergrid GmbH, 2013
- DBT-01 11** Drucksache 17/6071: Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien - Gesetzentwurf der Fraktionen CDU/CSU und FDP. Berlin: Deutscher Bundestag (DBT), 2011
- DBT-01 98** Drucksache 14/40 Entwurf eines Gesetzes zum Einstieg in die ökologische Steuerreform - Gesetzentwurf der Fraktionen SPD und Bündnis 90/Die Grünen. Berlin: Deutscher Bundestag (DBT), 1998
- DBT-02 13** Abgeschaffte Strom-Netzentgelte für die Industrie - Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Oliver Krischer, Bärbel Höhn, Hans- Josef Fell, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN – Drucksache 17/13199 – . Berlin: Deutscher Bundestag, 2013
- DBT-03 12** Drucksache 17/8877: Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und zu weiteren Änderungen im Recht der erneuerbaren Energien - Gesetzentwurf der Fraktionen CDU/CSU und FDP. Berlin: Deutscher Bundestag (DBT), 2012
- DECC-02 09** Impact assessment of a GB-wide smart meter roll out for the domestic sector. London: Department of Energy and Climate Change (DECC), 2009
- DELT-01 12** Dwyer, Scott: Micro-CHP Market Statistics & Forecast. Edinburgh: Delta Energy & Environment, 2012

- DENA-01 09** Joest, Steffen; Fichtner, Maximilian; Wietschel, Martin; Bünger, Ulrich; Stiller, Christoph; Schmidt, Patrick; Merten, Frank: GermanHy - Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050?. Berlin: Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS), 2009
- DENA-01 12** Dialogforum - Neue Pumpspeicher für die Stromversorgung in Deutschland. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2012
- DENA-01 14** Rechtliche Rahmenbedingungen für den Einsatz von Smart Metern in Deutschland. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2014
- DENA-02 08** Untersuchung der elektrizitätswirtschaftlichen und energiepolitischen Auswirkungen der Erhebung von Netznutzungsentgelten für den Speicherstrombezug von Pumpspeicherwerken - NNE-Pumpspeicher. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2008
- DENA-04 13** Power to Gas - Eine innovative Systemlösung auf dem Weg zur Marktreife in: Strategieplattform Power to Gas. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2013
- DENA-05 10** Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2010
- DENA-07 10** Agricola, Annegret-Cl.; Kohler, Stephan; Seidl, Hannes: dena-Netzstudie II - Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2010
- DENA-17 10** Kohler, Stephan; Agricola, Annegret-Cl.; Seidl, Hannes: dena-Netzstudie II - Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2010
- DESTATIS-01 12** Bauen und Wohnen - Wohnsituation der Haushalte. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt, 2012
- DESTATIS-02 13** Monatsbericht über die Elektrizitätsversorgung - Berichtszeitraum Januar bis Dezember 2012. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (destatis), 2013
- DESTATIS-03 12** VGR des Bundes - Produktionswert (nominal/preisbereinigt): - Deutschland, Jahre, Wirtschaftsbereiche in: destatis.de. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (destatis), 2012
- DESTATIS-03 14** Energieverwendung der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe 2012 in: <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/Energie/Verwendung/Tabellen/KohleErdgasStrom.html>. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (destatis), 2014
- DESTATIS-04 12** Verbraucherindex (inkl. Veränderungsrate) - Deutschland, Jahre. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (destatis), 2012

- DESTATIS-04 13** Der Mikrozensus stellt sich vor in: <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesellschaftStaat/Bevoelkerung/Mikrozensus.html> (Abrufdatum: 27.06.2013). Wiesbaden: Statistisches Bundesamt, 2013
- DESTATIS-07 12** Regionaldatenbank - www.regionalstatistik.de. Wiesbaden: Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2012
- DESTATIS-11 14** Produzierendes Gewerbe - Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe sowie im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden 2013 in: Fachserie 4 Reihe 6.4. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (destatis), 2014
- DESTATIS-15 12** Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe sowie im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden - Fachserie 4 Reihe 6.4. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (destatis), 2012
- DIV-01 12** Bajohr, Siegfried; Graf, Frank; Götz, Manuel: Dreiphasen-Methanisierung als innovatives Element der PtG-Prozesskette in: gwf-Gas|Erdgas, Mai 2012, S. 328-335. München: DIV Deutscher Industrieverlag GmbH, 2012
- DIW-02 13** Buber, Tim; Gruber, Anna; von Roon, Serafin; Klobasa, Marian: Lastmanagement für Systemdienstleistungen und zur Reduktion der Spitzenlast in: Vierteljahreshefte zur Wirtschaftsforschung 3.2013 - Energiewende in Deutschland - Chancen und Herausforderungen. Berlin: DIW Berlin - Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e.V., 2013
- DLR-02 02** Brinner, Andreas; Hug, Wolfgang: Dezentrale Herstellung von Wasserstoff durch Elektrolyse. Stuttgart: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), 2002
- DPG-01 13** Heindl, Eduard: Der Lageenergiespeicher - Ein Konzept zur kostengünstigen Speicherung großer Mengen elektrischer Energie in: Leherstage, DPG Frühjahrstagung. Regensburg: Deutsche Physikalische Gesellschaft (DPG), 2013
- DUKE-01 10** Lowe, Marcy; Tokuoka, Saori; Gereffi, Gary; Trigg, Tali: Lithium-ion Batteries for Electric Vehicles: THE U.S. VALUE CHAIN. Durham: Duke University, 2010
- DVGW-01 13** Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und synthetischem Methan in das Erdgasnetz. Bonn: Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW), 2013
- DWD-01 04** Christoffer, Jürgen; Deutschländer, Thomas; Webs, Monika: Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere und extreme Witterungsverhältnisse TRY. Offenbach a. Main: Deutscher Wetterdienst, 2004
- DWE-01 13** Weisenberger, Dietmar: Anzahl der Mikro- und Mini-KWK-Anlagen in privaten Haushalten in Deutschland - Email von Weisenberger, Dietmar am 05.06.2013. Schweinfurt: SenerTec Kraft-Wärme-Energiesysteme GmbH, 2013
- DWV-02 09** Wasserstoff - Der neue Energieträger. Berlin: Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband (DWV), 2009

- EANRW-01 11** Frielingsdorf, Joachim: Erhebung „Wo im Haushalt bleibt der Strom?“ - Anteile, Verbrauchswerte und Kosten von 12 Verbrauchsbereichen in Ein- bis Sechs-Personen-Haushalten in: http://www.energieagentur.nrw.de/_database/_data/datainfopool/erhebung_wo_bleibt_der_strom.pdf. Düsseldorf: Energieagentur NRW, 2011
- EASE-01 13** EASE/EERA: European Energy Storage Technology Development Roadmap towards 2030. Brüssel: European Association for Storage of Energy (EASE) and European Energy Research Alliance (EERA), 2013
- EBR-01 14** Büchner, Dr.-Ing. Jens; Katzfey, Dr.-Ing. Jörg; Flörcken, Ole; Moser, Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert; Schuster, Dr.-Ing. Henning; Dierkes, Sebastian; van Leeuwen, Tobias; Verheggen, Lukas; Uslar, Dr.-Ing. Mathias; van Amelsvoort, Marie: Moderne Verteilernetze für Deutschland - Verteilernetzstudie. Bonn: E-Bridge Consulting GmbH, 2014
- EBS-01 13** Thole, Silke: Eigenverbrauch von PV-Strom wirft Steuerfragen auf - Änderungen im Steuer-Dschungel verunsichern Anlagenbetreiber in: <http://www.enbausa.de/solar-geothermie/aktuelles/artikel/eigenverbrauch-von-pv-strom-wirft-steuerfragen-auf-3502.html>. Tübingen: Energetisch Bauen und Sanieren - Online Magazin, 2013
- EC-01 08** HyWays - EUR 23123 - the European Hydrogen Roadmap. Luxemburg: Europäische Kommission - Amt für amtliche Veröffentlichungen, 2008
- ECOFYS-01 09** Ökonomische und technische Aspekte eines flächendeckenden Rollouts intelligenter Zähler. Köln: Ecofys Germany GmbH, 2009
- ECON-01 14** Bilanz der Gesamten Elektrizitätsversorgung an den 3. Mittwochen im Jahr - Kalenderjahr 2013. Wien: Energie-Control Austria, 2014
- ECON-03 12** Kennzahlen der Speicherkraftwerke - Detaillierung von Nichtverfügbarkeitskennzahlen sowohl der Arbeit wie auch der Zeit nach Größenklassen für Speicherkraftwerke ab 2002. Wien: E-Control, 2012
- ECON-03 13** E-Control: Engpassleistung nach Kraftwerkstypen zum 31. Dezember 2012 in: E-Control. Wien: 2013
- ECON-04 13** Speicherinhalte zum Monatsletzten, Betriebsjahr 2012 - Erzeugungssituation in Österreich. Wien: Energie-Control Austria, 2013
- ECON-05 13** Erzeugung elektrischer Energie in Österreich nach Energieträgern - Gesamte Elektrizitätserzeugung, Kalenderjahr 2012. Wien: Energie-Control Austria, 2013
- ECON-07 13** Monatliche Bilanz elektrischer Energie - Gesamte Versorgung - Kalenderjahr 2012. Wien: Energie-Control Austria, 2013
- EEFA-01 05** Buttermann, Hans-Georg; Hillebrand, Bernhard: Die Bedeutung von Stahl-Werkstoffen als "Rohstoff" für die Wirtschaftsstruktur in Deutschland in: Energie und Umwelt. Münster/Berlin: Energy Environment Forecast Analysis GmbH, 2005

