

CLIMATE CHANGE

19/2015

Potentiale regelbarer Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien

CLIMATE CHANGE 19/2015

Umweltforschungsplan des
Bundesministeriums für Umwelt,
Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit

Forschungskennzahl 3711 97 102
UBA-FB 002178

Potentiale regelbaren Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien

von

Thomas Langrock, Sigg Achner, Christian Jungbluth, Constanze Marambio,
Armin Michels, Paul Weinhard

Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Aachen

Bastian Baumgart, Achim Otto


Trianel GmbH, Aachen

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber:

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
info@umweltbundesamt.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

 /umweltbundesamt.de

 /umweltbundesamt

Durchführung der Studie:

Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH
Alfonsstr. 44
52070 Aachen

Abschlussdatum:

Juni 2015

Redaktion:

Fachgebiet I 2.2 Energiestrategien und -szenarien
Katja Purr, Thomas Klaus

Publikationen als pdf:

<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/potentiale-regelbarer-lasten-in-einem>

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, September 2015

Das diesem Bericht zu Grunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit unter der Forschungskennzahl 3711 97 102 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

1.1.1.4 Kurzbeschreibung

Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien sinken die Anteile der thermischen Kraftwerke an der Stromerzeugung. Bisher haben aber diese Kraftwerke den wesentlichen Beitrag für die Aufrechterhaltung der Systemstabilität, unter anderem durch die Erbringung von Regelleistung erbracht. Um die thermischen Kraftwerke auch in diesem Bereich zu ersetzen, bieten regelbare Lasten neben verschiedenen anderen Optionen wie Stromspeichern große Potenziale.

Daher wurde in diesem Forschungsprojekt untersucht, welchen Beitrag regelbare Lasten für die Regelleistungsbereitstellung erbringen können. Zudem wurde untersucht, welche Flexibilitäten aus regelbaren Lasten am Spotmarkt genutzt werden können. Der Untersuchungsbereich war hierbei auftragsgemäß auf industrielle Lasten von neun ausgewählten Branchen beschränkt, weil diese durch hohe zeitliche Verfügbarkeit und hohe Leistungsaufnahmen gekennzeichnet sind. In einem ersten Schritt wurden internationale Erfahrungen zusammen getragen, wie regelbaren Lasten in Programme zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität eingebunden werden. In einem weiteren Schritt wurde durch eine Befragung der Status Quo der Teilnahme von regelbaren Lasten an den deutschen Regelleistungsmärkten ermittelt. Den Hauptteil des Forschungsprojekts bildet eine weitere Befragung von ausgewählten Industrieunternehmen in insgesamt neun Branchen. Gegenstand der Befragung waren die technischen und soziotechnischen Flexibilitätpotenziale, die wirtschaftlichen Potenziale und die Hemmnisse für deren Erschließung. Die Befragungsergebnisse wurden aufwändig dokumentiert und in einem mehrstufigen Verfahren ausgewertet.

Als Ergebnis der Studie liegen für die neun Branchen sehr detaillierte qualitative und quantitative Informationen über das Flexibilitätpotenzial vor. Ein zentraler Mehrwert der Studie ist die Ermittlung des technischen und soziotechnischen Potenzials¹ in Form von vordefinierten exemplarischen Nutzungsformen. Eine Nutzungsform ist hierbei definiert durch unterschiedliche Anforderungen, zu denen unter anderem die Abrufdauer, die Aktivierungszeit und die Vorlaufzeit gehören. Die vordefinierten Nutzungsformen stehen exemplarisch für die verschiedenen Arten von Regelleistung sowie die Vermarktung am Spotmarkt mit unterschiedlich langen Abrufdauern. Die untersuchten Branchen, die rund 30% des industriellen Stromverbrauchs umfassen, haben erhebliche technische Potentiale. Die soziotechnischen Potenziale, von denen bereits heute ein signifikanter Anteil von den Unternehmen genutzt wird, sind dagegen deutlich geringer. Abschließend werden Politikempfehlungen für die Weiterentwicklung des Marktdesigns gegeben.

¹ Das technische Potenzial ist das technisch mögliche Flexibilitätpotenzial einer regelbaren Last. Es werden weder Fragen der Wirtschaftlichkeit noch derzeit bestehender Hemmnisse für deren Nutzung (wie durch die derzeitige Ausgestaltung von Lieferverträgen) berücksichtigt. Das soziotechnische Potenzial ist eine Teilmenge des technischen Potenzials. Es beschreibt das Flexibilitätpotenzial, das zum Zeitpunkt der Befragung von den befragten Unternehmen als prinzipiell nutzbar eingeschätzt wurde. Es berücksichtigt daher neben den technischen Aspekten immer auch die individuelle Perspektive der Unternehmen auf wirtschaftliche und logistische Rahmenbedingungen und teilweise auch subjektive Einschätzungen der befragten Personen.

1.1.1.5 Abstract

Due to the growth of renewable energies in electricity generation the share of fossil fuel-fired power plants is decreasing. Fossil fuel-fired power plants are, however, required for the provision of ancillary services, among them the provision of control energy. Ancillary services are crucial for the maintenance of system stability. Besides power storage facilities, controllable loads are one option to replace fossil fuel-fired power plants in the provision of ancillary services.

In this research project the potential of controllable loads to contribute control energy is examined. In addition, it was analysed how the flexibility of controllable loads can be used on spot markets. The examination focused on industrial consumers belonging to nine different industrial sectors, as ordered by the Umweltbundesamt. Reasons for this are that these loads are characterised by high utilisation of power and high availability. The research was subdivided into several stages. In the first stage international experience of the utilisation of controllable loads were gathered and analysed. In a second stage the status quo of industrial participation in German control energy markets was investigated by conducting an extensive survey of nine different industrial sectors. In this survey technical as well as socio-technical potentials, economic potentials and barriers to utilisation were determined. The results were documented and evaluated in a multi-stage procedure.

The results of the research project are very detailed quantitative and qualitative information on the characteristic of the load management potential. The key added value of the project is the quantification of the load management potential (technical and socio-technical²), differentiated according to predefined types of use. A type of use is defined through several parameters among which are the duration of the load management, the activation time and the reaction time. These types of use comprise several types of control energy as well as activity on the spot market. The covered industrial sectors, who stand for roughly one third of industrial electricity consumption, dispose of large load management potentials. Of this potential a significant share is already used today. Finally, policy recommendations for further development of the market design are presented.

² The technical potential is the load management potential that is technically feasible. Matters of economic viability or existing barriers, e. g. current delivery patterns, are neglected when deriving the technical potential. The socio-technical potential is a subset of the technical potential. It consists of the load management potential that the interviewed companies regarded as principally feasible at the time of the survey. It is based upon technical considerations as well as individual perspectives of the interviewed companies on economic and logistical framework conditions as well as partly upon subjective judgements of the persons that were interviewed.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	7
Zusammenfassung	13
Summary	28
1 Einleitung.....	41
2 Internationale Erfahrungen mit Programmen zur Nutzung regelbarer Lasten.....	45
2.1 Begriffsbestimmung und Eingrenzung.....	45
2.2 Darstellung ausgewählter Programme zum Einbezug von Lastmanagement in Systemdienstleistungen / Notfallabschaltungen / Kapazitätsmärkte.....	47
2.2.1 Großbritannien: Frequency-Control by Demand-Management.....	47
2.2.2 Großbritannien: Fast-Reserve / Demand-Management.....	49
2.2.3 Italien: Interrompibilità istantanea & Interrompibilità in emergenza.....	51
2.2.4 Spanien: Servicio de interrumpibilidad	53
2.2.5 USA - PJM: Reliability-Pricing-Model	55
2.2.6 Niederlande: Noodvermogen	57
2.2.7 Finnland: Taajuusohjattu häiriöreservi / Nopea häiriöreservi.....	59
2.3 Zwischenfazit	62
3 Umfrage zur aktuellen Nutzung von regelbaren Lasten in den deutschen Regelleistungsmärkten.....	64
3.1 Methodik und Durchführung der Umfrage	64
3.2 Umfrageergebnisse und Zwischenfazit.....	64
4 Nutzungsformen des Lastmanagements in Deutschland	66
4.1 Übersicht der heutigen Vermarktungsoptionen und Kostenoptimierungspotenziale.....	66
4.1.1 Regelleistungsmarkt.....	66
4.1.2 Verordnung Abschaltbare Lasten.....	69
4.1.3 Spotmarkt	71
4.1.4 Netzspitzenreduktion, atypische Netznutzung und teilweise Befreiung von den Netzentgelten.....	71
4.1.5 Bilanzkreisausgleich.....	72
4.2 Ableitung exemplarischer Nutzungsformen zur Auswertung von Flexibilitätspotenzialen.....	72
4.2.1 Definierende Merkmale der Nutzungsformen	73
4.2.2 Primärregelleistung	73
4.2.3 Sekundärregelleistung.....	74
4.2.4 Minutenreserve.....	75

4.2.5	Day-ahead- und Intraday-Vermarktung.....	76
4.2.6	Netzsicherheit	78
5	Vorab-Analyse zur Auswahl der zu untersuchenden Branchen.....	80
5.1	Literaturanalyse	80
5.1.1	Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien – Untersuchungen von Ingo Stadler	80
5.1.2	Netzstudie DENA II – Untersuchungen von DENA	81
5.1.3	Zukünftiges Strommarktdesign – Untersuchungen des EWI	83
5.1.4	Wert der Abschaltbarkeit der energieintensiven Industrien und zur intensivierten Nutzung der energieintensiven Industrien bei der Ausregelung der Netze – Gutachten von Consentec.....	84
5.1.5	Bewertung der Flexibilitäten von Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen - Untersuchungen von Consentec	85
5.1.6	Demand Response in der Industrie – Untersuchungen der FfE.....	86
5.2	Analyse statistischer Daten.....	87
5.3	Ergebnis der Vorab-Analyse: Auswahl der zu untersuchenden Branchen / Prozesse.....	89
5.4	Zwischenfazit	90
6	Ablauf der Befragung und Vorstellung der befragten Unternehmen.....	91
6.1	Durchführung der Befragung	91
6.2	Vorstellung der befragten Unternehmen.....	91
6.3	Zwischenfazit	96
7	Methodik zur Auswertung der Befragung und Potenzialbegriff	97
7.1	Methodik zur Auswertung der Befragung – Kurzbeschreibung	97
7.2	Einordnung der verwendeten Potenzialbegriffe	100
8	Branchenscharfe Auswertung der in der Befragung ermittelten Potenziale.....	103
8.1	Papierindustrie.....	103
8.1.1	Beschreibung der Produktionsprozesse.....	103
8.1.2	Bestimmende Faktoren für die Flex-Last-Potenziale	104
8.1.3	Darstellung des derzeitigen soziotechnischen Potenzials mittels Anlagenkennlinien.....	105
8.1.4	Darstellung des derzeitigen soziotechnischen Potenzials der Branche auf Basis exemplarischer Nutzungsformen	111
8.1.5	Technisches Potenzial für Lastreduktionen.....	113
8.1.6	Einordnung der Ergebnisse.....	113
8.2	Chlorelektrolysen.....	114
8.2.1	Beschreibung der Produktionsprozesse.....	114

8.2.2	Bestimmende Faktoren für die Flex-Last-Potenziale	115
8.2.3	Darstellung des derzeitigen soziotechnischen Potenzials mittels Anlagenkennlinien.....	116
8.2.4	Darstellung des derzeitigen soziotechnischen Potenzials der Branche auf Basis exemplarischer Nutzungsformen	122
8.2.5	Technisches Potenzial für Lastreduktionen.....	124
8.2.6	Einordnung der Ergebnisse.....	124
8.3	Elektrostahlwerke	125
8.3.1	Beschreibung der Produktionsprozesse.....	125
8.3.2	Bestimmende Faktoren für die Flex-Last-Potenziale	126
8.3.3	Darstellung des derzeitigen soziotechnischen Potenzials mittels Anlagenkennlinien.....	128
8.3.4	Darstellung des derzeitigen soziotechnischen Potenzials der Branche auf Basis exemplarischer Nutzungsformen	132
8.3.5	Technisches Potenzial für Lastreduktionen.....	134
8.3.6	Einordnung der Ergebnisse.....	134
8.4	Zementherstellung und Behälterglasindustrie	134
8.4.1	Beschreibung der Produktionsprozesse.....	135
8.4.2	Bestimmende Faktoren für die Flex-Last-Potenziale	135
8.4.3	Darstellung des derzeitigen soziotechnischen Potenzials mittels Anlagenkennlinien.....	136
8.4.4	Darstellung des derzeitigen soziotechnischen Potenzials der Branchen auf Basis exemplarischer Nutzungsformen	142
8.4.5	Technisches Potenzial für Lastreduktionen.....	143
8.4.6	Einordnung der Ergebnisse.....	144
8.5	Aluminiumelektrolyse und Luftzerlegung	144
8.5.1	Beschreibung der Produktionsprozesse.....	144
8.5.2	Bestimmende Faktoren für die Flex-Last-Potenziale	145
8.5.3	Darstellung des derzeitigen soziotechnischen Potenzials mittels Anlagenkennlinien.....	145
8.5.4	Darstellung des derzeitigen soziotechnischen Potenzials der Branchen auf Basis exemplarischer Nutzungsformen	151
8.5.5	Technisches Potenzial für Lastreduktionen.....	153
8.5.6	Einordnung der Ergebnisse.....	153
8.6	Raffinerien.....	153
8.7	Braunkohletagebau: Optionen für Flexibilität.....	154
8.8	Exkurs: Industriekraftwerke	156

8.9	Zwischenfazit der branchenscharfen Auswertung.....	158
9	Branchenübergreifende Potenziale	161
9.1	Potenziale der regelbaren Lasten für Lastreduktionen	161
9.2	Soziotechnische Potenziale der regelbaren Lasten	163
9.2.1	Day-ahead- und Intraday-Markt.....	163
9.2.2	Regelleistungsmarkt und Systemdienstleistungen.....	166
9.3	Vergleich der ermittelten soziotechnischen Potenzialen mit den Potenzialen in der Literaturanalyse	169
9.4	Zwischenfazit	172
10	Entwicklung der technischen und soziotechnischen Potenziale bis 2030	174
10.1	Branchenweise Einschätzung der Entwicklung des technischen und des soziotechnischen Potenzials.....	175
10.2	Zwischenfazit	178
11	Ökonomische Betrachtung	181
11.1	Nutzen der Potenziale aus betriebswirtschaftlicher Sicht	181
11.2	Nutzen der Potenziale aus volkswirtschaftlicher Sicht.....	182
11.3	Zwischenfazit	185
12	Hemmnisse und Anpassungsoptionen des Markt- und Regulierungsdesigns.....	186
12.1	Übersicht wesentlicher Hemmnisse für den Einsatz von regelbaren Lasten	186
12.1.1	Organisatorische Hemmnisse	187
12.1.2	Produktionstechnische Hemmnisse	187
12.1.3	Wirtschaftliche Hemmnisse	188
12.1.4	Design der Regelleistungsmärkte.....	188
12.1.5	§ 19 NEV und Bezugsspitzen	188
12.1.6	Sonstige Hemmnisse	189
12.2	Spezielle Hemmnisse für den Einsatz regelbarer Lasten in Regelleistung-Pools.....	189
12.3	Vorschläge zur Änderungen des Marktdesigns.....	190
12.3.1	Regelleistungsmarkt.....	190
12.3.2	Spotmarkt	191
	Abbildungsverzeichnis.....	193
	Tabellenverzeichnis.....	199
	Glossar	204
	Quellenverzeichnis.....	206
A 1	Fragenkatalog für die Abfrage der Regelleistungsbereitstellung mit regelbaren Lasten	212
A 1.1	Aufgabenstellung	212