- EEL-01 13** Cluzel, Celine; Douglas, Craig: Cost and performance of EV batteries. Cambridge, United Kingdom: Element Energy Limited, 2013
- EEX-01 13** Marktdaten verschiedener Jahre in: www.eex.com. Leipzig: European Energy Exchange AG (EEX), 2013
- EEX-08 12** EEX: EEX-Transparenzplattform in: <http://www.transparency.eex.com/de/>. Leipzig: EEX, 2012
- EFZN-01 13** Beck, Hans-Peter; Engel, Bernd; Hofmann, Lutz; Menges, Roland; Turek, Thomas; Weyer, Hartmut: Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit. Goslar: Energie-Forschungszentrum Niedersachsen, 2013
- EFZN-02 11** Beck, Hans-Peter; Schmidt, Marko: Windenergiespeicherung durch Nachnutzung stillgelegter Bergwerke. Goslar: Energie-Forschungszentrum Niedersachsen, 2011
- EFZN-02 13** Littmann, Wolfgang; Boehm, Norbert; Kinzl, Petra: UPS - Untertage Pumpspeicherung in Salzkavernen in: Tagungsband zum Forum "Unkonventionelle Pumpspeicher". Göttingen: Cuvillier Verlag, 2013
- EIFER-01 11** Linder, Susanne; Wirges, Johannes: Spatial diffusion of electric vehicles in the German metropolitan region of Stuttgart. Karlsruhe: European Institute For Energy Research (EIFER), 2011
- EKH-01 11** Energiekonzept für Hamburg - Kooperationsvereinbarung zu zukunftsorientierten Strom- und Fernwärmeversorgung. Hamburg: Vattenfall Europe AG, 2011
- ELE-01 05** Sachs, Roland; Glanzmann, Gabriela; von Siebenthal, Martin: Automatische Stauziel- und Durchflussregulierung einer Flusstaukette - Gleichzeitiges Dämpfen von Durchflussschwankungen und Einhalten der Konzessionspegel von Kraftwerken mittels Optimierungssoftware in: Bulletin SEV/AES 15/05. Fehraltorf: Electrosuisse, 2005
- ENBW-01 12** Handbuch Stromampel. Karlsruhe: EnBW, 2012
- ENCT-01 12** Baumann, Nico; Bechstein, Marianne; Borodina, Julija; Kessel, Markus; Reuter, Hans; Schäffler, Harald; Wohlfarth, Katharina: Evaluierungsbericht zum Feldtest - Version 1.0. Augsburg: Forschungsgruppe Energie- & Kommunikationstechnologien, 2012
- ENE-01 08** Wenske, Michael: Wasserstoff - Herstellung per Elektrolyse. Dauerthal: ENERTRAG AG, 2008
- ENE-01 11** Wenske, Michael: Stand und neue Entwicklungen bei der Elektrolyse. Dauerthal: ENERTRAG AG, 2011
- ENG-01 11** Zolfagharifard, Ellie: Compressed air energy storage has bags of potential in: the engineer. London, GB: Centaur Communications Ltd, 2011
- ENWG-01 13** Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) - Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung. Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2013

- EON-09 13** Madlener, Reinhard; Specht, Jan Martin: An Exploratory Economic Analysis of Underground Pumped-Storage Hydro Power Plants in Abandoned Coal Mines. Aachen: E.ON Energy Research Center, 2013
- EPEX-02 13** Marktdaten verschiedener Jahre in: www.epexspot.com. Paris: EPEX Spot, 2013
- EPP-02 12** Eurostat: Elektrizität - Industrieabnehmer - halbjährliche Preise - neue Methodologie ab 2007 (nrg_pc_205) in: <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/>. Eurostat, 2012
- ER-01 14** von Oppen, Margarete: Stromspeicher: Rechtsrahmen und rechtlicher Regulierungsbedarf in: ER EnergieRecht. Berlin: Erich Schmidt Verlag, 2014
- ESEA-01 11** Boxleitner, Martin; Groiß, Christoph: Super-4-Micro-Grid - Nachhaltige Energieversorgung im Klimawandel. Wien: TU Wien, ESEA/EA, 2011
- ESTA-01 10** Energy Storage Association: Sub-Surface Pumped Hydroelectric Storage in: <http://energystorage.org/energy-storage/technologies/sub-surface-pumped-hydroelectric-storage>. Washington, D.C., USA: Energy Storage Association, 2010
- ET-13 11** Valentin, Florian; von Bredow, Hartwig: Power-to-Gas: Rechtlicher Rahmen für Wasserstoff und synthetisches Gas aus erneuerbaren Energien in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 61. Jg. (2011) Heft 12
- ETH-01 07** Klobasa, Marian, Dr.: Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten. Zürich: Dissertation, Eidgenössisch Technische Hochschule Zürich (ETH), 2007
- ETH-02 13** Battke, Benedikt; Schmidt, Tobias S.; Grosspietsch, David; Hoffmann, Volker H.: A review and probabilistic model of life cycle costs of stationary batteries in multiple applications in: Renewable and Sustainable Energy Reviews 25 (2013)240–250. Zürich: Swiss Federal Institute of Technology Zurich (ETH Zurich), 2013
- ETHB-01 13** Elektrotechnik Hildebrand: Elektrische Heizungsanlagen / Wärmebedarf in: <http://www.hillebrand-elektrotechnik.de/>. Zülpich, 2013
- ETOGAS-01 14** Rieke, Stephan: Telefonat zur Kostenentwicklung und Flexibilisierung von Power-to-Gas. ETOGAS GmbH, 2014
- ETV-01 12** Münch, Wolfram; Robra, Malte; Volkmann, Lukas; Riegebauer, Philipp; Oesterwind, Dieter: Hybride Wärmeerzeuger als Beitrag zur Systemintegration erneuerbarer Energien in: ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE TAGESFRAGEN 62. Jg. (2012) Heft 5. Essen: ETV Energieverlag GmbH, 2012
- EU-01 12** EU-Energieeffizienzrichtlinie (2012/27/EU) - RICHTLINIE 2012/27/EU DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES. Brüssel: Europäische Union, 2012

- EUCO-01 13** Clean power for transport – Frequently asked questions. Brussels: European Commission, 2013
- EUCO-02 13** Huss, Arno; Maas, Heiko; Hass, Heinz: JEC WELL-TO-WHEELS ANALYSIS. Ispra: European Commission, Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport, 2013
- EURL-01 00** Richtlinie 2000/60/EG des Europäischen Parlaments und des Rates zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Wasserpolitik. Brüssel: Das Europäische Parlament und der Rat der Europäischen Union, 2000
- EUST-01 09** Supply, transformation, consumption - electricity - annual data - nrg_105a. Brussels: Eurostat, 2009
- EVN-01 12** Oberhammer, Andreas; Prawits, Thomas: Fernwärmespeicher - Bauarten, Auslegung und Beispiele in: Fernwärmetag 2012. Maria Enzersdorf, Österreich: EVN Wärme GmbH, 2012
- EW-01 11** Stuhlmacher, Gerd; Stappert, Holger; Schoon, Heike; Jansen, Guido: Grundriss zum Energierecht - Der rechtliche Rahmen für die Energiewirtschaft. Frankfurt am Main: EW Medien und Kongress GmbH, 2011
- EWERK-01 13** Heller, Hans: Optimierung der energierechtlichen Rahmenbedingungen durch den Einsatz moderner Stromspeichertechnologien in: EWeRK Zeitschrift des Instituts für Energie- und Wettbewerbsrecht in der Kommunalen Wirtschaft e.V.. Berlin: Institut für Energie- und Wettbewerbsrecht in der Kommunalen Wirtschaft e.V., Humboldt-Universität zu Berlin, 2013
- EWGT-01 12** Catarina C.Rolim; Gonçalo N Gonçalves, Tiago L. Farias, Óscar Rodrigues. Impacts of electric vehicle adoption on driver behavior and environmental
- EWI-03 10** Schlesinger, Michael; Lindenberger, Dietmar; Lutz, Christian: Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung - Projekt Nr. 12/10. Osnabrück: Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforshung mbH (GWS), 2010
- EWI-09 10** Paulus, Moritz; Borggreffe, Frieder: The potential of demand-side management in energy-intensive industries for electricity markets in Germany in: Applied Energy. Köln: Institute of Energy Economics (EWI), 2010
- EY-01 13** Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler - Endbericht zur Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Stuttgart: Ernst & Young GmbH, 2013
- FCHJU-01 14** Bertuccioli, Luca; Chan, Alvin; Hart, David; Lehner, Franz; Madden, Ben; Standen, Eleanor: Study on development of water electrolysis in the EU - Final Report. Lausanne, CH: E4tech Sàrl, 2014