A 1.2	Fragenkatalog	212
A 2	Zusammenfassende Übersicht zur internationalen Vermarktung	214
A 3	Methodik zur Auswertung der Befragung.....	216
A 3.1	Vorgehen beim Bearbeiten der ersten Stufe der Auswertetabelle.....	216
A 3.2	Auswertung der Kostenangaben im Rahmen der ersten Auswertungsstufe	216
A 3.3	Vorgehen bei der Erstellung der Anlagenkennlinien im Rahmen der ersten Auswertungsstufe	218
A 3.4	Vorgehen bei der Ermittlung der soziotechnischen Potenziale nach Nutzungsformen im Rahmen im der zweiten Stufe der Auswertung	222
A 4	Branchenscharfe Auswertung – Tabellen.....	226
A 5	Fragebogen.....	238
A 5.1	Struktur des Fragebogens.....	238
A 5.2	Themenkomplex „Allgemeines“	238
A 5.3	Themenkomplex „Vermarktbarkeit der Anlage auf den Strom- und Regelenergiemärkten“	238
A 5.4	Themenkomplex „Prozessbeschreibungen“	239
A 5.5	Themenkomplex „Konsequenzen einer Nutzung des Flexibilitätspotenzials“	239
A 5.5.1	Themenkomplex „Identifikation von Markteintrittsbarrieren“	240
A 5.5.2	Themenkomplex „Verfügbarkeit und Steuerbarkeit von Flexibilitätspotenzialen“	240
A 5.5.3	Themenkomplex „Lastreduktion in Abhängigkeit von der Abrufdauer“	241
A 5.5.4	Themenkomplex „Lasterhöhung in Abhängigkeit von der Abrufdauer“	242
A 5.5.5	Themenkomplex „Kosten für die Vorhaltung sowie Erbringung im Abruffall“	242
A 5.5.6	Themenkomplex „Variable Kosten in Abhängigkeit von der Abrufdauer, Lastreduktionen“	242
A 5.5.7	Themenkomplex „variable Kosten in Abhängigkeit von der Abrufdauer, Lasterhöhungen“	242
A 5.5.8	Themenkomplex „Änderungen des Lastmanagementpotenzials durch technologische Anpassungen“	242
A 5.5.9	Themenkomplex „Zusammenhänge von Energieeffizienzmaßnahmen und Lastmanagement“	243
A 6	Fragenkatalog zur Analyse möglicher Regelleistungs- und Flexibilitätspotenziale ausgewählter Industriebranchen.....	244
A 7	Nutzen der Potenziale regelbarer Lasten am Regelleistungsmarkt aus betriebswirtschaftlicher Sicht.....	266
A 7.1	Kosten für die Teilnahme an der Regelleistungsvermarktung.....	266
A 7.1.1	Fixkosten.....	266

A 7.1.2	Bereitstellungskosten	267
A 7.1.3	Variable Kosten	267
A 7.2	Bestimmung von Deckungsbeiträgen in der Primärregelleistung.....	268
A 7.2.1	Entwicklung der Leistungspreise in der Primärregelleistung	268
A 7.2.2	Bestimmung der Erlösmöglichkeiten von regelbaren Lasten durch den Leistungspreis	268
A 7.2.3	Bestimmung der Erlösmöglichkeiten von regelbaren Lasten durch den Arbeitspreis	270
A 7.2.4	Bestimmung der Deckungsbeiträge bei Vermarktung in der Primärregelleistung	270
A 7.2.5	Zwischenfazit Primärregelleistungsvermarktung	271
A 7.3	Bestimmung von Deckungsbeiträgen in der Sekundärregelleistung	271
A 7.3.1	Entwicklung der Leistungspreise in der Sekundärregelleistung.....	271
A 7.3.2	Bestimmung der Erlösmöglichkeiten von regelbaren Lasten durch den Leistungspreis	272
A 7.3.3	Bestimmung der Erlösmöglichkeiten von regelbaren Lasten durch den Arbeitspreis	275
A 7.3.4	Bestimmung der Deckungsbeiträge bei Vermarktung in der Sekundärregelleistung	275
A 7.3.5	Zwischenfazit Sekundärregelleistungsvermarktung	276
A 7.4	Bestimmung von Deckungsbeiträgen in der Minutenreserve	277
A 7.4.1	Entwicklung der Leistungspreise in der Minutenreserve.....	277
A 7.4.2	Bestimmung der Erlösmöglichkeiten von regelbaren Lasten durch den Leistungspreis	277
A 7.4.3	Bestimmung der Erlösmöglichkeiten von regelbaren Lasten durch den Arbeitspreis	280
A 7.4.4	Bestimmung der Deckungsbeiträge bei Vermarktung in der Minutenreserve.....	280
A 7.4.5	Zwischenfazit Minutenreservevermarktung	281
A 7.5	Zwischenfazit	282

Zusammenfassung

Hintergrund und Aufgabenstellung

Deutschland möchte bis zum Jahr 2050 den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch auf mindestens 80 % erhöhen und damit die Kernenergie und die fossilen Energieträger ersetzen. Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien sinken die Anteile der thermischen Kraftwerke (Kernenergie, Steinkohle, Braunkohle, Erdgas) an der Stromerzeugung. Dies gilt nicht nur im Jahresdurchschnitt, sondern vor allem in den Stunden, in denen aufgrund der Wetterverhältnisse besonders viel erneuerbare Energie für die Stromerzeugung genutzt werden kann. In diesen Stunden wird schon heute nur noch ein kleiner Anteil von thermischen Kraftwerken für die Stromerzeugung benötigt. Bisher haben aber diese Kraftwerke den wesentlichen Beitrag für die Aufrechterhaltung der Systemstabilität, unter anderem durch die Erbringung von Regelleistung erbracht. Für den Ersatz der thermischen Kraftwerke auch in diesem Bereich bieten regelbare Lasten neben verschiedenen anderen Optionen wie Speichern große Potenziale.

Während der Bearbeitungszeit des Projektes rückte insbesondere die Debatte über die Weiterentwicklung des Strommarktdesigns in den Vordergrund und damit die Frage, ob regelbare Lasten analog zu Spitzenlastkraftwerken einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können. Die bei diesen Konzepten dahinter stehende Idee ist, dass regelbare Lasten durch Lastverschiebung und Lastverzicht, die Nachfrage nach Strom so verändern können, dass Lastspitzen abnehmen.

Das Ziel des Forschungsvorhabens war es daher, die technischen und wirtschaftlichen Potenziale der regelbaren Lasten für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen im Rahmen der Regelleistung und der Verordnung abschaltbare Lasten sowie für die Vermarktung am Spotmarkt des Strommarktes zu ermitteln. Dabei sollten besonders geeignete Branchen auf Basis einer detaillierten bottom-up-Analyse mit umfangreichen Unternehmensbefragungen analysiert werden.

Die Untersuchung wurde hierbei auftragsgemäß auf große industrielle Stromverbraucher von neun ausgewählten Branchen beschränkt, weil diese durch hohe zeitliche Verfügbarkeit und hohe elektrische Leistungsaufnahmen gekennzeichnet sind. Die in dieser Studie untersuchten Branchen umfassen ca. 30 % des industriellen Stromverbrauchs in Deutschland³.

Das Forschungsprojekt war in mehrere Bearbeitungsschritte gegliedert. Im ersten Schritt wurden internationale Erfahrungen mit der Einbindung von regelbaren Lasten in die Programme zur Erbringung von Systemdienstleistungen zusammen getragen. In einem weiteren Schritt wurde durch eine Befragung der Status Quo der Teilnahme von industriellen regelbaren Lasten an den deutschen Regelleistungsmärkten ermittelt. Den Hauptteil des Forschungsprojekts bildete eine umfangreiche Befragung von ausgewählten Industrieunternehmen in insgesamt neun Branchen (Aluminiumelektrolyse, Luftzerlegung, Chlorelektrolyse, Elektrostahl, Papier, Raffinerien, Behälterglasindustrie, Zementherstellung und Braunkohletagebaue). Gegenstand der Befragung waren die technischen Potentiale von regelbaren Lasten sowie die Kosten und die Hemmnisse für deren Nutzung. Die

³ Der Stromverbrauch der befragten Branchen betrug 2011 73 TWh während der gesamte Industriestromverbrauch 244 TWh im selben Jahr betrug [DESTATIS 2013].

Befragungsergebnisse wurden differenziert erfasst und in einem mehrstufigen Verfahren ausgewertet.

Internationale Erfahrungen mit dem Einbezug von regelbaren Lasten in die Erbringung von Systemdienstleistungen

Regelbare Lasten werden in vielen Ländern in die Erbringung von Systemdienstleistungen einbezogen. Im Rahmen dieses Forschungsprojekts wurde mit einer Auswertung von Literatur, öffentlich zugänglichen Dokumenten und über Interviews ermittelt, wie in Finnland, Großbritannien, Italien, Spanien, der Strommarktregion PJM in den USA und in den Niederlanden regelbare Lasten in die Aufrechterhaltung der Systemstabilität eingebunden werden. Die Untersuchung zu den internationalen Erfahrungen strebte keine umfassende Darstellung aller Möglichkeiten, wie regelbaren Lasten Systemdienstleistungen erbringen können, an. Der Zweck der Untersuchung war vielmehr, den Blick für die Erfahrungen und möglichen Optionen zu weiten und zu eruieren, ob diese Erfahrungen und Optionen grundsätzlich auch auf die deutschen Verhältnisse übertragbar sind.

Die Einsatzbereiche der verschiedenen untersuchten Programme für regelbare Lasten sind nicht unmittelbar mit denen in Deutschland vergleichbar. Dies liegt weniger an grundsätzlich verschiedenen Einspeisesituationen oder möglichen Gefährdungen der Systemstabilität, sondern an unterschiedlichen Kategorisierungen der Eingriffsmöglichkeiten der Netzbetreiber.

Die Untersuchung zeigt weiterhin, dass die Beschaffungswege für Regelleistung in anderen Ländern den spezifischen Bedürfnissen und Möglichkeiten von Lasten deutlich mehr entgegenkommen. So existiert z. B. in Großbritannien neben den regulären Beschaffungswegen für Regelleistung die Möglichkeit, in bilateralen Verträgen spezifische Regelungen für Lasten zu treffen. Auch das Pooling von Lasten zur Teilnahme an den Regelleistungsmärkten erscheint in Großbritannien leichter möglich als in Deutschland.

Mehrere der untersuchten Programme (Italien, Großbritannien, Finnland) zielen auf die Nutzung von regelbaren Lasten mit sehr kurzen Aktivierungszeiten von weniger als einer Sekunde. Diese Programme haben teilweise substantielle Dimensionen. So nahmen zum Beispiel am Programm für sofortige Unterbrechungen (*interrompibilità istantanea*) des italienischen Netzbetreibers Terna zum Stichtag 31.12.2010 Lasten mit 3.302 MW Abrufleistung teil. Den untersuchten Dokumenten konnte entnommen werden, dass diese regelbaren Lasten ähnlich der Primärregelleistung (PRL) genutzt werden bzw. Primärregelleistung ersetzen sollen. Es ist unklar, ob die spezifische Situation in den betroffenen Ländern (z. B. Inseln oder ein im Vergleich zu Deutschland höherer Anteil des größten Kraftwerks an der Höchstlast des Landes) die Ursache für dieses Nutzungsmuster ist oder tatsächlich eine auf Deutschland übertragbare Nutzungsart vorliegt. Die Programme für die Nutzung regelbarer Lasten in Spanien und Italien fallen durch relativ hohe Vergütungen auf. Ob diese Vergütungen energiewirtschaftlich begründet sind, konnte im Rahmen der durchgeführten Analyse nicht ermittelt werden.

Überraschend ist die Größenordnung der an den Programmen teilnehmenden regelbaren Lasten, die in den meisten der betrachteten Länder bereits 5-7 % der landesweiten Netzhöchstlast beträgt. Rückschlüsse auf das Potenzial an regelbaren Lasten in Deutschland sind aufgrund der unterschiedlichen industriellen und volkswirtschaftlichen Struktur jedoch schwierig.

Vorabanalyse des Status Quo zur Teilnahme regelbarer Lasten am Regelleistungsmarkt

In einer auf einem Fragebogen gestützten Befragung per Telefon und E-Mail wurde im ersten Halbjahr 2012 ermittelt, in welchem Umfang regelbare Lasten zu diesem Zeitpunkt an den

Regelleistungsmärkten teilnehmen und welche Strategien beim Anbieten von Regelleistung mit regelbaren Lasten verfolgt werden.

Nach dieser Umfrage boten regelbare Lasten zu diesem Zeitpunkt ca. 500 MW positive Regelleistung und ca. 125 MW negative Regelleistung an. Keiner der befragten Anbieter bot Primärregelleistung an. Sekundärregelleistung (SRL) wurde nur im positiven Marktsegment im Umfang von 40 MW angeboten. Der Großteil des Angebots entfällt folglich auf die Minutenreserve (MRL). Zum Vergleich: Die Ausschreibungsvolumina für positive und negative Sekundärregelleistung betragen damals jeweils etwas über 2.000 MW; für positive und negative Minutenreserve betragen sie etwas über 2.500 MW.

Als Prozesse, aus denen Regelleistung erbracht wird bzw. werden kann, wurden u. a. Papiermühlen, Elektrolysen (z. B. Chlor, Zink, Aluminium), Elektrolichtbogenöfen, Zementmühlen und Tagebauanlagen benannt.

Vorabanalyse zur Auswahl der zu untersuchenden Branchen

Das Ziel der Vorab-Analyse war es, die Branchen zu identifizieren, die

- ein Potenzial für Lastreduktionen und Lasterhöhungen,
- eine hohe elektrische Leistungsaufnahme je Betrieb und
- eine hohe Verfügbarkeit, d. h. hohe Vollbenutzungsstunden aufweisen.

Die Identifikation erfolgte zum einen über eine Literaturrecherche und zum anderen mittels einer Analyse von Daten des Statistischen Bundesamts zum Stromverbrauch und der Anzahl von Betrieben je Branche.

Als Ergebnis der Vorab-Analyse wurde in Abstimmung mit dem Auftraggeber vereinbart, die folgenden Branchen in die Befragungen einzubeziehen:

- Metallerzeugung /Metallverarbeitung mit dem Fokus auf Elektrostahlwerken und Aluminiumelektrolysen,
- Herstellung chemischer Erzeugnisse mit den Prozessen Chlorelektrolyse und Luftzerlegung,
- Papier- und Kartonproduktion,
- Verarbeitung Glas/Keramik/Steine/Zementherstellung mit dem Fokus auf der Zementherstellung und der Behälterglasindustrie.
- Kohlebergbau mit Fokus auf dem Braunkohlebergbau,
- Kokereien / Verarbeitung Mineralöl mit dem Fokus auf Raffinerien,

Durchführung der Befragung und Vorstellung der befragten Unternehmen

Im Zeitraum September 2012 bis Juni 2013 wurden insgesamt 25 Unternehmen befragt. Abbildung 1 gibt einen Überblick über die verschiedenen Branchen. Die Befragung fand in Form von Vor-Ort-Terminen mit den Verantwortlichen für Produktion, Energiemanagement, Energieeinkauf oder Energiepolitik statt. Die Grundlage des Gesprächs bildete ein 18-seitiger Fragebogen (siehe Kapitel A 5 und A 6).