- FE-01 12** Die Energieflexible Fabrik in: <http://www.forenergy.de/de/projektverbund.html>. Augsburg: ForEnergy-Fraunhofer-Institut für Werkzeugmaschinen und Umformtechnik (IWU), 2012
- FFE-01 12** Beer, Michael; et al.: flex: Flexibilisierung der Betriebsweise von KWK - Projekt im Verbund "Eneff:Stadt - Chancen und Risiken von KWK im politischen Umfeld". München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2012. URL: <http://edok01.tib.uni-hannover.de/edoks/e01fb14/779648722.pdf>
- FFE-01 13** Gruber, Anna; Peraus, Sebastian; Von Roon, Serafin: Energieeffizienz und Lastflexibilisierung - Partner oder Gegenspieler? - Der Einfluss von Energieeffizienzmaßnahmen auf das Lastflexibilisierungspotenzial in: BWK 1/2 2013. Düsseldorf: Springer VDI Verlag, 2013
- FFE-01 14** Gruber, Anna; Biedermann, Franziska; von Roon, Serafin: Regionale Lastmanagement-Potenziale stromintensiver Prozesse in: Paper und Vortrag beim 13. Symposium Energieinnovation in Graz. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2014
- FFE-04 02** Geiger, B.; Schwärzer, M.; Arndt, U.; Mühlbacher, H.: Wärmeerzeuger für die Raumheizung und Warmwasserbereitung - Verbundprojekt ISOTEG: Innovative Systeme und optimierte Techniken zur energetischen Gebäudesanierung. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2002
- FFE-06 12** Steck, Michael; Habermann, Jochen; Pfeifroth, Philipp; Buber, Tim: DEA: Verbund dezentraler Erzeugungsanlagen - Projekt im Verbund "Eneff:Stadt - Chancen und Risiken von KWK im politischen Umfeld". München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2012
- FFE-07 14** Samweber, Florian; Nobis, Philipp; Gallet, Marc: Den eigenen PV-Strom tanken - Ladesteuerung zur Erhöhung des Photovoltaik-Eigenverbrauchs (Teil 1) in: BWK Ausgabe 01/2013, S. 66-69. Düsseldorf: Springer VDI Verlag, 2014
- FFE-08 14** Samweber, Florian; Nobis, Philipp; Gallet, Marc: Den eigenen PV-Strom tanken - Ladesteuerung zur Erhöhung des Photovoltaik-Eigenverbrauchs (Teil 2) in: BWK Ausgabe 03/2014, S. 46-49. Düsseldorf: Springer VDI Verlag, 2014
- FFE-09 13** Buber, Tim; Gruber, Anna; von Roon, Serafin; Hüneke, Marie; Klobasa, Marian; Angerer, Gerhard; Schleich, Joachim; Friedrichsen, Nele; Lüllmann, Arne: Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland. Berlin: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) 2013
- FFE-09 14** Fischhaber, Sebastian; Janssen, Reinhard; Pellingner, Christoph; Jacob, Sebastian: Hausspeichersysteme im Vergleich in: ew – Magazin für die Energiewirtschaft, Ausgabe 02/2014, Frankfurt: EW Medien und Kongresse GmbH, 2014

- FFE-10 14** Gruber, Anna; Biedermann, Franziska; von Roon, Serafin: The Merit Order of Demand Response in Industry in: Vortrag und Paper beim 9. ENERDAY - Conference on energy economics and technology in Dresden. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2014
- FFE-11 06** Hauptmann, F.: Entwicklung des elektrischen Lastverhaltens im Sektor Haushalte. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2006
- FFE-11 13** Eller, Sebastian; Carr, Luis: Flexibilisierung der Laufwasserkraftwerke in Bayern - Potenzialabschätzung der flexibel einsetzbaren Leistung in Laufwasserkraftwerken in Bayern. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2013
- FFE-12 00** Angloher, Johannes; Dreier, Thomas: Techniken und Systeme zur Wasserstoffbereitstellung. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2000
- FFE-12 14** Martin, Andreas: Charakteristische Merkmale der Elektrofahrzeugflotte in Deutschland bis 2030 hinsichtlich des Sekundärnutzungspotenzials - Bachelorarbeit an der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. München: Hochschule München, 2014
- FFE-15 12** Mezger, Tomas; Rasilier, Thomas: Energiewirtschaftliche Betrachtung von Lademodellen für Elektroautos - Zwischenbericht zum Projekt KW21 BY 2E - Einsatzmöglichkeiten von Elektroautos zum Lastmanagement. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2012
- FFE-17 13** Carr, Luis; Pellingner, Christoph; von Roon, Serafin: Pumpspeicherkraftwerke in der Energiewende in: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen 63. Jg. (2013) Heft 9. Essen: ETV Energieverlag GmbH, 2013
- FFE-18 12** Staudacher, Thomas; Eller, Sebastian: Dezentrale Stromversorgung eines Einfamilienhauses in: BWK Ausgabe 06/2012, S. 38-45. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 2012
- FFE-22 10** Schmid, Tobias; Beer, Michael: Das Regionenmodell - Basis detaillierter Analysen von Energieversorgungskonzepten in: Kraftwerkstechnik - Sichere und nachhaltige Energieversorgung - Band 2 (ISBN 978-3-935317-57-3). Neuruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky, 2010
- FFE-22 11** Mauch, Wolfgang Prof. Dr.-Ing.; Nobis, Philipp Dipl.-Ing.; Pellingner, Christoph Dipl.-Phys.; Staudacher, Thomas Dipl.-Phys.; Hener, Heinrich; Knodt, Janina; Koppelt, Kristoffer; Schwerd, Stephan; Pfrogner, Magnus; Müntz, Christopher; Wimmer, Patrick: eFlott - Wissenschaftliche Analysen zur Elektromobilität. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2011

- FFE-24 09** Beer, Michael; Corradini, Roger; Fieger, Christian; Gobmaier, Thomas; Köll, Lorenz; Podhajsky, Rainer; Steck, Michael; Zotz, Manfred; Karl, Hans-Dieter: Energiezukunft 2050, Teil I - Methodik und IST-Zustand. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2009
- FFE-27 13** Kreuder, Lukas; Gruber, Anna; Von Roon, Serafin: Quantifying the Costs of Demand Response for Industrial Businesses in: 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2013
- FFE-28 13** Kreuder, Lukas: Demand Response in der Industrie: Quantifizierung der Kosten. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Technische Universität München, 2013
- FFE-29 15** Conrad, Jochen; Schmid, Tobias; Pellingner, Christoph: Erzeugung von Fernwärmelastgängen aus Temperaturprofilen in: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen Heft 09/2015. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2015
- FFE-37 10** Mauch, Wolfgang Prof. Dr.-Ing.; Bernhard, Dominik; Habermann, Jochen; Hener, Heinrich; Köll, Lorenz; Rasilier, Thomas; Brunnert, Stefan; Steyer, Maria-Alexandra: Modellregion Elektromobilität München - Szenarien für das Potenzial an Elektrofahrzeugen im Münchner Individualverkehr bis 2030. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FFE), 2010
- FFE-40 10** Schmid, Tobias: EEG-Datenbank in: <http://www.ffe.de/wissenffe/artikel/>. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FFE), 2010
- FFE-40 12** Samweber, Florian; Pfeifroth, Philipp; Gobmaier, Thomas; Rüger, Markus: Funktionaler Stromspeicher mit Haushaltskühlgeräten in: BWK BD. 64 (2012) Nr. 12. Düsseldorf: Springer VDI Verlag, 2012
- FFE-41 14** von Roon, Serafin; Hinterstocker, Michael; Eberl, Benedikt: Entwicklung der Erlösmöglichkeiten für Flexibilität auf dem Strommarkt. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2014
- FFE-42 10** von Roon, Serafin; Gobmaier, Thomas: Demand Response in der Industrie - Status und Potenziale in Deutschland. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FFE), 2010
- FFE-71 13** Gruber, Anna; Von Roon, Serafin; Buber, Tim; Gobmaier, Thomas: Lastflexibilisierungspotenziale industrieller Querschnittstechnologien unter Berücksichtigung zunehmender Energieeffizienz - Entwicklungen des Energiebedarfs im Industriebereich in: Vortrag bei der IEWT 2013 in Wien. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2013
- FFE-75 11** Bernhard, Dominik; Fieger, Christian; von Roon, Serafin: Hybride Heizsysteme mit nicht leitungsgebundenen Energieträgern und Strom. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2011

- FFE-82 12** Peraus, Sebastian: Auswirkungen von Energieeffizienzmaßnahmen auf das Lastflexibilisierungspotenzial. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik (IfE), TU München, 2012
- FFE-83 12** Lernende Energieeffizienz-Netzwerke (LEEN): München-Oberbayern, Südbayern, Vorarlberg, Chiemgau-Rupertiwinkel - laufende Projekte. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2012
- FOR-01 09** T.J.Miller: Electrical Energy Storage for Vehicles: Targets and Metrics. : Ford, 2009
- FTW-01 05** Vacirca, F.; Ricciato, F.; Pilz, R.: Large-Scale RTT Measurements from an Operational UMTS/GPRS Network. Wien: Forschungszentrum Telekommunikation Wien (FTW), 2005
- FUE-01 97** Möhring-Hüser, Werner; Pilhar, Rita; Morovic, Tihomir: Kostenorientierte Strompreisbildung - Entwicklung und Test eines lastabhängigen Echtzeit-Tarifs in Eckernförde. Kiel: Forschungsgesellschaft für umweltschonende Energieumwandlung und -nutzung mbH, 1997
- FVS-01 04** Schnurnberger, Werner; Janßen, Holger; Wittstadt, Ursula: Wasserspaltung mit Strom und Wärme in: FVS Themen 2004. Berlin: Forschungsverbund Sonnenenergie, 2004
- FZJ-01 12** Linsen, J.; Schulz, A.; Mischinger, S.; Maas, H.; Günther, C.; Weinmann, O.; Abbasi, E.; Bickert, S.; Danzer, M.; Hennings, W.; Lindwedel, E.; Marker, S.; Schindler, V.; Schmidt, A.; Schmitz, P.; Schott, B.; Strunz, K.; Waldowski, W.: Netzintegration von Fahrzeugen mit elektrifizierten Antriebssystemen in bestehende und zukünftige Energieversorgungsstrukturen - Advances in Systems Analyses 1 in: Energie & Umwelt / Energy & Environment. Jülich: Forschungszentrum Jülich GmbH Zentralbibliothek, Verlag, 2012
- FZJ-01 13** IEK-3 Report 2013 - Langlebige Elektrochemische Verfahrenstechnik in: Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Energie & Umwelt, Band 172. Jülich: Forschungszentrum Jülich GmbH, 2013
- GE-01 13** GE Power & Water: PowerXpand - fact sheet - Delivering Rapid Power Solutions in: <http://www.ge-energy.com>. Fairfield, 2013
- GPP-01 13** Gravity Power GmbH: Gravity Power Pumpspeicher - unterirdisch - umweltschonend - effizient. Hofheim am Taunus: Gravity Power GmbH, 2013
- GWF-01 11** Bajohr, Siegfried; Götz, Manuel; Graf, Frank; Ortloff, Felix: Speicherung von regenerativ erzeugter elektrischer Energie in der Erdgasinfrastruktur in: gfw-Gas|Erdgas. München: Oldenbourg Industrieverlag GmbH, 2011
- HABL-01 12** Flauger, Jürgen: Mit dem Skilift zur Energiewende. Düsseldorf: Handelsblatt GmbH, 2012

- HAP-01 10** Walti, Nicholas O.; Rauh, Matthias; Schildknecht, Benno: Smart-Metering-Studie 2010 - Eine Marktanalyse für den deutschsprachigen Raum. Zürich: Horváth & Partner AG, 2010
- HEA-01 09** Kämper, Hartmut: Stromabsatz an Speicherheizungskunden sinkt auch im Jahr 2008 in: HEA Impulse Ausgabe 1/2009. Berlin: HEA - Fachgemeinschaft für effiziente Energieanwendung e.V., 2009
- HEA-01 13** Oberascher, Claudia: Stromverbrauch und Stromverwendung der privaten Haushalte in Deutschland in: http://www.hea.de/akademie/downloads/1301_Energieverbrauch_und_Energieverwendung_im_Haushalt.pdf. Berlin: HEA - Fachgemeinschaft für effiziente Energieanwendung e.V., 2013
- HND-01 13** Historische Abflussdaten in: <http://www.hnd.bayern.de/>. Augsburg: Hochwassernachrichtendienst Bayern, 2013
- HYV-01 11** Graf, Frank; Bajohr, Siegfried; Götz, Manuel: Methanherstellung aus grünem H₂ und CO₂ in: HZwei 04|11, S. 26-27. Oberkrämer: Hydrogeit Verlag, 2011
- IAF-01 11** Papendick, Katharina; Brennecke, Ulrich; Juan Sebastián Sánchez Márques; Deml, Barbara: Nutzerverhalten beim Laden von Elektrofahrzeugen. Institut für Arbeitswissenschaft, Fabrikautomatisierung und Fabrikbetrieb, Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, 2011
- IEE-01 05** Energiewirtschaftliche und ökonomische Bewertung potenzieller Auswirkungen der Umsetzung der EU-Wasserrahmenrichtlinie auf die Wasserkraft. Graz: Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz, 2005
- IEEE-01 12** Ursúa, Alfredo; Gandía, Luis M.; Sanchis, Pablo: Hydrogen Production From Water Electrolysis: Current Status and Future Trends in: Proceedings of the IEEE, Vol. 100, No. 2. New York: IEEE, 2012
- IEEE-01 13** Slocum, Alexander; Fennell, Gregory; DüNDAR, Gökhan; Hodder, Brian; Meredith, James; Sager, Monique: Ocean Renewable Energy Storage (ORES) System: Analysis of an Undersea Energy Storage Concept in: Proceedings of the IEEE Vol. 101, No. 4. New York, NY, USA: Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), 2013
- IEEE-02 08** Shively, Dustin; Gardner, John; Haynes, Todd; Ferguson, James: Energy Storage Methods for Renewable Energy Integration and Grid Support in: IEEE Energy 2030 Conference. Atlanta, GA, USA: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2008
- IEEE-02 09** Saber, Ahmed Yousuf; Venayagamoorthy, Ganesh Kumar: Unit Commitment with Vehicle-to-Grid using Particle Swarm Optimization in: IEEE Bucharest Power Tech Conference. Bucharest: IEEE, 2009
- IEEE-02 12** Lim, Saniel; Mazzoleni, Andre; Park, Joong-kyoo: Conceptual design of ocean compressed air energy storage system. Raleigh, North Carolina: IEEE, 2012

- IEEE-03 12** Knischourek, Eva; Mühlbauer, Klaus; Gerling, Dieter: Power Losses Reduction in an Electric Traction Drive at Partial Load Operation. New York, USA: IEEE, 2012
- IEEE-04 11** Han, Sekyung; Han, Soohee; Sezaki, Kaoru: Estimation of Achievable Power Capacity From Plug-in Electric Vehicles for V2G Frequency Regulation: Case Studies for Market Participation in: IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 2, No. 4. New York: IEEE, 2011
- IEKP-01 07** Das Integrierte Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung - IEKP. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2007
- IEMB-01 06** Lebensdauer von Bauteilen und Bauteilschichten - Tragkonstruktion, Nichttragenden Konstruktion, Installationen und betriebstechnische Anlagen, Außenanlagen. Berlin: Institut für Erhaltung und Modernisierung von Bauwerken e.V. (IEMB), 2006
- IER-01 13** Blesl, Markus; Fahl, Ulrich: Druckluftspeicherkraftwerke - Input des IER Stuttgart zum Forschungsverbund „Systemanalyse Energiespeicher“. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, 2013
- IER-01 14** Telsnig, Thomas: Thermische Speicher - Input des IER Stuttgart zum Forschungsverbund „Systemanalyse Energiespeicher“. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, 2014
- IER-05 08** Ellersdorfer, Ingo; Hundt, Matthias; Sun, Ninghong; Voß, Alfred: Preisbildungsanalyse des deutschen Elektrizitätsmarktes. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, 2008
- IEWT-01 15** Furtlehner, Michael: Power to Gas in Österreich aus rechtlicher Sicht in: 9 . Internationale Energiewirtschaftstagung Wien (IEWT). Linz: Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz, 2015
- IFEU-01 11** Hinrich, Helms; Jöhrens, Julius; Hanusch, Jan; Höpfner, Ulrich; Lambrecht, Udo; Pehnt, Martin: Umweltbilanzen Elektromobilität. Heidelberg: ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, 2011
- IIT-01 10** Strese, Hartmut; Seidel, Uwe; Knappe, Thorsten; Botthof, Alfons: Smart Home in Deutschland - Untersuchung im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung zum Programm Next Generation (NGM) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Berlin: Institut für Innovation und Technik in der VDI/VDE-IT, 2010
- IMFB-01 12** Günterberg, Brigitte: Unternehmensgrößenstatistik - Unternehmen, Umsatz und sozialversicherungspflichtige Beschäftigte 2004 bis 2009 in Deutschland, Ergebnisse des Unternehmensregisters (URS 95). Bonn: Institut für Mittelstandsforschung Bonn, 2012