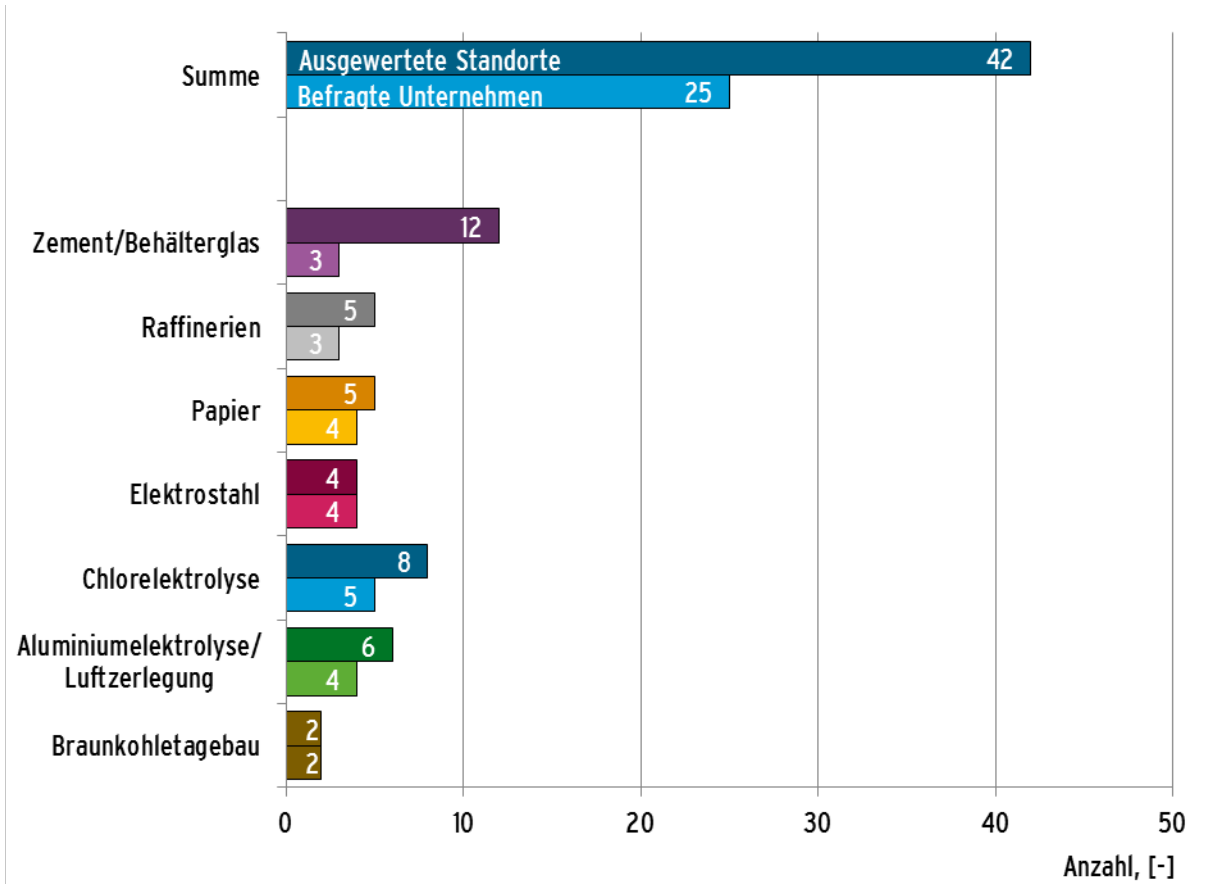


Abbildung 1 Anzahl der befragten Unternehmen und der von der Befragung abgedeckten Unternehmensstandorte

Die Branchen Luftzerlegung und Aluminiumelektrolyse beziehungsweise Zementherstellung und Behälterglasindustrie wurden aufgrund der geringen Zahl von Teilnehmern an der Befragung jeweils zusammengefasst. Nur so konnten die Mindestanforderungen des Datenschutzes gewährleistet werden. Zudem konnten die Befragungen für Braunkohletagebau aufgrund der Datenschutzerfordernungen nicht ausgewertet werden.

Die ausgewählten Branchen bzw. Subbranchen sind alle stromintensiv und weisen sehr hohe Betriebsstunden bzw. Vollbenutzungsstunden auf. Je geringer der Unterschied zwischen Betriebsstunden und Vollbenutzungsstunden ist, desto gleichmäßiger wird Strom verbraucht.

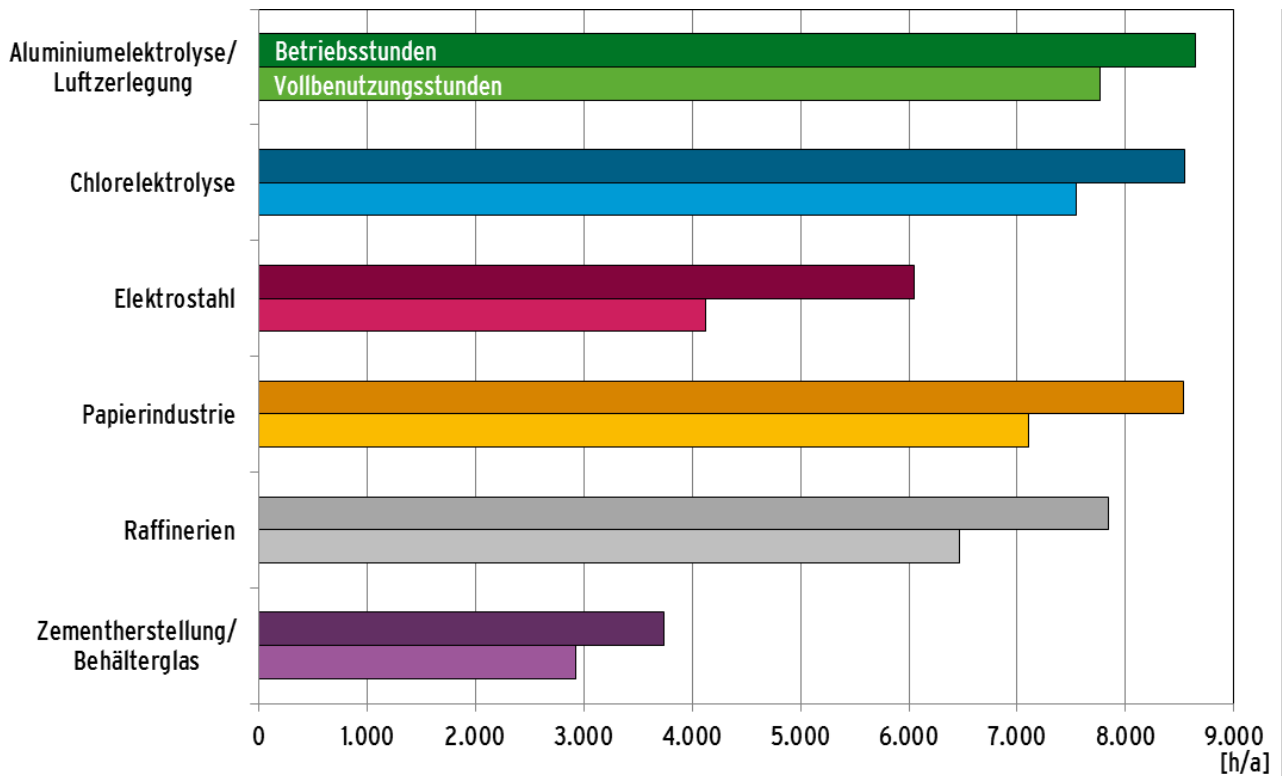


Abbildung 2 Durchschnittliche Zahl der Betriebsstunden (oberer Balken) und Vollbenutzungsstunden (unterer Balken) in den befragten Unternehmen. Angaben für die Jahre 2010 / 2011⁴

Bemerkenswert ist der sehr hohe Kenntnisstand der Unternehmen über energiewirtschaftliche Nutzungs- und Vermarktungsmöglichkeiten von Flexibilität aus regelbaren Lasten (wie in Abbildung 2 dargestellt). Fast alle Unternehmen haben bereits eine Prüfung der Effekte einer Spitzenlastreduktion typischerweise zur Verringerung der Netzentgelte vorgenommen. Eine Nutzung des Intraday- oder Spotmarktes, Lastmanagement zum Bilanzkreisausgleich oder eine Teilnahme am Regelleistungsmarkt wurden ebenfalls von der Mehrzahl der Unternehmen bereits geprüft.

Maßnahmen zur Spitzenlastreduktion werden bei den Unternehmen besonders oft umgesetzt. Die Teilnahme regelbarer Lasten am Spotmarkt, Regelleistungsmarkt und die Nutzung der regelbaren Lasten zum Bilanzkreisausgleich wurden nach Prüfung (bis zum Zeitpunkt der Befragung) eher selten umgesetzt.

Ursachen für die bisher eher seltene Nutzung der Potentiale von regelbaren Lasten am Regelleistungsmarkt und Strommarkt liegen zum Beispiel im Preisverfall an diesen Märkten in den letzten Jahren (aufgrund erheblicher Überkapazitäten am Strommarkt und der schrittweisen Optimierung der Regelleistungsmärkte mit steigendem Wettbewerb) und den immer noch für einen Großteil der regelbaren Lasten bestehenden Hemmnissen für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt.

⁴ Hinweis: Die Durchschnittsbildung erfolgte über die Standorte. In der Branche Zementherstellung/Behälterglas ist die Zahl überwiegend bestimmt durch die Angaben der Zementherstellung. Die Behälterglasindustrie erreicht Benutzungsstunden über 8000 h/a.

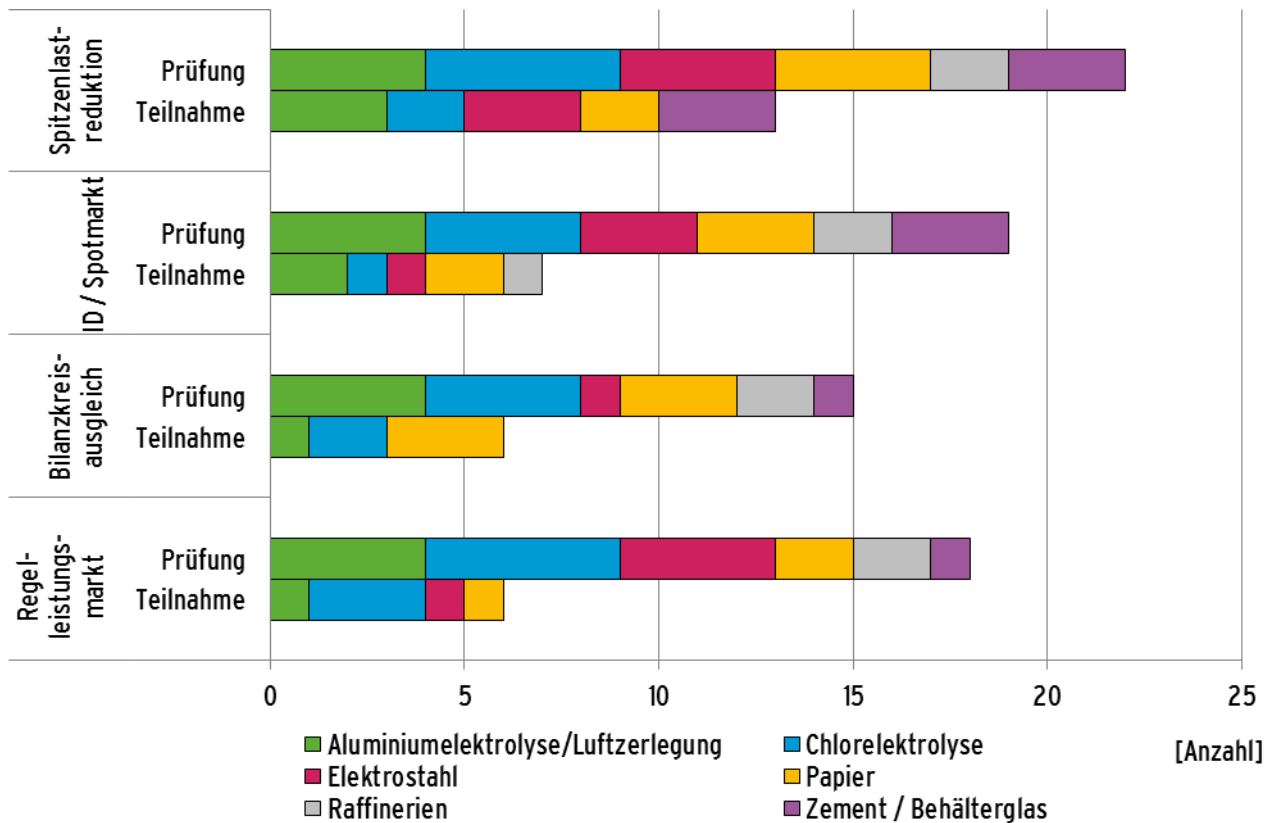


Abbildung 3 Energiewirtschaftliche Erfahrung der befragten Unternehmen

Einordnung der verwendeten Potenzialbegriffe

Das technische Potenzial besteht aus allen technisch realisierbaren Abrufen von Lastreduktionen und Lasterhöhungen für eine Abrufdauer von mindestens einer Stunde, die keinen längerfristigen Produktionsausfall verursachen und nicht zu einem Schaden der Anlage führen. Die Abrufe müssen zudem mit einer Aktivierungszeit von mehreren Stunden nutzbar sein.

Im technischen Potenzial werden weder Fragen der Wirtschaftlichkeit noch derzeit bestehender Hemmnisse für deren Nutzung (wie durch die derzeitige Ausgestaltung von Lieferverträgen) berücksichtigt. Das technische Potenzial wurde auf Basis der umfangreichen Informationen zu den Produktionsprozessen aus der Branchenbefragung und der verfahrenstechnischen Expertise der Auftragnehmer deduktiv ermittelt.

Das soziotechnische Potenzial ist eine Teilmenge des technischen Potenzials. Es beschreibt das Potenzial für Lastreduktionen und Lasterhöhungen, das zum Zeitpunkt der Befragung von den befragten Unternehmen als prinzipiell nutzbar eingeschätzt wurde und über das in der Befragung umfassend Auskunft erteilt wurde. Es berücksichtigt daher neben den technischen Aspekten immer auch die individuelle Perspektive der Unternehmen auf wirtschaftliche und logistische Rahmenbedingungen und teilweise auch subjektive Einschätzungen der befragten Personen.

Das heißt, jede Lasterhöhung und jede Lastreduktion im soziotechnischen Potenzial muss technisch möglich sein. Umgekehrt existieren zahlreiche technisch mögliche Abrufe, deren Nutzung in der Befragung von einzelnen Unternehmen (z. B. aufgrund von Hemmnissen oder großer Unwirtschaftlichkeit) nicht angegeben wurde und die deswegen nicht Teil des soziotechnischen Potenzials sind. Dies betrifft insbesondere Abrufe mit Lastverzicht, die mit

einer geringeren Produktion und somit mit Deckungsbeitragsverlusten verbunden sind. Derartige Abrufe wurden von vielen Unternehmen zum Zeitpunkt der Befragung als derzeit nicht nutzbar ausgeschlossen, weil entweder kurz- und mittelfristig bestehende Lieferverpflichtungen zu bedienen seien oder weil die Deckungsbeitragsverluste als außerordentlich hoch eingeschätzt werden, was zu sehr hohen Abrufkosten führen würde. Daher wurden vornehmlich Lastverschiebungspotenziale von den befragten Unternehmen angegeben. Trotzdem sind Abrufe mit Lastverzicht vielfach technisch möglich und bei einer Änderung der zukünftigen Verträge mit den Kunden grundsätzlich auch realisierbar.

Methodik zur Auswertung der Befragung

Das Ergebnis der Befragung waren 25 ausgefüllte Fragebogen, die größtenteils sehr umfangreiche Angaben zu den Produktionsanlagen und Prozessen an den befragten Standorten enthielten. Diese Daten wurden in der Auswertung in einem mehrstufigen Verfahren ausgewertet (siehe Abbildung 4).