- INESC-01 10** Bessa, Ricardo J.; Matos, Manuel A.: The role of an Aggregator Agent for EV in the Electricity Market in: 7th Mediterranean Conference and Exhibition on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion. Agia Napa: University of Porto, 2010
- INFAS-01 10** Follmer, Robert; Gruschwitz, Dana; Jesske, Birgit; Quandt, Sylvia; Lenz, Barbara; Nobis, Claudia; Köhler, Katja; Mehlin, Markus: Mobilität in Deutschland 2008 - Struktur – Aufkommen – Emissionen – Trends. Bonn: infas Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH, 2010
- IRES-01 07** Sauer, Dirk Uwe; Kowal, Julia: Detailed cost calculations for stationary battery storage systems. Bonn: Second International Renewable Energy Storage Conference (IRES II), 2007
- ISE-02 11** Miara, Marek; Günther, Danny; Kramer, Thomas; Oltersdorf, Thore; Wapler, Jeannette: Wärmepumpen Effizienz - Messtechnische Untersuchung von Wärmepumpenanlagen zur Analyse und Bewertung der Effizienz im realen Betrieb. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), 2011
- ISE-02 12** Smolinka, Tom: Water Electrolysis for Hydrogen Production from Renewable Energies. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), 2012
- ISE-03 11** Sonne effizient in den Tank packen - Fraunhofer ISE entwickelt Ladegerät für Elektrofahrzeuge mit 97% Wirkungsgrad. Erlangen: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), 2011
- ISEA-01 11** Sauer, Uwe; Leuthold, Matthias; Magnor, Dirk; Lunz, Benedikt: Dezentrale Energiespeicherung zur Steigerung des Eigenverbrauchs bei netzgekoppelten PV-Anlagen. Aachen: RWTH Aachen, Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA), 2011
- ISI-01 10** Wietschel, Martin; Bünger, Ulrich: Vergleich von Strom und Wasserstoff als CO₂-freie Endenergieträger - Endbericht. Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), 2010
- ISI-01 13** Michaelis, Julia; Junker, Julian; Wietschel, Martin: Eine Bewertung der Regelenergievermarktung im Power-to-Gas-Konzept in: Zeitschrift für Energiewirtschaft 37: 161-175. Wiesbaden: Springer Fachmedien, 2013
- ISI-02 12** Beier, Carsten : Herausforderungen in der kommunalen Energieversorgung - Vortrag im Rahmen des Statusseminars Dezentrale Energiesysteme am 16./17. April 2012 in Erfurt. München: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), 2012
- ISI-03 09** Wille-Haussmann, Bernhard; Erge, Thomas; Klobasa, Marian: Integration von Windenergie in ein zukünftiges Energiesystem unterstützt durch Lastmanagement. Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), 2009

- ISI-03 12** Peters, Anja; Sonnberger, Marco; Dütschke, Elisabeth; Deuschle, Jürgen: Theoretical perspective on rebound effects from a social point of view - Working Paper to prepare empirical psychological and sociological studies in the REBOUND project. Karlsruhe: Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research (Fraunhofer ISI), 2012
- ISI-03 13** Rohde, Clemens: Erstellung von Anwendungsbilanzen für das Jahr 2012 für das verarbeitende Gewerbe mit Aktualisierungen für die Jahre 2009-2011. Karlsruhe: Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), 2013
- ISI-06 11** Schlomann, Barbara; Jochem, Eberhard Prof. Dr.; Andrés Toro, Felipe; Hassan, Ali Prof. Dr.-Ing.: Möglichkeiten, Potenziale, Hemmnisse und Instrumente zur Senkung des Energieverbrauchs und der CO₂-Emissionen von industriellen Branchentechnologien durch Prozessoptimierung und Einführung neuer Verfahrenstechniken - Forschungs- und Entwicklungsvorhaben FKZ 3709 46 130. Berlin: Umweltbundesamt (UBA), 2011
- ISI-08 12** Thielmann, Alex; Sauer, Andreas; Isenmann, Ralf; Wietschel, Martin: Technologie-Roadmap Energiespeicher für die Elektromobilität 2030. Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (ISI), 2012
- ISI-09 12** Technologie-Roadmap Energiespeicher für die Elektromobilität 2030. Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), 2012
- ISOE-01 11** Zimmer, Wiebke Dr.; Buchert, Matthias Dr.; Dittrich, Stefanie; Hacker, Florian; Harthan, Ralf; Hermann, Hauke; Jenseit, Wolfgang Dr.; Kasten, Peter; Loreck, Charlotte; Götz, Konrad Dr.; Sunderer, Georg; Birzle-Harder, Barbara; Deffner, Jutta Dr.: OPTUM: Optimierung der Umweltentlastungspotenziale von Elektrofahrzeugen - Integrierte Betrachtung von Fahrzeugnutzung und Energiewirtschaft. Berlin: Institut für sozial-ökologische Forschung (ISOE), 2011
- IVG-01 13** Kavernen-Informationszentrum Etzel. Friedeburg: IVG Immobilien AG, 2013
- IWES-01 09** Speckmann, Markus: RegModHarz in: Vortragsreihe Energie und Klimaschutz, Hannover. Kassel: Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), 2009
- IWES-06 09** Sterner, Dr.-Ing. Michael: Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems - Limiting global warming by transforming energy systems. Kassel: Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), 2009
- IWS-01 09** Wieprecht, Silke; Fink, Thomas: Untersuchung der großen Laufwasserkraft in Deutschland im Hinblick auf eine mögliche Bereitstellung von Regelleistung bzw. Regelenergie bei spontanem Rückgang der Windenergieeinspeisung - Technischer Bericht 08/2009. Stuttgart: Institut für Wasserbau (IWS), Universität Stuttgart, 2009

- IWS-02 09** Giesecke, Jürgen; Mosonyi, Emil: Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb, 5., aktualisierte und erweiterte Auflage. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 2009
- IWU-01 12** Gradtageszahlen/ Klimadaten deutscher Stationen - Gradtagszahlen in: www.iwu.de. Darmstadt: Institut Wohnen und Umwelt GmbH (IWU), 2012
- IZT-01 11** Siegfrid, Behrendt: Smart Metering: Potenziale für Energieeinsparung in Haushalten durch intelligente Zähler-, Kommunikations- und Tarifsysteme in: Jahrestagung Wissenschaftsforum Green IT. Berlin: Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung (IZT), 2011
- JOS-02 13** Jossen, Andreas: Vorlesungsfolie der Batteriespeichersysteme Teil 8-Bleibatterien I. München: Lehrstuhl für Elektrische Energiespeichertechnik (EES) der TU München, 2013
- JOS-03 13** Jossen, Andreas: Vorlesungsfolie der Batteriespeichersysteme Teil 9-Lithiumbatterien II. München: Lehrstuhl für Elektrische Energiespeichertechnik (EES) der TU München, 2013
- JPS-01 03** Spier, B.; Gutmann, G.: 42-V battery requirements – lead-acid at its limits in: Journal of Power Sources (JPS) Vol. 116, S.99-104, 2003
- JPS-02 98** Dustmann, Cord-H.: ZEBRA battery meets USABC goals in: Journal of Power Sources (JPS) Vol. 72, S.27-31, 1998
- JPS-03 04** Dustmann, Cord-H.: Advances in ZEBRA batteries in: Journal of Power Sources (JPS) Vol. 127, S.85-92, 2004
- JRC-01 12** Garcia, Nicolas Pardo; Vatopoulos, Kostantinos; Riekkola, Anna Krook; Lopez, Alicia Perez; Olsen, Lars: JRC Scientific and Policy Reports - Best available technologies for the heat and cooling market in the European Union. Petten, Niederlande: Joint Research Center (JRC), 2012
- KBA-01 13** Fahrzeugzulassungen (FZ) - Bestand an Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen. Flensburg: Kraftfahrt-Bundesamt, 2013
- KBA-02 13** Methodische Erläuterungen zu Statistiken über Fahrzeugzulassungen in: http://www.kba.de/nn_268962/DE/Statistik/Fahrzeuge/fz_methodische_erlaeueterungen_201101_pdf,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/fz_methodische_erlaeueterungen_201101_pdf.pdf. Flensburg: Kraftfahrt-Bundesamt, 2013
- KBA-03 12** Fahrzeugzulassungen (FZ)- Neuzulassungen von Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen: Kraftfahrt-Bundesamt, 2012
- KBB-01 01** Crotagino, Fritz; Mohmeyer, Klaus-Uwe; Scharf, Roland: Huntorf CAES - More than 20 Years of Successful Operation. Orlando Florida: Spring 2001 Meeting, 2001
- KIT-01 13** Mültin, Marc: Status quo der Elektromobilität in: Neue Mobilität. Berlin: Bundesverband eMobilität e.V., 2013
- KIT-01 15** Babrowski, Sonja: Bedarf und Verteilung elektrischer Tagesspeicher im zukünftigen deutschen Energiesystem. Karlsruhe: Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2015

- KIT-03 11** Köppel, Wolfgang; Buchholz, Dominic; Götz, Manuel; Kussin, Peter; Wonneberger, Anna-Maria: Bewertung der Energieversorgung mit leitungsgebundenen gasförmigen Brennstoffen im Vergleich zu anderen Energieträgern (Teilprojekt I) - G 5/04/09-TP1-A. Karlsruhe: DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT), 2011
- KOMM-01 11** Krammer, Alois: Standardlastprofile KommEnergie GmbH in: <http://www.kommenergie.de/unser-netz/standardlastprofil/standardlastprofile-slp.html>. Eichenau: KommEnergie GmbH, 2011
- KON-01 08** Konstantin, Panos: Praxisbuch Energiewirtschaft - Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. Stuttgart: Springer-Verlag, 2008
- KOP-01 10** Koppenfels, von, Ulrich: Mehr Wettbewerb durch wirksame Entflechtung der Strom- und Gasversorgungsnetze. - Das dritte Liberalisierungspaket zum Energiebinnenmarkt der Europäischen Union. in: Energiewirtschaft in Europa. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag; Hg. Dratwa, Ebers, Pohl, Spiegel, Strauch, 2010
- KRE-01 13** Kreusel, Jochen: Die Wechselwirkungen zwischen Smart Markets und Smart Grids in: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen 63. Jg. (2013) Heft 11. Essen: etv Energieverlag GmbH, 2013
- KSEV-01 09** Köhler-Schute, Christiana: Smart Metering - Technologische, wirtschaftliche und juristische Aspekte des Smart Metering. Berlin: KS-Energy-Verlag, 2009
- KWKG-01 12** Gesetz zur Änderung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes. Bonn: Bundesregierung Deutschland, 2012
- LBD-01 12** Indikative Wirtschaftlichkeitsbewertung und Beurteilung des Konzepts für das geplante Innovationskraftwerk in Wedel. Berlin: LBD-Beratungsgesellschaft mbH, 2012
- LBEG-01 12** Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2011. Hannover: Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG), 2012
- LBEG-01 13** Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2012. Hannover: Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG), 2013
- LEOE-01 13** Kernan, Aedan: Storing Energy on rail tracks in: <http://www.leonardo-energy.org/storing-energy-rail-tracks>. Hemel Hempstead, UK: Leonardo Energy, 2013
- LIN-01 08** Rechnen Sie mit Wasserstoff - Die Datentabelle. Wien: Linde Gas GmbH, Anwendungstechnisches Zentrum, 2008
- MID-01 10** Mobilität in Deutschland, Nutzerhandbuch. Institut für angewandte Sozialwissenschaften GmbH, Bonn; Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. Institut für Verkehrsforschung, Berlin; Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, 2010

- MID-02 10** Mobilität in Deutschland, Methodenbericht. Institut für angewandte Sozialwissenschaften GmbH, Bonn; Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. Institut für Verkehrsforschung, Berlin; Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, 2010
- MIT-01 08** A. Bandivadekar; K. Bodek; L. Cheah; C. Evans; T. Groode; J. Heywood; E. Kasseris; M. Kromer; M. Weiss: On the Road in 2035: Reducing Transportation's Petroleum Consumption and GHG Emissions. Cambridge: , 2008
- MRN-01 13** TWL investiert 1,5 Millionen in Power-to-Heat-Anlage in: <http://www.mrn-news.de/>. Ludwigshafen: MRN-News GmbH & Co. KG, 2013
- MSI-01 10** Brehme, Julia: Privatisierung und Regulierung der öffentlichen Wasserversorgung - Recht der Nachhaltigen Entwicklung 4. Tübingen: Mohr Siebeck, 2010
- NEDO-01 11** Wakabayashi, Setsuko: Recent Activities and Topics on Battery Technology in Japan. Paris: New Energy and Industrial Technology Development Organisation Europe, 2011
- NETL-01 08** Apt, Jay; Newcomer, Adam; Lave, Lester B.; Douglas, Stratford; Dunn, Leslie Morris: An Engineering-Economic Analysis of Syngas Storage. Morgantown: National Energy Technology Laboratory (NETL), 2008
- NOW-01 11** Smolinka, Tom; Günther, Martin; Garcke, Jürgen: Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien. Berlin: Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW), 2011
- NPE-01 11** Zweiter Bericht der Nationalen Plattform Elektromobilität. Berlin: Gemeinsame Geschäftsstelle Elektromobilität der Bundesregierung (GGEMO), 2011
- NSL-01 13** Wenzel, Stefan: Unterirdisches Pumpspeicherkraftwerk im Harz - Drucksache 17/142 in: Niedersächsisches Landtagsdokumentationssystem. Hannover: Niedersächsischer Landtag, 2013
- PAR-01 14** PARAT: High Voltage Electrode Boiler in: <http://parat.no/en/>. Flekkefjord, Norwegen: PARAT Halvorsen AS, 2014
- PDH-01 11** Layton, Lee: Compressed Air Energy Storage. Houston, Texas USA: PDHengineer, 2011
- PHOTON-06 13** Photon (Ausgabe 06/2013). Aachen: PHOTON Publishing GmbH, 2013
- PHOTON-08 11** Photon - Ausgabe 08/2011. Aachen: Photon Europe GmbH, 2011
- PHOTON-08 12** Photon (Ausgabe 08/2012). Aachen: Photon Europe GmbH, 2012
- PHOTON-13 13** Siemer, Jochen: Förderung mit Auflagen - Wer das Förderprogramm für Solarspeicher in Anspruch nimmt, muss einiges bedenken in: Photon Juni 2013. Aachen: Photon Europe GmbH, 2013

- POMA-01 13** Peltier, Robert: Let Gravity Store the Energy in: <http://www.powermag.com/let-gravity-store-the-energy/?printmode=1>. Houston, TX, USA: POWER Magazine, 2013
- PTB-01 11** Thiel, Florian: Smart Meter: Vergleichende Studie zu Verbrauchsabrechnungsverfahren. Berlin: Physikalisch Technische Bundesanstalt, 2011
- PWC-01 10** Haider, Bernhard; Smole, Erwin: Studie zur Analyse der Kosten - Nutzen einer österreichweiten Einführung von Smart Metering. Wien: PriceWaterhouseCoopers, 2010
- PWC-01 11** Mussaeus, Peter; Banschbach, Claus: Eckpunktepapier EnWG - Ein Kurzstatement von PwC. München: PriceWaterhouseCoopers, 2011
- RSER-01 12** Diaz-Gonzalez, Francisco; Sumper, Andreas; Gomis-Bellmunt, Oriol; Villafafila-Robles, Roberto: A review of energy storage technologies for wind power applications in: Renewable and Sustainable Energy Reviews (RSER) Vol. 16, S.2154-2171, 2012
- RSER-02 13** Poullikkas, Andreas: A comparative overview of large-scale battery systems in: Renewable and Sustainable Energy Reviews (RSER) Vol. 27, S.778-788, 2013
- RWE-01 13** RWE Homepower Mikro-KWK. Dortmund: RWE Effizienz GmbH, 2013
- RWE-02 12** Rummeni, Jörg: RWE Windheizung - Die Energiewende braucht auch dezentrale kleine Energiespeicher in: IQPC Konferenz Berlin, 14./15.11.2012, "Zukunftsperspektiven für den Regelenergiemarkt Strom 2012". Berlin: RWE Effizienz GmbH, 2012
- RWE-02 13** Heinen, Jörg: Informationen zum Feldtest von KWK-Anlagen mit Heizstab - Email von Jörg Heinen am 25.04.2013. Essen: RWE AG, 2013
- RWE-03 12** Moser, Peter: Druckluftspeicher in: Technik-Dialog 2012 der Bundesnetzagentur "Speichertechnologien". Bonn: RWE AG, 2012
- RWE-03 13** Rummeni, Jörg: Innovation - RWE Windheizung in: <http://www.rwe.com/web/cms/de/1136046/rwe/innovation/projekte-technologien/energieanwendung/windheizung/> (Abrufdatum: 30.06.2013). Essen: RWE AG, 2013
- RWTH-01 12** Szenarien für eine langfristige Netzentwicklung - Schlussbericht. Aachen: Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule (RWTH) Aachen, Institut für Hochspannungstechnik (IFHT), 2012
- RWTH-02 13** http://www.isea.rwth-aachen.de/en/energy_storage_systems_technology_high_temperature_batteries/ aufgerufen am 01.10.2013. Aachen: Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe der RWTH Aachen, 2013
- RWTH-02 15** Speichermonitoring - Website des Registrierungsportals für das Förderprogramm für dezentrale und stationäre Batteriespeichersysteme in: <http://www.speichermonitoring.de/> abgerufen am 14.10.2015. Aachen: RWTH Aachen, 2015