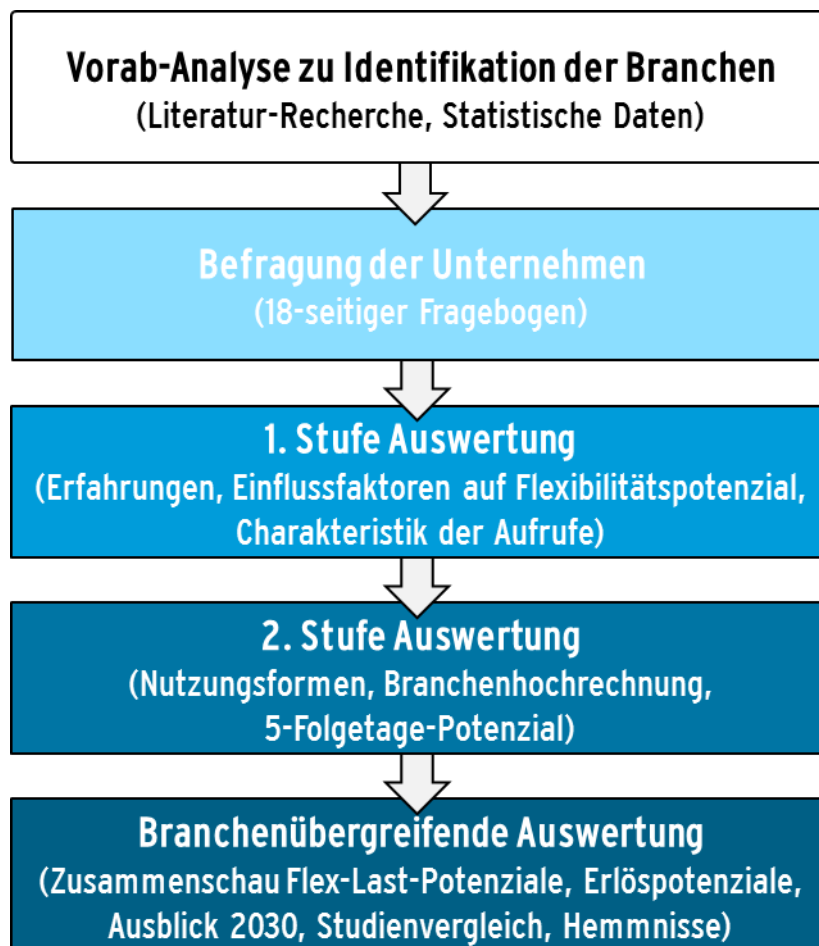


Abbildung 4 Vorgehen bei der Auswertung der Befragung

In der ersten Stufe der Auswertung werden die sogenannten Anlagenkennlinien (AKL) erstellt. Die Anlagenkennlinien haben das Ziel, die Gesamtheit der erfassten Abrufe und deren Kosten darzustellen. Sie dienen dazu, die Vielfalt der Parameter möglicher Abrufe so zu gruppieren, dass qualitative und quantitative Aussagen über die Branchen möglich werden. Insgesamt werden je Branche neun AKL erstellt. Acht dieser AKL (jeweils vier für Lastreduktionen und Lasterhöhungen) gruppieren die erfassten Abrufe nach der

Aktivierungszeit und zeigen die Parameter Abrufleistung, Abrufdauer, Abrufhäufigkeit und die variablen Kosten. Die neunte AKL zeigt die Fixkosten und Bereitstellungskosten.

Die Anlagenkennlinien reduzieren die Komplexität stark, denn die Informationen, die nötig sind, um das Flexibilitätspotenzial einer Anlage vollständig zu beschreiben, sind außerordentlich vielfältig. Die deutliche Mehrzahl der Standorte hat mehr als eine technische Möglichkeit, Lastreduktionen oder Lasterhöhungen – im weiteren Abrufe genannt – vorzunehmen. Nicht selten kann auch eine einzelne Anlage verschiedene Abrufe erbringen, die sich dann allerdings gegenseitig ausschließen (beispielsweise eine Leistungsreduzierung auf Teillastbetrieb oder eine Vollabschaltung). Oft können verschiedene Abrufe aber auch gleichzeitig aktiviert werden, z. B. wenn sie von unterschiedlichen Anlagen bzw. Produktionsbereichen erbracht werden.

Jeder dieser Abrufe ist charakterisiert durch eine Vielzahl von technischen und wirtschaftlichen Parametern. Dazu gehören die Abrufleistung, die Totzeit, die Aktivierungsgeschwindigkeit, die maximale Abrufdauer, die Verfügbarkeit, die variablen Kosten usw. In der Realität hängen diese Parameter voneinander ab, zum Beispiel ändern sich häufig die variablen Kosten mit der Länge der Abrufe. Um diese Komplexität darstellbar zu machen, wurde im Forschungsprojekt das Konzept der Anlagenkennlinien entwickelt.

Die zweite Stufe der Auswertung dient dazu, mit Hilfe von Summenkennlinien das Potenzial der regelbaren Lasten der einzelnen Branchen für bestimmte Einsatzzwecke (z. B. Regelleistungsbereitstellung und Spotmarkt-Vermarktung) darzustellen. Um die Komplexität des Flexibilitätspotenzials für die energiewirtschaftliche Diskussion handhabbar und die Potenziale zwischen den Branchen besser vergleichbar zu machen, wurden die Potenziale regelbarer Lasten auf Basis exemplarischer Nutzungsformen ermittelt. Diese Nutzungsformen orientieren sich an den bestehenden Produkten am Regelleistungs- und Spotmarkt, es bestehen jedoch teilweise deutliche Unterschiede (siehe Kapitel 4). Jede Nutzungsform ist definiert durch Vorgaben für zentrale Anforderungen, wie u.a. die Aktivierungszeit, die Abrufdauer und die Vorlaufzeit. Für jeden Standort wurde geprüft, welche Abrufe mit welcher Leistung in den jeweiligen Nutzungsformen vermarktet werden können. Dazu wurden die Abrufe bestimmt, die aufgrund ihrer Aktivierungszeiten, Abrufart und Verfügbarkeit für eine Vermarktung in der jeweiligen Nutzungsform geeignet sind.

Um die energiewirtschaftlich relevanten Summenkennlinien zu erhalten, wurden diese Summenkennlinien auf die Gesamtheit der Branche bzw. der in Deutschland installierten Produktionsprozesse hochgerechnet. Für die Hochrechnung der Potenziale von der Stichprobe auf die Branche wurden die Anteile der Stichprobe an der Jahresproduktionsmenge und/oder am Stromverbrauch der Branche ermittelt. Auf dieser Basis wurde ein Faktor für die Hochrechnung von der Stichprobe auf die Branche gebildet. Bei der Auswahl der Unternehmen wurde mit Blick auf die spätere Übertragung der Potenziale auf die Branche so weit wie möglich darauf geachtet, dass eventuelle Besonderheiten einer Branche in der befragten Stichprobe ausreichend repräsentiert sind. Zum Beispiel wurden in der Papier-Branche jeweils mehrere Betriebe mit Altpapieraufbereitung und Frischfasergewinnung befragt.

Zusätzlich zum soziotechnischen Potenzial wurde in der zweiten Stufe auch das technische Potenzial für Lastreduktion für die jeweilige Branche bestimmt.

In der dritten Stufe der Auswertung erfolgte eine Branchenübergreifende Auswertung, ein Vergleich mit den Ergebnissen anderer Studien, ein Ausblick für die weitere Entwicklung bis 2030 und eine ökonomische Einordnung für die Nutzung der Potenziale am Strommarkt.

Branchenübergreifende Auswertung der Potenziale für Lastreduktion

Die in dieser Studie untersuchten Branchen umfassen ca. 30% des industriellen Stromverbrauchs – die Ergebnisse stellen also nur einen Teil der Lastmanagementpotenziale in der Industrie dar. Dennoch sind die Potenziale der regelbaren Lasten in den befragten Branchen erheblich. Abbildung 5 zeigt in einem Überblick die installierten Leistungen, die technischen und soziotechnischen Potenziale in den einzelnen Branchen. Die Abbildung fasst damit die wesentlichen Ergebnisse des Kapitels 8 stark komprimiert zusammen.

Die installierte Leistung der befragten Branchen – ausgenommen die Branchen Zementherstellung und Behälterglasindustrie - beträgt ca. 8.900 MW, das technische Potenzial für Lastreduktion ca. 6.000 MW. In den Branchen Aluminiumelektrolyse/Luftzerlegung, Elektrostahl und der Papier- und Pappeherstellung entspricht das technische Potenzial praktisch der vollständigen elektrischen Leistungsaufnahme der Produktionsanlagen im Normalbetrieb.

Das soziotechnische Potenzial wird zur Darstellung des Einflusses der Anforderungen in den Nutzungsformen einmal abgeleitet von den gesamten soziotechnischen Potenzialen ohne Produkthanforderungen (siehe Säule „soziotechnisches Potenzial (Gesamt 1h)“ in Abbildung 5) und einmal in der Nutzungsform ID/DA 1h (Siehe Säule „soziotechnisches Potenzial (ID/DA1h)“ in Abbildung 5) dargestellt. Die Angaben ohne Produkthanforderungen entsprechen der Abrufleistung bei einer Stunde Abrufdauer, aber es gibt hier keine Obergrenze für die Aktivierungszeit. Das derzeitige soziotechnische Potenzial der Branchen für Lastreduktionen am Spotmarkt mit einer Abrufdauer von mindestens einer Stunde beträgt in der Nutzungsform ID/DA 1h ca. 2.900 MW. Das derzeitige soziotechnische Potenzial ohne Vorgabe der Aktivierungszeit beträgt mit einer Abrufdauer von mindestens einer Stunde beträgt ca. 3.500 MW.

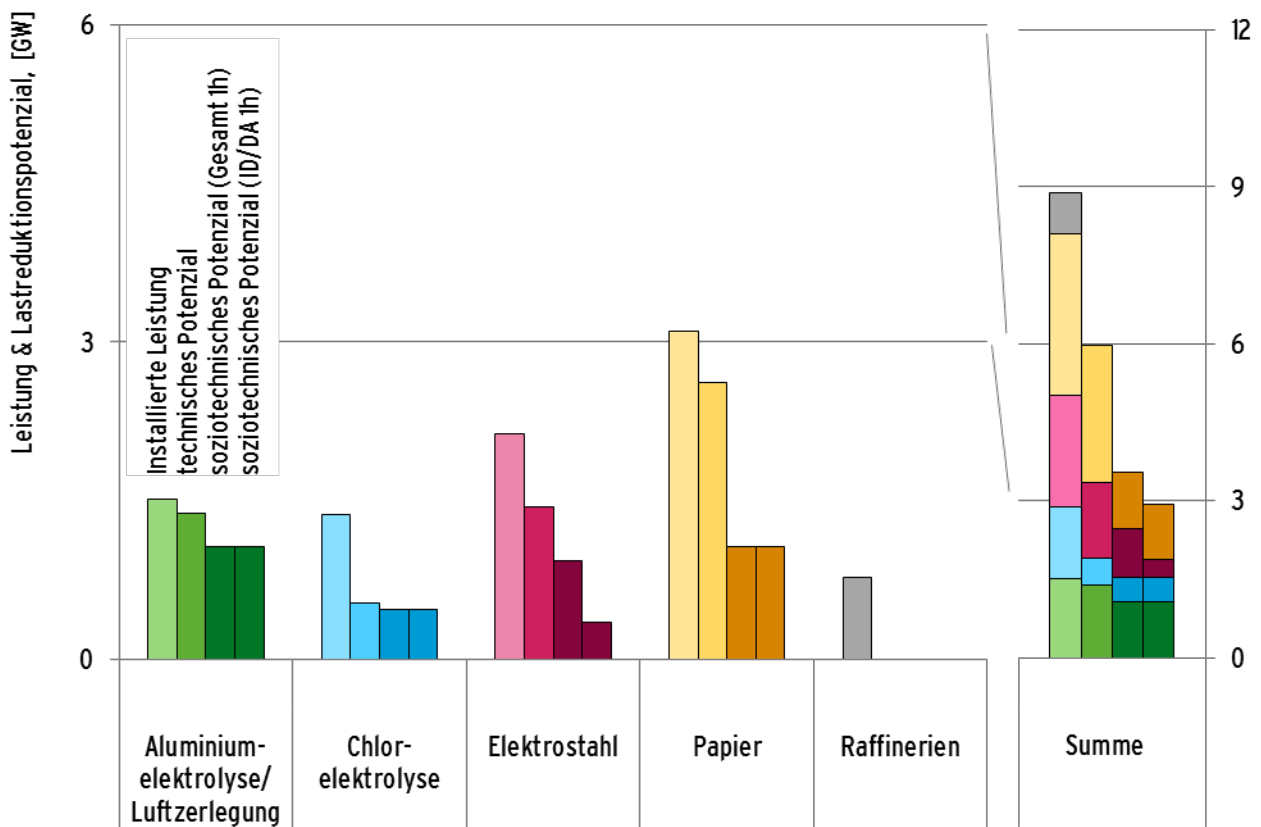


Abbildung 5 Darstellung der installierten Leistung, des technischen Potenzials und des derzeitigen soziotechnischen Potenzials in den befragten Branchen⁵

Das soziotechnische Potenzial beschreibt das Potenzial, das von den befragten Unternehmen zum Zeitpunkt der Befragung als nutzbar für Lastreduktionen und Lasterhöhungen eingeschätzt wurde. Es wurden vornehmlich Lastverschiebungspotentiale von den Befragten angegeben, insbesondere da vielfach kurz- und mittelfristig Lieferverpflichtungen bestehen, die dem Lastverzicht entgegenstehen. Es wurden aber insbesondere in den Branchen Chlorelektrolyse, Elektro Stahl, Aluminiumelektrolyse/ Luftzerlegung und Papierindustrie auch Abrufe genannt, die keine nachholende Produktion vorsehen (Lastverzicht). Für die Nutzung von Lastverzicht bestehen derzeit aufgrund der niedrigen Strompreisspitzen nur geringe ökonomische Anreize. Die Ergebnisse des derzeitigen soziotechnischen Potenzials stellen damit nur einen Teil des technischen Potenzials in den befragten Branchen dar.

Die im Rahmen des Projekts identifizierten technischen Potenziale liegen damit bei rund sieben Prozent der deutschen Jahreshöchstlast, die der soziotechnischen Potenziale bei rund vier Prozent der deutschen Jahreshöchstlast.

Bei der Bewertung der Potenziale ist zu berücksichtigen, dass sich die Ergebnisse auf den derzeitigen Anlagenbestand bzw. der derzeitigen Anlagenauslegung beziehen, d. h. dass die

⁵ Die angegebenen Potenziale beziehen sich auf den Normalbetrieb der Anlagen, d.h. bei Ausfällen oder Wartungen der Anlagen steht ein Teil der Potentiale nicht zur Verfügung. Bei der Betrachtung einer gesamten Branche bzw. mehrerer Branchen steht stets ein Großteil dieser Potentiale zur Verfügung, da die Nichtverfügbarkeits-Ereignisse stochastisch unabhängig voneinander sind.

Potenziale durch die regelmäßigen Anlagenerneuerungen auch zunehmen können und dass die Potenziale auf dem derzeitigen Kenntnisstand der befragten Unternehmen basieren.

Es ist zudem zu berücksichtigen, dass die Nutzung des derzeitigen soziotechnischen Potenzials durch Hemmnisse blockiert oder nicht wirtschaftlich sein kann. Durch den Abbau von Hemmnissen und bei veränderten wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (z. B. höhere Strompreisspitzen) können zukünftig weitere Teile des soziotechnischen Potenzials für die Nutzung erschlossen werden. Ebenso kann es dazu kommen, dass die Unternehmen die Teile des technischen Potenzials, die derzeit aufgrund individueller Perspektiven und zum Teils subjektiver Bewertungen einzelner Personen während der Befragung nicht im soziotechnischen Potenzial enthalten sind, neu bewerten und schlussendlich auch für die Nutzung erschließen.

Branchenübergreifende Auswertung der derzeitigen soziotechnischen Potenziale regelbarer Lasten

Die soziotechnischen Potenziale wurden auf Basis von exemplarischen Nutzungsformen ausgewertet, um die Potenziale zwischen den Branchen besser vergleichbar und um die Komplexität des Flexibilitätspotenzials für die energiewirtschaftliche Diskussion handhabbar zu machen. Die Nutzungsformen orientieren sich an den bestehenden Produkten am Regelleistungs- und Spotmarkt, es bestehen jedoch teilweise deutliche Unterschiede. Für die exemplarischen Nutzungsformen am Spotmarkt wurden teilweise Anforderungen vorgegeben, die in der Praxis nicht verpflichtend erfüllt werden müssen (insb. bei der Aktivierungszeit), sondern die eine sinnvolle betriebswirtschaftliche Orientierung darstellen. Die ermittelten soziotechnischen Potenziale könnten bei einer anderen Festlegung dieser Anforderungen größer oder auch kleiner sein.

Das derzeitige soziotechnische Potenzial in den betrachteten exemplarischen Nutzungsformen ist für Lastreduktionen mit bis zu 3.000 MW deutlich größer als das für Lasterhöhungen mit weniger als 300 MW (vgl. Abbildung 6 und Abbildung 7). Unter den Branchen fällt insbesondere die Papierindustrie auf, die sowohl einen erheblichen Anteil an dem Lastreduktionspotenzial als auch an dem Lasterhöhungspotenzial stellt. Bei den Lastreduktionen folgt als zweitgrößtes Potenzial die Aluminiumelektrolyse/Luftzerlegung, während bei den Lasterhöhungen die Chlorelektrolyse das zweitgrößte Potenzial darstellt. Die 5-Folgetage-Potenziale (des soziotechnischen Potenzials) für Lastreduktionen liegen durchgehend unter den einmaligen Potenzialen.

Das soziotechnische Potenzial in den Nutzungsformen des Regelleistungsmarktes ist aufgrund der höheren Flexibilitätsanforderungen (insbesondere für PRL und SRL) deutlich kleiner als in den Nutzungsformen des Intraday- und Day-Ahead-Marktes.

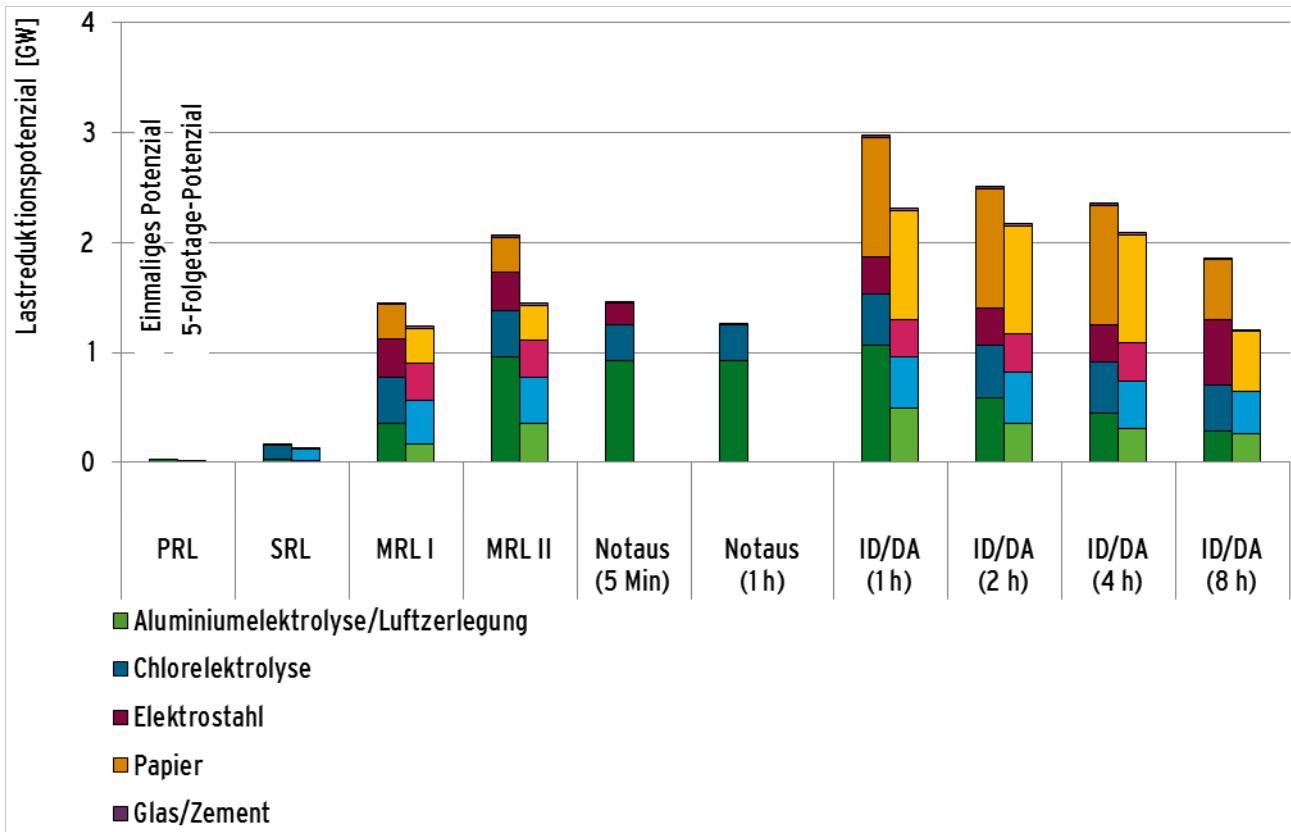


Abbildung 6 Branchenübergreifende hochgerechnete Summenkennlinie der Lastreduktionen

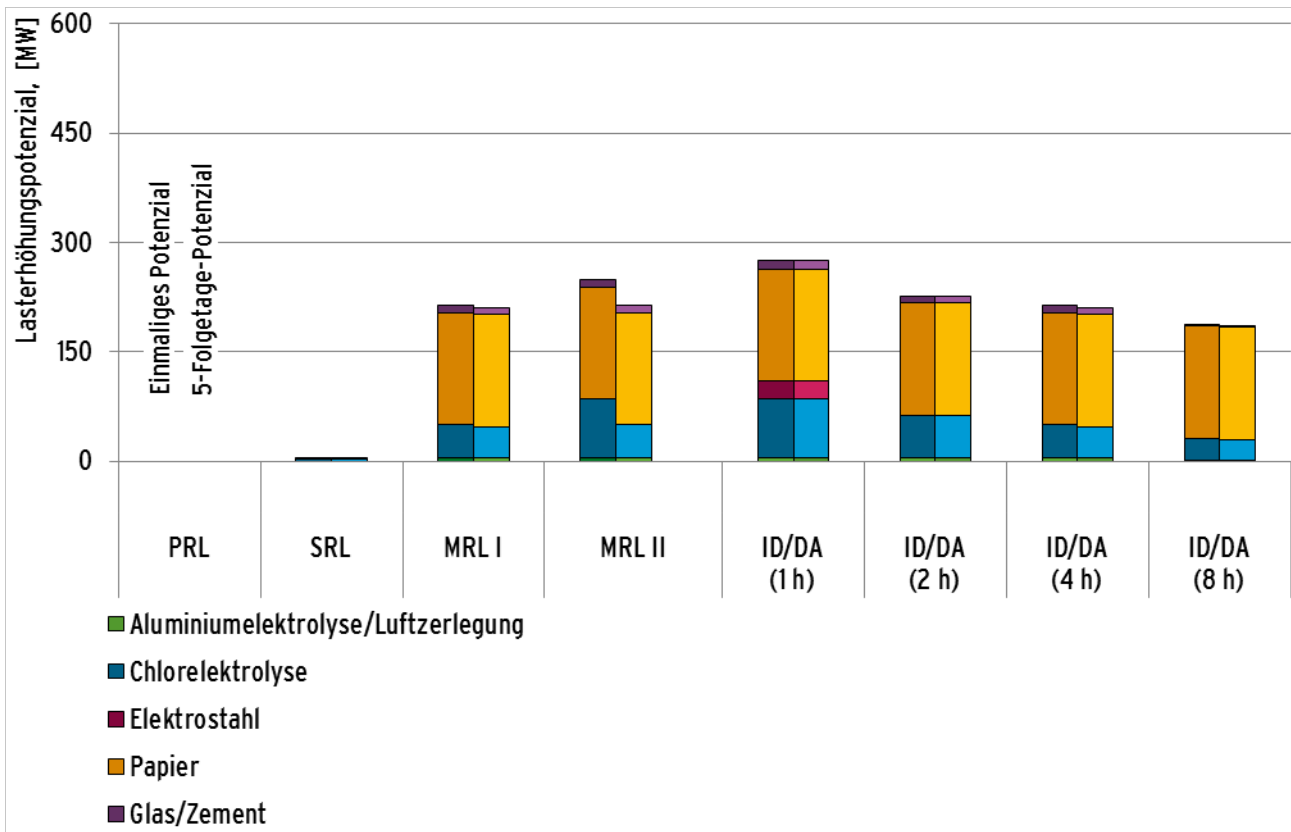


Abbildung 7 Branchenübergreifende hochgerechnete Summenkennlinie der Lasterhöhungen

Kosten für die Nutzung regelbarer Lasten

Die variablen Kosten für Lastreduktionen bewegen sich überwiegend in der Spanne zwischen 0 und 500 €/MWh, mit Ausreißern bis zu 2.000 €/MWh. Bei Abrufen mit niedrigen variablen Kosten handelt es sich um Abrufe mit Lastverschiebung (d. h. mit nachholender Produktion), bei den Abrufen mit hohen variablen Kosten handelt es sich typischerweise um Abrufe mit Lastverzicht. Die variablen Kosten der Lasterhöhungen bewegen sich in der Spanne zwischen 0 und 200 €/MWh.

Auffällig ist, dass die Bereitstellungskosten der Lasterhöhungen in mehreren Branchen höher sind als die der Lastreduktionen. Die Bereitstellungskosten entstehen, wenn ein Abruf (eine Lastreduktion oder Lasterhöhung) möglich sein soll, unabhängig davon ob der Abruf tatsächlich am Strom- oder Regelleistungsmarkt vermarktet und abgerufen wird. Ein Beispiel für Bereitstellungskosten sind erhöhte Strombezugskosten, weil eine Anlage bei ungünstigeren Prozessparametern betrieben wird, um zum Beispiel eine Lasterhöhung möglich zu machen.

Die einmaligen Fixkosten bewegen sich überwiegend in der Spanne zwischen 0 und 21.000€/MW. Diese Fixkosten müssen aufgewendet werden, um das Flexibilitätspotenzial zu mobilisieren, d. h. um die bereits anlagentechnisch vorhandenen Lastmanagementpotenziale nutzen zu können. Sie bestehen im Wesentlichen aus Investitionen in Steuerungen und Organisationskosten. In wenigen Fällen mussten erhebliche Investitionen in Schalttechnik und Steuerungstechnik vorgenommen werden.

Die laufenden Fixkosten bewegen sich überwiegend in der Spanne zwischen 0 und rund 6.250 €/MW/a, mit Ausreißern bis zu 23.000 €/MW/a. Diese Fixkosten umfassen insbesondere die Kosten für einen höheren Personalbedarf.

Bestimmende Faktoren für die Lastmanagementpotenziale

Die Auswertung der bestimmenden Faktoren des Flexibilitätspotenzials basiert vor allem auf den Prozessbeschreibungen und den Beschreibungen, wie Lastreduktionen und Lasterhöhungen durch die Anlagen konkret realisiert werden. Diese Informationen waren im Fragebogen als textliche Beschreibung qualitativ erfasst worden. Wichtige bestimmende Faktoren für das Flexibilitätspotenzial sind:

- die Anlagenkonstellation und hier insbesondere das Vorhandensein eines durch Speicher isolierbaren stromintensiven Produktionsprozesses,
- die Größe von Speichern für Zwischenprodukte einzelner Produktionsprozesse,
- die Verfügbarkeit von Zwischen- und Endprodukten als Handelsware,
- die Auslastung der stromintensiven Produktionsprozesse im Normalbetrieb,
- die zukünftige Vertragsgestaltung (geplante Anlagenauslastung mit Puffer für Lastverzicht bzw. zeitlich flexibleren Lieferbedingungen) und
- die Auswirkung einer Lastreduktion oder Lasterhöhung auf die Qualität des Endproduktes oder Zwischenproduktes.

Entwicklung der Potenziale

Die zukünftige Entwicklung des technischen und des soziotechnischen Potenzials wurde qualitativ auf der Basis der Befragung ermittelt. In Summe ist bei den untersuchten Industrien mit einem Zuwachs der technischen Flexibilitätspotenzialen und auch deren Nutzung bis 2030

zu rechnen. Für die Branchen Papierindustrie, Chlorelektrolyse, Elektrostahl und Luftzerlegung wurde eine gleichbleibende bis positive Entwicklungstendenz des technischen Potenzials ermittelt. Bei der Zementherstellung und Behälterglasindustrie ist die Tendenz negativ. Bei Raffinerien wird keine Entwicklung gesehen, das heißt, es wird sich voraussichtlich an der Situation nichts ändern, dass Raffinerien kein Potenzial für Lastreduktionen oder Lasterhöhungen haben.

Die Entwicklungstendenz des soziotechnischen Potenzials ist stark abhängig von den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Nutzung von Flexibilitätpotenzialen. Das bestehende und das zusätzliche technische Potenzial wird nur dann erschlossen werden, wenn sich das Anbieten von dieser Flexibilität für die Unternehmen in den kommenden Jahren als wirtschaftlich erweist.

Empfehlungen für Anpassungen des Marktdesigns

Damit diese Potentiale in einem volkswirtschaftlich sinnvollen Umfang genutzt werden können, müssen bestehende Hemmnisse abgebaut werden. Diese Hemmnisse wurden in der Befragung ermittelt und in der Auswertung kategorisiert (vgl. Abbildung 8). Am häufigsten wurden demzufolge Hemmnisse genannt, die im Design der Regelleistungsmärkte begründet sind. Beispiele hierfür sind die Länge der Ausschreibungszeiträume, die Vorhaltdauer oder auch Anforderungen an die Fernsteuerbarkeit. Am zweithäufigsten wurden Hemmnisse genannt, die in der Netzentgeltstruktur begründet sind. Danach folgen produktionstechnische Hemmnisse, wie zum Beispiel fehlende Kenntnis der Auswirkungen von häufigen Lastreduktionen und Lasterhöhungen auf die Produktqualität oder die Wartungskosten der Produktionsanlagen.