- SALZAG-01 11** Wärmespeicher Heizkraftwerk Nord - Sichere Wärmeversorgung für eine saubere Umwelt in: www.salzburg-ag.at. Salzburg: Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation, 2011
- SAU-01 10** Sauer, Dirk Uwe: Ragone Plott in: Strukturstudie BWe mobil: Baden-Württemberg auf dem Weg in die Elektromobilität, S. 9. Stuttgart: Wirtschaftsministerium Baden Württemberg, 2010
- SHE-01 09** Shell PKW-Szenarien bis 2030 - Fakten, Trends und Handlungsoptionen für nachhaltige Auto-Mobilität. Hamburg: Shell Deutschland Oil GmbH, 2009
- SHE-01 13** Adolf, Jörg; Schabla, Uwe; Lücke, Andreas et al.: Shell BDH Hauswärme-Studie: Klimaschutz im Wohnungssektor - Wie heizen wir morgen? - Fakten, Trends und Perspektiven für Heizungstechniken bis 2030. Köln: Bundesindustrieverband Deutschland Haus-, Energie- und Umwelttechnik e. V. (BDH), 2013
- SIE-03 11** Balling, Lothar: Über 60 Prozent - bahnbrechender Wirkungsgrad der Siemens H-Klasse gepaart mit Flexibilität auf Weltklasseniveau in: <http://www.siemens.com>. München: Siemens AG, 2011
- SIM-01 05** A.G.Simpson: Modelling of Energy Consumption in Road Vehicles. Queensland: University of Queensland, 2005
- SNEVO-01 11** Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012, SNE VO 2012 - Bundesgesetzblatt für die Republik Österreich. Wien: Republik Österreich, 2011
- SPVG-01 05** Krcmar, Helmut: Informationsmanagement. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 2005
- STATAT-01 11** Bittermann, Wolfgang; Gollner, Manfred: Modellierung des Stromverbrauchs in den privaten Haushalten Österreichs nach unterschiedlichen Verwendungszwecken. Wien: Statistik Austria, 2011
- STATAT-03 14** Gesamtenergiebilanz Österreich (1970 bis 2013). Wien: Statistik Austria, 2014
- STATAT-04 13** KFZ-Bestand 2013. Wien: Statistik Austria, 2013
- STROMNEV-01 13** Verordnung zur Änderung von Verordnungen auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts. Berlin: Bundesregierung Deutschland, 2013
- STWD-01 12** Müller, André: Heizen mit Strom - Einschätzung der Entwicklung aus Sicht der Stadtwerke Düsseldorf. Düsseldorf: Stadtwerke Düsseldorf, 2012
- STWROS-02 05** Stadtwerke Rosenheim: Wärmespeicher für mehr Unabhängigkeit - Fernwärme kann jetzt "zwischenlagert" werden in: Power Bladl, Kundenzeitschrift Nr. 11, S. 6. Rosenheim: Stadtwerke Rosenheim, 2005
- SWFL-01 12** Hartmann, Claus: Flexibilisierung und strommarktorientierte Einsatzplanung des Heizkraftwerks Flensburg in: ver.di-Forum. Flensburg: Stadtwerke Flensburg GmbH, 2012

- SWFL-02 12** Holdensen, Peer: Halle für Flensburgs "Stromheizung" termingerech fertig - Stadtwerke Flensburg feiern Richtfest in: [http://www.stadtwerke-flensburg.de/home/unternehmen/presse/pressemeldungen/detailansicht/article/halle-fuer-flensburgs-stromheizung-termingerech-fertig-stadtwerke-flensburg-feiern-richtfest.html?tx_ttnews\[backPid\]=743&cHash=b3d0f847f9](http://www.stadtwerke-flensburg.de/home/unternehmen/presse/pressemeldungen/detailansicht/article/halle-fuer-flensburgs-stromheizung-termingerech-fertig-stadtwerke-flensburg-feiern-richtfest.html?tx_ttnews[backPid]=743&cHash=b3d0f847f9). Flensburg: Stadtwerke Flensburg GmbH, 2012
- SWL-01 13** Erste Bilanz bei Power to Heat in: <http://www.stadt-und-werk.de/>. Tübingen: K21 media AG, 2013
- SWTT-01 13** Lastprofilverfahren der SWT Stadtwerke Trier Versorgungs-GmbH - Bilanzierung von Entnahmestellen ohne registrierende Lastgangmessung im synthetischen Lastprofilverfahren in: <http://www.swt.de/swt/Integrale?SID=CRAWLER&ACTION=ViewPageView&MODULE=Frontend&PageView.PK=5&Document.PK=3433> (Abrufdatum: 26.06.2013). Trier: SWT-AöR, 2013
- TM-01 10** Bauer, Michael; Sigle, Martin; Dostert, Klaus: Evaluation von PLC-Übertragungssystemen für Smart Metering in: tm - Technisches Messen. Berlin: Oldenbourg Wissenschaftsverlag GmbH, 2010
- TRIA-01 13** Keine Investition am Rursee. Aachen: Trianel GmbH, 2013
- TUC-02 13** Weyer, Hartmut: Entflechtungsvorgaben für den Betrieb von Stromspeichern in: Workshop des Instituts für Energie- und Regulierungsrecht Berlin, 2. Juli 2013. Clausthal: TU Clausthal, 2013
- TUD-03 12** von Scheven, Alexander; Hartkopf, Thomas; Prella, Martin: Lastmanagementpotenziale der stromintensiven Industrie zur Maximierung des Anteils regenerativer Energien im bezogenen Strommix. Darmstadt: Technische Universität Darmstadt - Fachgebiet Elektrische Energieversorgung unter Einsatz erneuerbarer Energien (TUD), 2012
- TUGR-01 10** Wall, Johannes: Pumpspeicherkraftwerke - Im Spannungsfeld zwischen der europäischen Wasserrahmenrichtlinie und der Liberalisierung des Strommarktes. Graz, Österreich: Technische Universität Graz, Fakultät für Bauingenieurwissenschaften, 2010
- TUI-01 13** Westermann, Dirk; Döring, Nicola; Bretschneider, Peter: Smart Metering. Zwischen technischer Herausforderung und gesellschaftlicher Akzeptanz - Interdisziplinärer Status Quo - Ilmenauer Beiträge zur elektrischen Energiesystem-, Geräte- und Anlagentechnik. Ilmenau: Universitätsverlag Ilmenau, 2013
- TUM-03 12** Wagner, Ulrich; Hamacher, Thomas: Integration und Bewertung erzeuger- und verbraucherseitiger Energiespeicher - KW21 – Kraftwerke des 21. Jahrhunderts, Arbeitskreis Energiewirtschaft – Projekt BY 1E. München: Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik an der Technischen Universität München (TUM), 2012
- TUW-01 13** Mauschwitz, Gerd: Emissionen aus Anlagen der österreichischen Zementindustrie - Berichtsjahr 2012. Wien: Technische Universität Wien, 2013