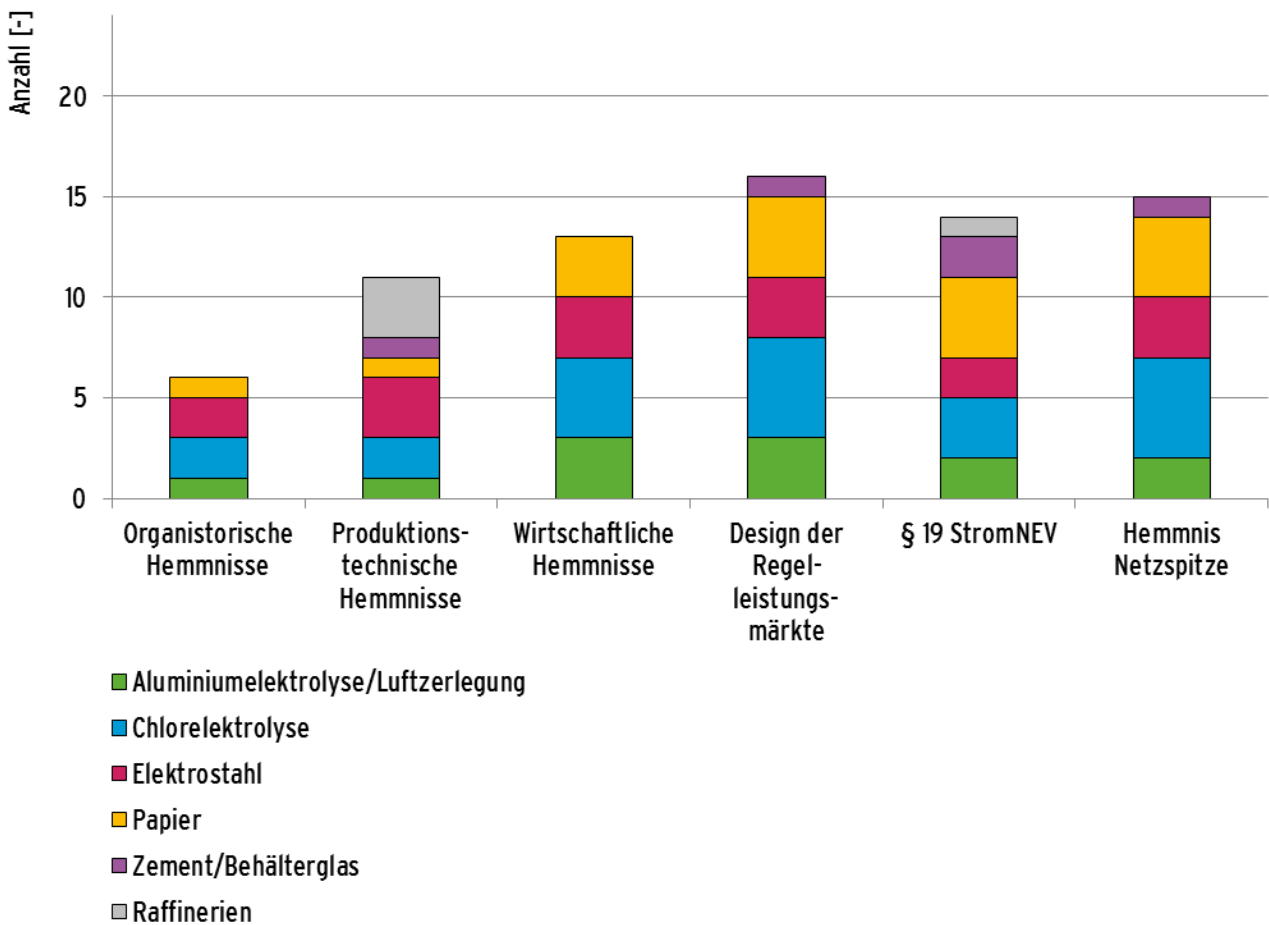


Abbildung 8 In der Befragung ermittelte Hemmnisse aufgeschlüsselt nach bestimmten Kategorien

Nach der Analyse dieser Hemmnisse und weiterer Hemmnisse, die den Autoren aufgrund ihrer eigenen Aktivitäten am Regelleistungsmarkt bekannt sind, wurden mehrere Empfehlungen formuliert, die helfen können, die ermittelten technischen Potenziale zukünftig besser zu nutzen.

Bei den Regelleistungsmärkten ist die wichtigste Empfehlung, die Ausschreibungszeiträume der SRL und der MRL auf einen Tag mit kalendertäglicher Ausschreibung sowie die Abrufdauer auf 4 Stunden bzw. 1 Stunde zu verkürzen. Die Umsetzung dieser Empfehlung würde z. B. dazu führen, dass die maximalen Abrufdauern der regelbaren Lasten wesentlich besser zu den Regelleistungsmärkten passen.

Die zweite wichtige Empfehlung betrifft die Netzentgeltstruktur. Zumindest Regelleistungsabrufe sollten keine negativen Auswirkungen auf die zu zahlenden Netzentgelte haben. Dies gilt sowohl für die reguläre Netzentgeltstruktur als auch für die Sonderformen der Netznutzung gemäß § 19 StromNEV. Die Empfehlung zur Netzentgeltstruktur für Regelleistungsabrufe gilt strukturell auch für Lastreduktionen und Lasterhöhungen, die am Spotmarkt vermarktet werden sollen. Darüber hinaus sollten Möglichkeiten geprüft werden, die Netzentgeltstruktur etwas zu flexibilisieren. In der Vergangenheit existierten bereits Instrumente zur Flexibilisierung der Entgeltstruktur.

Summary

The German Government announced its goal to increase the share of renewable energies in electricity generation to 80% until 2050. For some years already, the growing share of renewable energies in the electricity consumption results in a decrease of the share of fossil power plants in the electricity generation. This is true not only for the annual average, but especially for hours of strong winds or strong solar irradiation. During these hours fossil fuel-fired power plants are sometimes no longer required for the generation of electricity, but for provision of control energy or other ancillary services.

As the study was conducted a discussion regarding the market design of the electricity market arose in Germany. In this context it was asked whether controllable loads can contribute to the security of electrical supply analogously to peak load power plants. The idea behind this discussion is that controllable loads can be used to curtail peak load.

It was the objective of the research project to find out which technical and economic load management potentials can be used in the framework of control energy markets, the framework of the ordinance on interruptible loads as well as in the framework of intraday and day-ahead spot markets. A detailed bottom up survey in combination with a comprehensive evaluation formed the core of the research. The focus of this study was on big industrial consumers. These industries are characterised by high utilised powers and high availability. The covered industrial sectors stand for roughly one third of German industrial electricity consumption.

The research was divided into several stages. In the first stage international experiences of the utilisation of controllable loads were gathered and analysed. In the second stage the status quo of industrial participation in German control energy markets was investigated by conducting an extensive survey of nine different industrial groups. In this survey technical demand response potential, the economic potential and barriers were determined. The results were documented and evaluated in a multi-stage procedure.

International experience with controllable loads providing control energy

In many countries controllable loads are utilised in order to contribute to the safe operation of the electricity system. Through the assessment of literature, interviews and publicly available documents this study determines how controllable loads are embedded into the ancillary services of Great Britain, Italy, Spain, the Netherlands and the electricity market PJM in the USA. It was not goal of this examination to derive a global compendium of ways to incorporate controllable loads into ancillary services, but to widen the view of possible applications and to evaluate whether the identified models are transferable to German markets.

The scope of the analysed programs on controllable loads cannot be transferred directly to the field of application in Germany. This is not caused by different feed-in situations or varying hazards for the transmission system, but often due to different regulatory settings for the transmission system operator to prevent system failures.

Furthermore during the examination it became clear that outside Germany procurement of control power often takes care of the specific circumstances of loads in the industrial sector in a much better way than in Germany. In Great Britain for example providers and customers of control energy have the option to negotiate the rules for demand reduction bilaterally. Also pooling of loads appears less restricted.

Several of the examined programs on controllable loads (Italy, Great Britain, Finland) aim for very short activation times, i.e. faster than one second. These programs have significant

dimensions in part. As of 31st of December 2010 the Italian TSO Terna for example, contracted within the program for immediate demand reduction (Italian: interrompibilità istantanea) loads of 3,302 MW. The examined documents revealed that these loads could be used similarly to the German primary reserve (German: Primärregelleistung, PRL). Sometimes the specific situation of the respective country (such as territory on islands or a higher share of the biggest power plant in the overall generation capacity) has an influence on the type of use of the contracted loads. It therefore remained unclear whether the mentioned programs on demand reduction can be transferred to the German circumstances. The magnitude of the controllable loads participating in those programs was surprising. For most of the examined countries 5 to 7% of the countries peak load had been contracted. Nevertheless, a conclusion on the German potential is not possible due to the differing industrial and economical structures.

First inquiry on the status quo of participation of controllable loads in the German control energy market

An inquiry based on a technical questionnaire and conducted by telephone and email was undertaken during the first half of 2012. This inquiry revealed to which extent controllable loads were participating in the German market for control energy and which bidding strategies were applied. According to the inquiry, at that time approximately 500 MW were bidding for positive control power and approximately 125 MW were bidding for negative control power. None of the bidders was offering in the primary reserve. Secondary reserve (German: Sekundärregelleistung, SRL) was offered only in the positive segment and comprised only 40 MW. Hence the bigger part of the offers is allocated within the tertiary reserve (German: Minutenreserve, MRL). The call for bids on secondary reserve comprised at that time 2,000 MW. In the positive and negative segment of tertiary reserve a little more than 2,500 MW each was called for.

Preliminary analysis as preparation for the detailed survey

In a preliminary analysis industrial sectors have been identified that showed a

- Potential for demand reduction respectively increase,
- High utilised electrical consumption per site,
- High availability.

This identification was performed on the basis of a literature assessment on the one hand, and an analysis of statistical data on the other hand.

The result of this preliminary analysis was handed to the customer of this study. Subsequently, the following industrial sectors have been considered appropriate for further investigation:

- Metal production and metal processing, focusing on electric steel plants and aluminium electrolysis,
- Production of chemicals, focussing on chlorine electrolysis and air separation,
- Paper production and cardboard production,
- Processing of glass/ceramics/stones and cement, focusing on cement manufacturing and container glass industry,
- Coal mining, focusing on lignite coal,
- Coking plants and processing of crude oil, focusing on crude oil refineries.

Conducting of the detailed survey and introduction of the interviewed companies

Between September 2012 and June 2013 25 companies have been interviewed. Figure 1 displays the structure of participants in the survey by sectors. The survey was conducted in form of on-site interviews with the persons responsible for production, energy purchase or energy policy. The foundation of the interviews was an 18 page questionnaire designed by BET and Trianel.

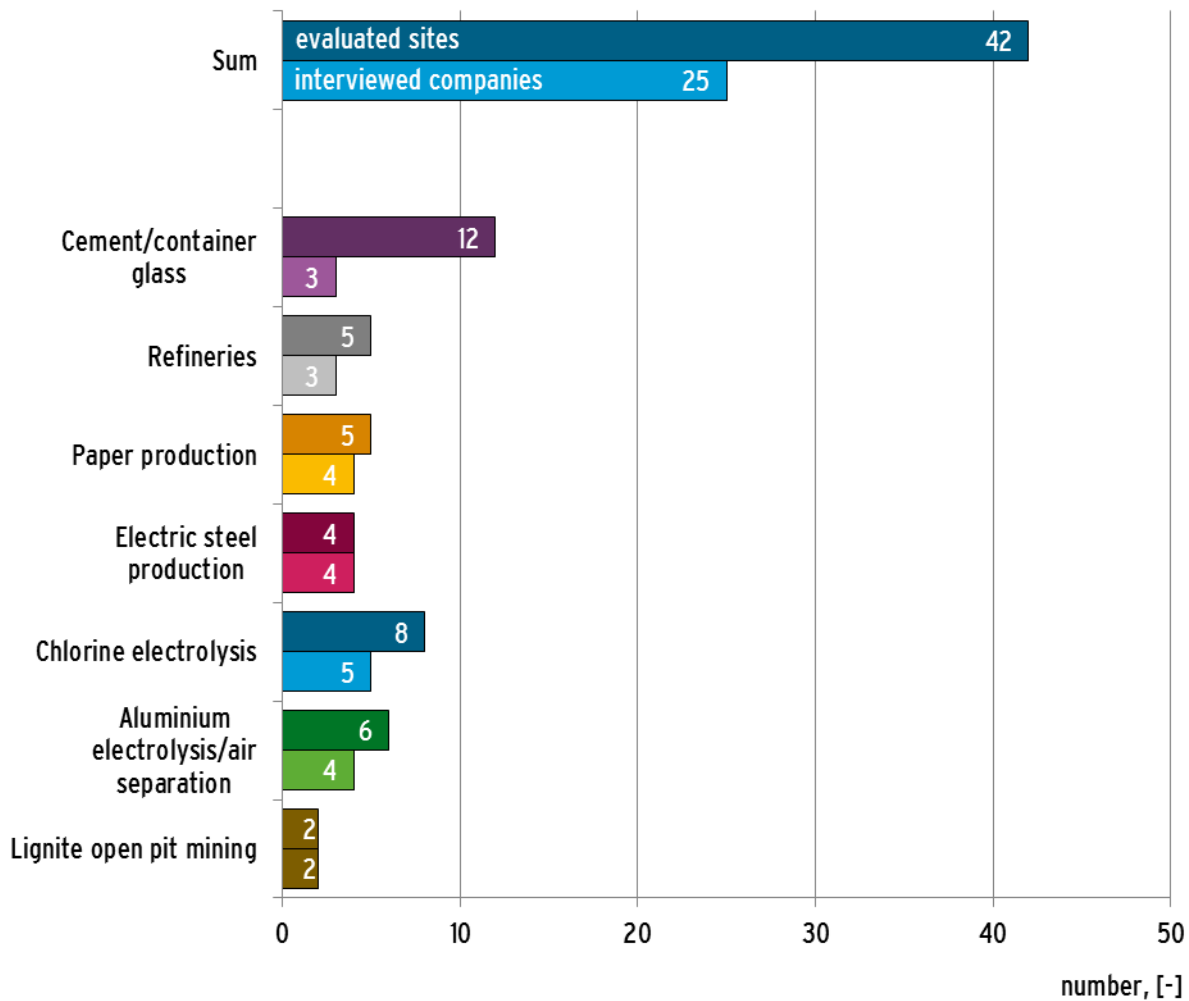


Figure 1 Number of interviewed companies and sites considered in the survey

Due to the low number of participants in air separation and aluminium production, cement manufacturing and container glass industry, these sectors have been combined in order to guarantee confidentiality.

The industrial sectors covered in the survey are all energy intensive and show very high amounts of hours of operation as well as equivalent hours of operation at full load per year. The smaller the difference between usage hours and full load hours the more constant is the electricity consumption.

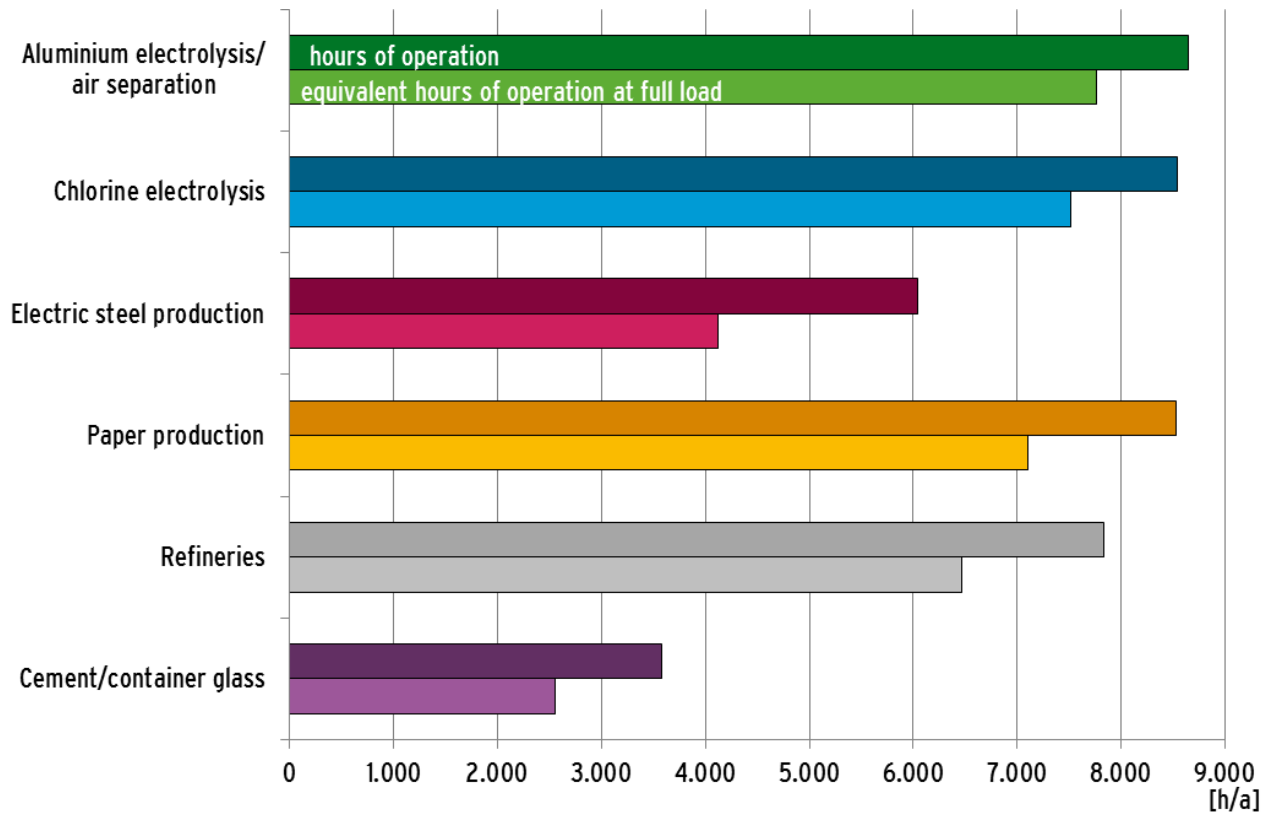


Figure 2 Hours of operation and equivalent hours of operation at full load

It is noteworthy, that the knowledge of the interviewed companies how to realise revenues using the flexibility of controllable loads has been quite extensive. (as shown in Figure 3). Almost all companies had evaluated the impacts of peak load reduction on their bill of grid fees. A majority had already evaluated the use of load management on spot markets, in the frameworks of balancing groups or on control energy markets. Peak load reduction has been implemented particularly often, while other evaluated measures had only seldom been implemented.

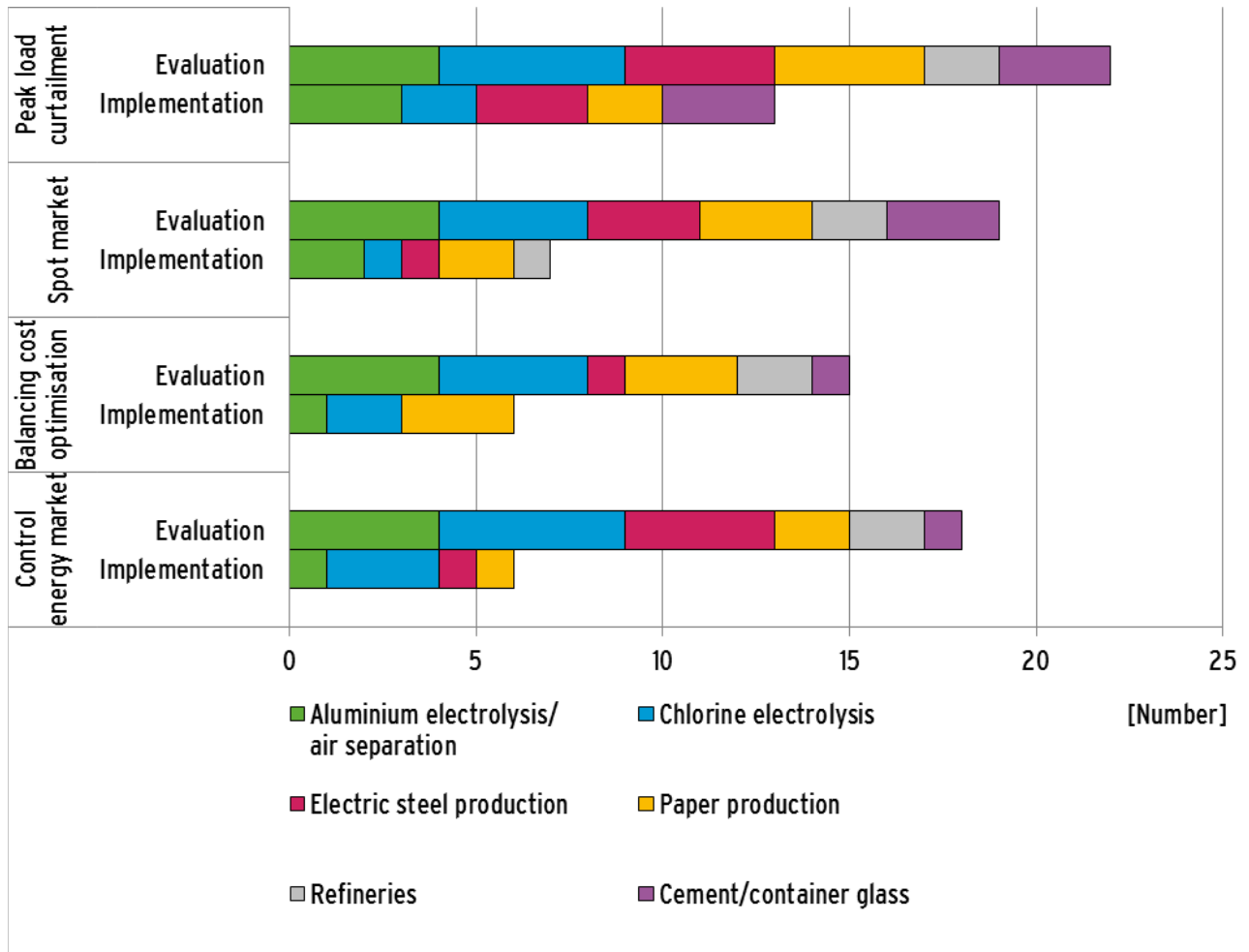


Figure 3 Experience of interviewed enterprises how to realise revenues using the flexibility of controllable loads

Reasons for this are the drop in electricity prices and prices for control energy in the recent years (due to oversupply of electricity generation capacities and the stepwise optimisation of control energy markets with rising competition intensity) and still prevailing barriers to the use of the flexibility potential.

Explanation of the concept technical, socio technical and economic flexibility potential of controllable loads

A controllable load, which typically consists of a set of installations disposes of a flexibility potential if it can reduce or increase the load (measured against a hypothetical electricity consumption path that it would pursue otherwise. Reducing load may mean that either load is shifted or it is reduced. It is important to note that in this research project the German word Lastreduktion (literal translation: load reduction) encompasses load shifting, meaning reduced electricity consumption followed by a period of higher electricity consumption in order to make up for the losses in production as well as the load reduction in the sense in which it is often used in English, i.e. a reduced electricity consumption typically coming with reduced production. In order to avoid misunderstandings we will use the German words in the remainder of this chapter. Thus Lastreduktion stands for load shifts as well as load reduction; Lastverzicht stands for load reductions in the usual sense of English publications and Lasterhöhung stands for load increases.

The technical (flexibility) potential of controllable loads consists of all technically feasible Lastreduktionen or Lasterhöhungen for a minimum of one hour without leading to a

longlasting production shortfall or serious damage to the installations. It must be possible to activate the Lastreduktionen or Lasterhöhungen belonging to the technical potential within several hours.

The technical potential is the load management potential that is technically feasible. Matters of economic viability or existing barriers, e.g. current delivery patterns, are neglected when deriving the technical potential. The information on the technical potential was gathered implicitly through conclusions by the authors from the data gathered in the detailed survey.

The socio-technical flexibility potential is a subset of the technical potential. It consists of all Lastreduktionen and Lasterhöhungen that the enterprises currently regard as in principle usable and for which they have given extensive information in the detailed survey. It is based upon technical considerations as well as individual perspectives of the interviewed companies on economic and logistical framework conditions as well as partly upon subjective judgements of the persons that were interviewed.

Thus each Lastreduktion and Lasterhöhung that is part of the socio-technical potential is automatically part of the technical potential. This does not hold true the other way round. Notably, Lastverzicht is often not part of the socio-technical potential although it is technically feasible. Many interviewed companies renounced Lastverzicht because of the loss in production that is usually a consequence. Therefore the majority of the named Lastreduktionen are load shifting options. Nevertheless, Lastverzicht is in many cases technically feasible and when changing framework conditions, e.g. delivery contracts in principle usable.

Methodology of the evaluation of the survey results

The outcome of the detailed survey has been a set of 25 filled questionnaires, the majority of which contained extensive information on production facilities and processes of the interviewed enterprise. This information has been evaluated in a multi-stage procedure.

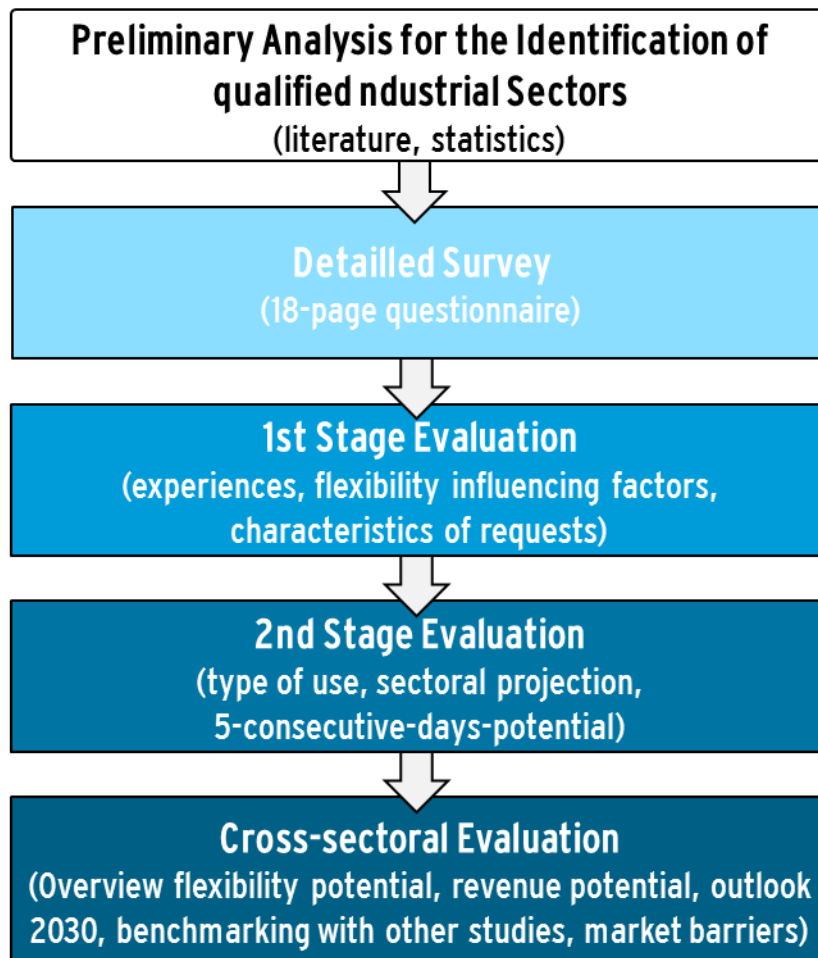


Figure 4 Procedure of the survey evaluation

In the first stage of the evaluation so-called characteristic curves of installations are derived. It is the objective of characteristic curves of installations to grasp the entirety of all Lastreduktionen and Lasterhöhungen identified in the detailed survey for each industrial sector. They categorise the multitude of parameters necessary to describe the Lastreduktionen and Lasterhöhungen, such that qualitative and quantitative conclusions on the flexibility potential of the industrial sectors become possible.

Characteristic curves of installations are thus a means to reduce complexity. During the interviews it became clear that the information necessary to describe the Lasterhöhungen and Lastreduktionen are extraordinarily multifaceted. The clear majority of sites possess more than one option to realise Lastreduktionen and / or Lasterhöhungen. (Called request for the remainder of the report). Often one site can provide multiple requests which cancel each other out, e.g. partial reduction of electricity consumption vs. complete shutdown. On the other hand different requests can often be activated at the same time if they are provided by two separate production processes of the same site.

Each of these requests is characterised by a multitude of parameters, e.g. the level of the change in electricity consumption (MW), activation time, reaction time, maximal duration of the request, availability, variable costs etc. In reality these parameters are dependent on each other, e.g. variable costs change with the length of the requests.

In the second stage of the evaluation the flexibility potential has been examined in an energy business situation, i.e. with regard to certain types of use (e.g. control energy markets or

spot markets). In order to do so types of use have been defined and parameters for these types of use have been formulated. The types of use are derived from real life situations on control energy markets and electricity markets, they are however not always identical with reality. Each sites was checked regarding its ability to meet the requirements of the pre-defined types of use. More specifically, for each site all identified request were checked whether they fit the requirements for activation time, availability etc. and then the request with maximum change in electricity consumption was chosen.

Using projections from the set of interviewed companies to the industrial sector the socio-technical potential was derived. Results of the projections for all types of use are the projected aggregated characteristic curves of the industrial sectors. They show the sociotechnical potential. In addition to that the technical potential has been derived in the second stage.

In the last stage several cross-sectoral evaluations have been carried out. Additionally, the results have been contrasted with study results of other authors, the future development of potentials has been evaluated and the results have been commented with a view to economic circumstances.

Results of the cross-sectoral evaluation of the potential for Lastreduktionen

The industrial sectors covered in this project stand for roughly one third of the industrial electricity consumption, the results for the socio-technical potential are thus only a part of the flexibility potential of German industry. Nevertheless, even the potential of the industrial sectors covered is substantial. The installed capacity of the sectors equals 8.900 MW, the technical potential for Lastreduktionen lies at around 6.000 MW and the socio-technical potential adds up to 2.900 MW in the type of use Intraday / Day Ahead (1h) (compare column “sociotechnical potential (ID/DA 1h)” in Figure 5) and 3.500 MW when the requirement on the activation time is left out (compare column “sociotechnical potential (Total 1h) in Figure 5).

The technical potentials thus reach around seven per cent of German peak load; while the socio-technical potential equals four per cent of German peak load.

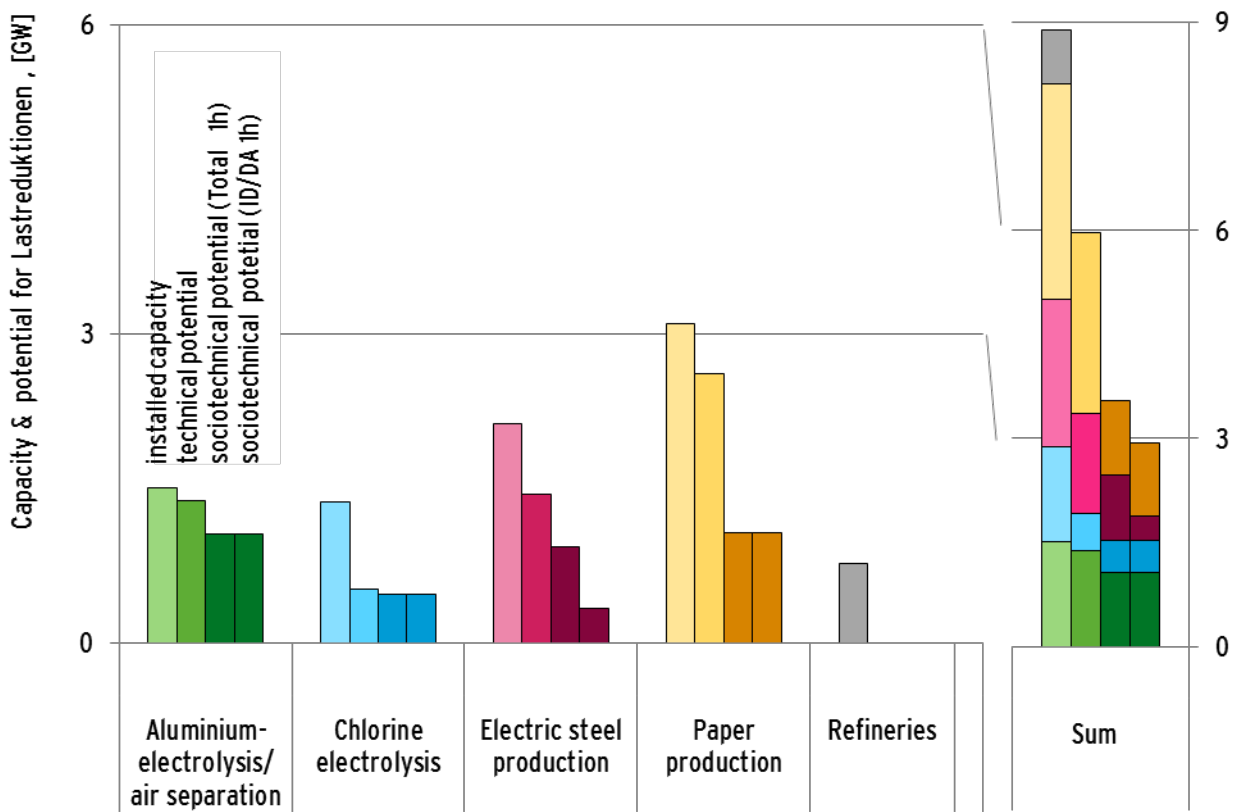


Figure 5 Installed capacities, technical potential and socio-technical potential in the industrial sectors

When using the information on potentials derived in this research project it has to be borne in mind, that the numbers stated reflect the potential of the current set of facilities, i.e. potentials may change due to changes in the installations as well as in the knowledge of the enterprises.