- UDE-01 11** Perau, Eugen; Schreiber, Ulrich; Niemann, André; Wagner, H.-J.: Unterflur-Pumpspeicherwerke - Konzepte für regionale Speicher regenerativer Energien. Duisburg: Universität Duisburg-Essen, 2011
- UDE-01 12** Kostka, Beate: Energiespeicher für das Revier - Pressemitteilung der Universität Duisburg-Essen in: <https://www.uni-due.de/de/presse/meldung.php?id=7802>. Duisburg: Universität Duisburg-Essen, 2012
- UINN-01 12** Klar, Robert; Neisch, Valerie; Aufleger, Markus: Bouyant Energy - Dezentrale offshore Stromspeicherung im europäischen Kraftwerkspark in: 12. Symposium Energieinnovation. Innsbruck: Universität Innsbruck, 2012
- UINN-02 12** Neisch, Valerie; Klar, Robert; Aufleger, Markus: Powertower - Hydraulischer Energiespeicher in: 12. Symposium Energieinnovation. Innsbruck: Universität Innsbruck, 2012
- ULCVDP-01 13** Carroll, Steve; Walsh, Chris; Burgess, Mark; Harris, Margaret: The Ultra Low Carbon Vehicle Demonstrator Programme Summary Report. Cenex, Oxford Brookes University, 2013
- ULCVDP-02 11** Carroll, Steve; Walsh, Chris; Burgess, Mark; Harris, Margaret; Everett, Andrew: Initial Findings from the The Ultra Low Carbon Vehicle Demonstrator Programme. Cenex; Oxford Brookes University; Technology Strategy Board, 2011
- ULCVDP-03 11** Burgess, Mark; Harris, Margaret: Behavioural Studies and Electric Vehicles. Oxford Brookes University, 2011
- UMSICHT-01 08** Lohmann, Heiko; Girod, Kai; Urban, Wolfgang: Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz - Ergebnisse der Markterhebung 2007-2008. Oberhausen: Fraunhofer Institut Umwelt-, Sicherheits-, Energietechnik (UMSICHT), 2008
- UMSICHT-01 13** Rundel, Paul; Meyer, Benedikt; Meiller, Martin; Meyer, Inge; Daschner, Robert; Jakuttis, Michael; Franke, Matthias; Binder, Samir; Hornung, Andreas: Speicher für die Energiewende. Sulzbach-Rosenberg: Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT, 2013
- UNIKA-01 05** Stadler, Prof. Dr.-Ing. Ingo: Demand Response - Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Kassel: Universität Kassel, Fachbereich Elektrotechnik, 2005
- UNIVL-01 13** Kondziella, Hendrik; Brod, Kristina; Bruckner, Thomas; Olbert, Sebastian; Mes, Florian: Stromspeicher für die „Energiewende“ – eine akteursbasierte Analyse der zusätzlichen Speicherkosten. Wiesbaden: Springer Fachmedien, 2013
- UOS-01 13** District Heating From Wind - Electrode Boiler Specifications in: <http://www.esru.strath.ac.uk>. Glasgow: University of Strathclyde, 2013
- USDE-01 13** D.Howell, US Battery R&D Progress and Plans. Washington D.C. U.S. Department of Energy, 2013

- UVPG-01 13** Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG). Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2013
- UVPG-02 13** Bundesgesetz über die Prüfung der Umweltverträglichkeit - Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz 2000 – UVP-G 2000. Wien: Bundeskanzleramt Österreich, 2013
- VAP-01 14** Hochspannungs-Elektrokessel in: <http://www.vaptec.ch/elektrokessel/elektrokessel/>. Wallisellen, Schweiz: Vaptec, 2014
- VAT-02 13** Smart verbrauchen – ein wesentlicher Bestandteil unserer Energiezukunft in: <http://corporate.vattenfall.de/de/acdc-energiecontrolling-online.htm>. Berlin: Vattenfall Europe Innovation GmbH, 2013
- VCI-01 06** Die Zukunft der Amalgam-Anlagen in Deutschland. Frankfurt: Verband der Chemischen Industrie e. V., 2006
- VDE-01 09** Schwarz, Jürgen; Kleimeier, Martin: Elektro-Speicherheizung - neue Anwendung statt Verbot in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 59. Jg. (2009) Heft 5. Frankfurt: VDE, 2009
- VDE-01 12** Apel, Rolf: Demand Side Integration - Lastverschiebungspotenziale in Deutschland. Frankfurt am Main: Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE), 2012
- VDE-03 12** Müller, Stine; Wille-Haussmann, Bernhard; Wittwer, Christof: Potenzial von KWK- und Wärmepumpensystemen zum Ausgleich fluktuierender erneuerbarer Energien in Deutschland in: VDE-Kongress 2012 Smart Grid. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), 2012
- VDE-08 10** VDE Positionspapier: Energieinformationsnetze und -systeme - Bestandsaufnahme und Entwicklungstendenzen. Frankfurt am Main: VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., 2010
- VGB-08 08** Klein, Kurt; Nowicki, Peter; Pöhler, Frank; Klein, Joachim: Abschätzung von Revisionszyklen bei PSW infolge modifizierter Betriebsweise in: VGB PowerTech Nr. 9/2008, S. 76-81. Essen: VGB PowerTech e.V., 2008
- VIE-01 12** A comparison of technical and economic prospects of battery electric, hybrid and fuel cell vehicles. : Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, 2012
- VIEWEG-02 12** Trost, Tobias; Horn, Sönke; Jentsch, Mareike; Sterner, Michael: Erneuerbares Methan: Analyse der CO₂-Potenziale für Power-to-Gas Anlagen in Deutschland. Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag, 2012
- VOI-01 13** Pumpspeicherkraftwerke in: <http://www.voith.com/de/produkte-leistungen/wasserkraft/pumpspeicherkraftwerke-551.html>, aufgerufen am 15.10.2013. Heidenheim: Voith GmbH, 2013
- VTV-01 08** Eichlseder, Helmut; Klell, Manfred: Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik - Erzeugung, Speicherung, Anwendung. Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag, 2008

- VUMA-01 13** Verbrauchs- und Medienanalyse, Tabellenband 2013. VuMA Arbeitsgemeinschaft, 2013
- VWVFG-01 13** Verwaltungsverfahrensgesetz (VwVfG). Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2013
- WAWI-01 04** Heimerl, Stephan; Giesecke, Jürgen: Wasserkraftanteil an der elektrischen Stromerzeugung in Deutschland 2003 in: Wasserwirtschaft (WaWi). Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag, 2004
- WAWI-01 12** Albrecht, Jörg-Peter: Pumpspeichertechnologien im Vergleich in: Wasserwirtschaft Ausgabe 07/2012, Seite 29-34. Heidelberg: Springer Vieweg, 2012
- WEM-01 13** Nachtstromspeicherheizung in: <http://dieenergiesuednordens.com/produkte/heizsysteme/infos/nachtspeicherheizung.php> (Abrufdatum: 20.06.2013). Schwerin: WEMAG AG, 2013
- WHG-01 10** Gesetz zur Ordnung des Wasserhaushalts - Wasserhaushaltsgesetz vom 31. Juli 2009 (BGBl. I S. 2585), das durch Artikel 12 des Gesetzes vom 11. August 2010 (BGBl. I S. 1163) geändert worden ist. Berlin: Bundesministerium der Justiz (BMJ), 2010
- WIK-01 08** Stronzik, Marcus; Rammerstorfer, Margarethe; Neumann, Anne: Wettbewerb im Markt für Erdgasspeicher. Bad Honnef: wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste, 2008
- WIL-01 13** Schmidt-Böcking, Horst; Luther, Gerhard; Lay, Christoph; Bard, Jochen: Das Meer-Ei - Speicherung elektrischer Energie am Meeresboden in: Physik unserer Zeit. Weinheim: WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, 2013
- WWU-01 08** Heuterkes, Michael; Janssen, Matthias (Hrsg.): Die Regulierung von Gas- und Strommärkten in Deutschland - Beiträge aus der angewandten Wirtschaftsforschung. Münster: Westfälischen Wilhelms-Universität Münster, 2008
- ZEW-01 09** Biere, David; Dallinger, David; Wietschel, Martin: Ökonomische Analyse der Ersthitzer Elektrofahrzeuge. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe; Zeitschrift für Energiewirtschaft, 2/2009
- ZFK-01 12** Mainzer Heizkraftwerk GmbH plant Wärmespeicher in: <http://www.zfk.de/strom/stromspeicher/artikel/mainzer-heizkraftwerk-gmbh-plant-waermespeicher.html>. Berlin: Zeitung für kommunale Wirtschaft (ZfK), 2012
- ZFK-02 13** Hempel, Rolf: Der Wettbewerb wird den Markt schaffen - Stromspeicher: "Eine Regulierung für Speichieranlagen ist nicht nötig" in: Zeitung für kommunale Wirtschaft (ZfK), Nr. 01/2013. München: Sigillum-Verlag GmbH, 2013
- ZNER-01 12** Lehnert, Wieland; Vollprecht, Jens: Der energierechtliche Rahmen für Stromspeicher - noch kein maßgeschneiderter Anzug in: Zeitschrift für neues Energierecht (ZNER). Bochum: Ponte Press Verlags GmbH, 2012

- ZSW-01 00** Bayer, Michael: Entwicklung alternativer Elektroden und Aktivierungskonzepte für die alkalische Hochleistungselektrolyse. Ulm: Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW), 2000
- ZSW-01 12** Specht, Michael; Zuberbühler, Ulrich: Power-to-Gas (P2G®): Layout, operation and results of the 25 and 250 kWel research plants. Stuttgart: Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW), 2012
- ZSW-02 12** Hartmann, Niklas; Eltrop, Ludger; Bauer, Nikolaus; Salzer, Johannes; Schwarz, Simon; Schmidt, Maike: Stromspeicherpotenziale für Deutschland. Stuttgart: Zentrum für Energieforschung Stuttgart (ZfES), 2012
- ZUR-01 13** Henning, Thomas; Altröck, Martin: Einsatzmöglichkeiten für Energiespeicher in: ZUR Zeitschrift für Umweltrecht. Baden-Baden: Nomos Verlagsgesellschaft mbH & Co. KG, 2013