Additionally, much of the current socio-technical potential is blocked by barriers or usage is simply not economically feasible. In the future regulatory settings as well as economic framework conditions may change and thus a higher fraction of the technical potential may become part of the socio-technical potential and eventually be used.

Results of the cross-sectoral evaluation of the socio-technical flexibility potential

The cross-sectoral evaluation merges the results of the individual industrial branches. One of the most important results are the cross-sectoral projected aggregated characteristic curves (compare Figure 6 and Figure 7), which depict the socio-technical potential.

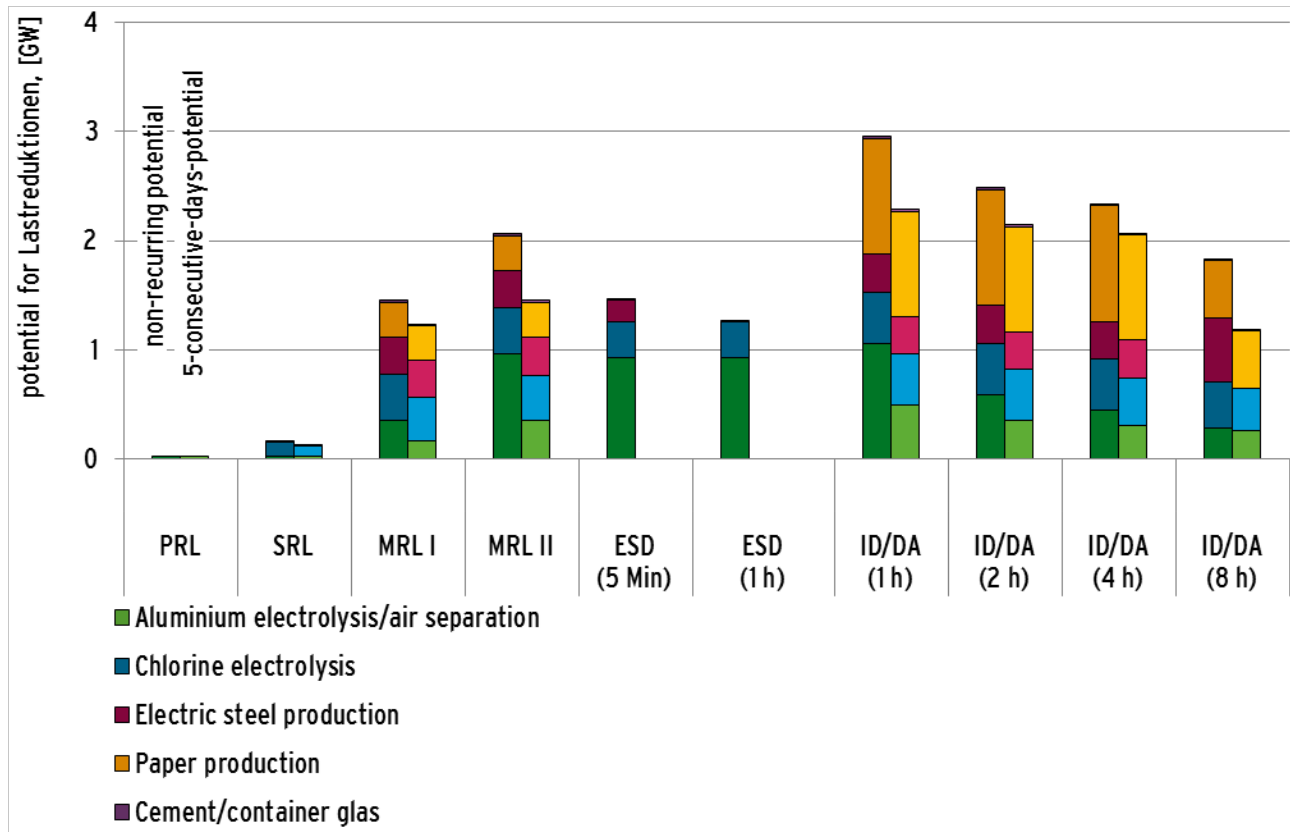


Figure 6 Cross-sectoral projected aggregated characteristic curve for Lastreduktionen

Compared to the socio-technical potential for Lastreduktionen, the socio-technical potential for demand reduction is significantly higher. The branch of paper production offers a high potential for demand reduction as well as for demand increase. Regarding the demand reduction the branch of aluminium electrolysis and air separation is second in line. For the potential in demand increase chlorine electrolysis offers the second highest potential.

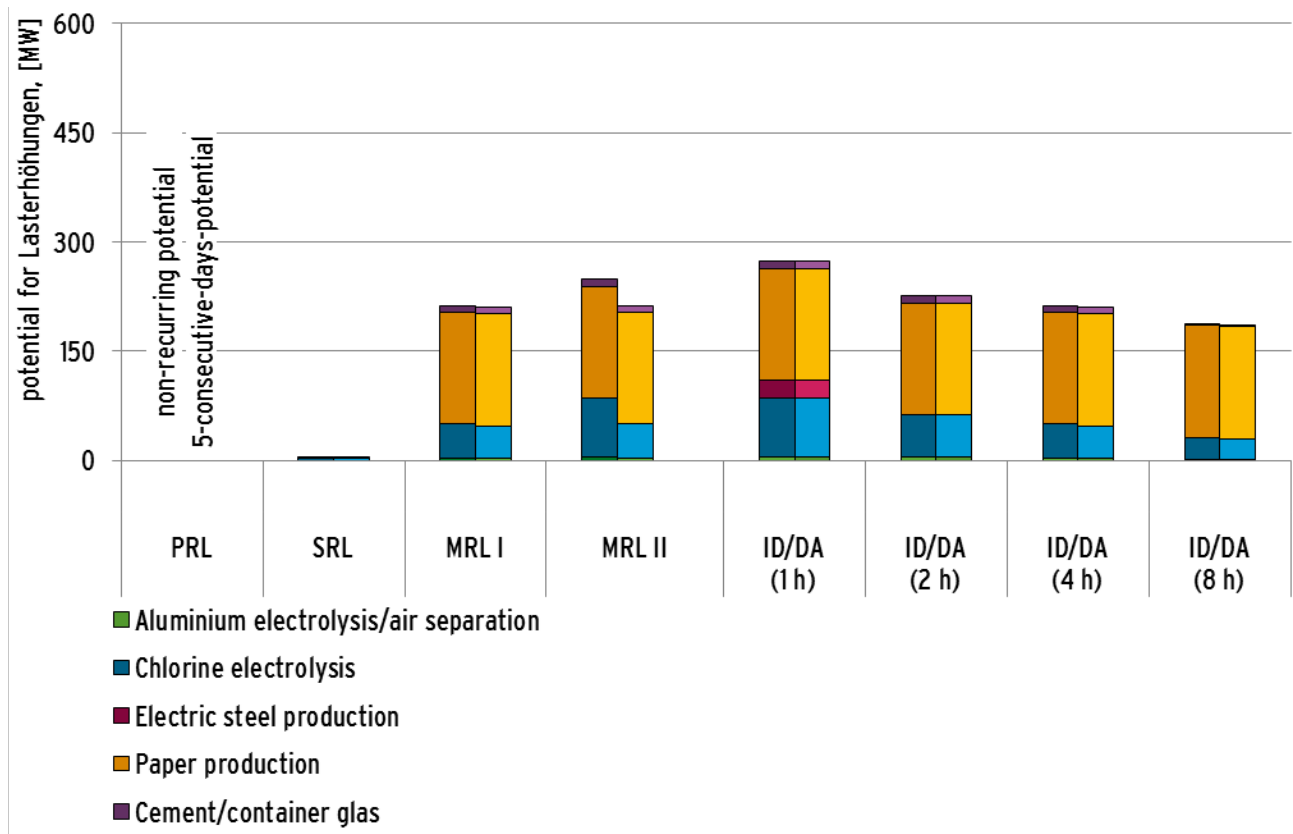


Figure 7 Cross-sectoral projected aggregated characteristic curve for Lasterhöhungen

In comparison to the socio-technical potential utilisable in the spot markets, the socio-technical-potential which can be utilised in the markets for control energy is smaller. However, in relation to the tender size of control energy markets the potential is substantial. Related to the tender size, the non-recurring potential for Lastreduktionen is highest for tertiary reserve (MRL).

The socio-technical potential identified in this research project range up to 3,000 MW (ID/DA(1h)) which corresponds to approx. 3.5% of the peak load in the German power grid.

Costs of the load management

The spread for the variable costs of Lastreduktionen over all interviewed sectors ranges from 0 to 500 €/MWh with spikes of up to 2,000 €/MWh; that of Lasterhöhungen between 0 and 200 €/MWh. In order to activate the reported technical potentials, non-recurring fixed costs ranging from 0 up to 21,000 €/MWh/a have to be invested. The costs are mainly for changes in the organisational structure, steering devices as well as in few cases for switching technology and industrial control technology.

In addition to the non-recurring fixed costs, non-recurring fixed costs have to be met. They range from 0 to 23.00 €/MW/a.

Determining factors of the load management potentials

In addition to the characteristic curves of installations the determining factors of the flexibility potential have been evaluated. This evaluation is based mainly on the descriptions of the processes and how Lastreduktionen and Lasterhöhungen can effectively be put into practice. This information has been gathered qualitatively in form of writing. Important factors determining the flexibility potential are:

- The set-up of the process, particularly the availability of a storage isolating the production process with high electricity consumption from the other production processes,
- The size of the storage for intermediate products,
- The availability of intermediate products as a traded commodity,
- The degree of capacity utilisation of the production process having high electricity consumption in regular operation,
- The impact of demand reductions respectively demand increases on the quality of the final product.

Dynamic development of the potentials

Prospective development of the technical and the socio-technical potential in the future was estimated qualitatively based on the conducted interviews. For the industrial branches of paper industry, chlorine electrolysis, electric steel production, aluminium production and air separation a continuous or positive trend for the development of the technical potential was ascertained. Container glass production and cement manufacturing however, show a negative tendency for future developments. For the sector of crude oil refinement no changes are anticipated, i.e. refineries continue to have no potential for Lastreduktion or Lasterhöhung at all.

The development of the socio-technical development depends strongly on the economic framework of the utilisation of the demand response potentials.

Policy recommendations for market design

Some of the potential is currently unavailable due to several barriers. These barriers have been identified by the industrial participants (compare Figure 8) and categorised for the evaluation. The barriers named mostly are associated with the market rules of the markets for control energy, e.g. length of the tender's time period, requirements of load ramps or remote controllability. Next in line were barriers caused by the structure of the grid fees (e.g. §19 StromNEV, peak load) . Barriers regarding the production processes, e.g. lack of knowledge about the influence of frequent load interruptions or load increases on the product's quality and the maintenance costs of the production facilities, were only named in third place.

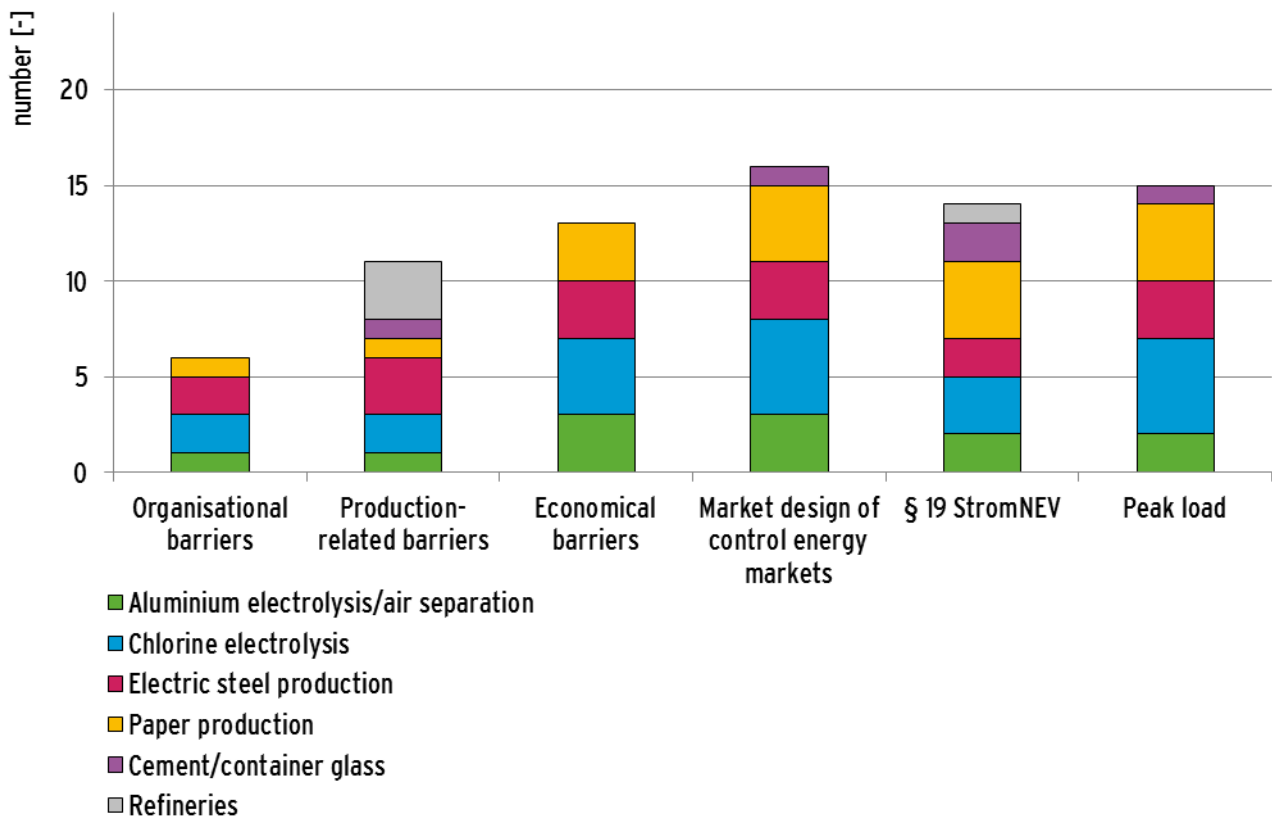


Figure 8 Categorized barriers identified in the survey

Following the analysis of these and further barriers known to the writers from their own activities on the market for control energy, several recommendations were formulated that could help to transfer the determined potentials into practice.

Regarding the markets for control energy the most important recommendation is to reduce the tenders' time periods. Implementation of this recommendation would help match the maximum duration of changes in demand by controllable loads with the market demands.

The second important recommendation concerns the structure of the grid fees. Requests for changes in demand of controllable loads must not increase the amount of grid fees to be paid. This is true for regular grid fees (who largely rest on the annual peak load) and particularly true for grid fees according to §19 StromNEV. Furthermore it should be considered to increase timely flexibility of grid fees. In the past such instruments to increase flexibility of the grid fees have been available.

1 Einleitung

Deutschland möchte bis zum Jahr 2050 den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch auf mindestens 80 % erhöhen und damit die Kernenergie und die fossilen Energieträger ersetzen. Zwischenziele auf diesem Weg sind 40-45 % im Jahr 2025, 55-60 % im Jahr 2035 [Bundesregierung 2013]. Wie in Abbildung 9 dargestellt, wächst die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien seit 1998 kontinuierlich. Da der Bruttostromverbrauch im selben Zeitraum relativ gesehen weniger stark gewachsen ist, stieg in dieser Zeit der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von etwas über 4 % auf über 20 % im Jahr 2011.

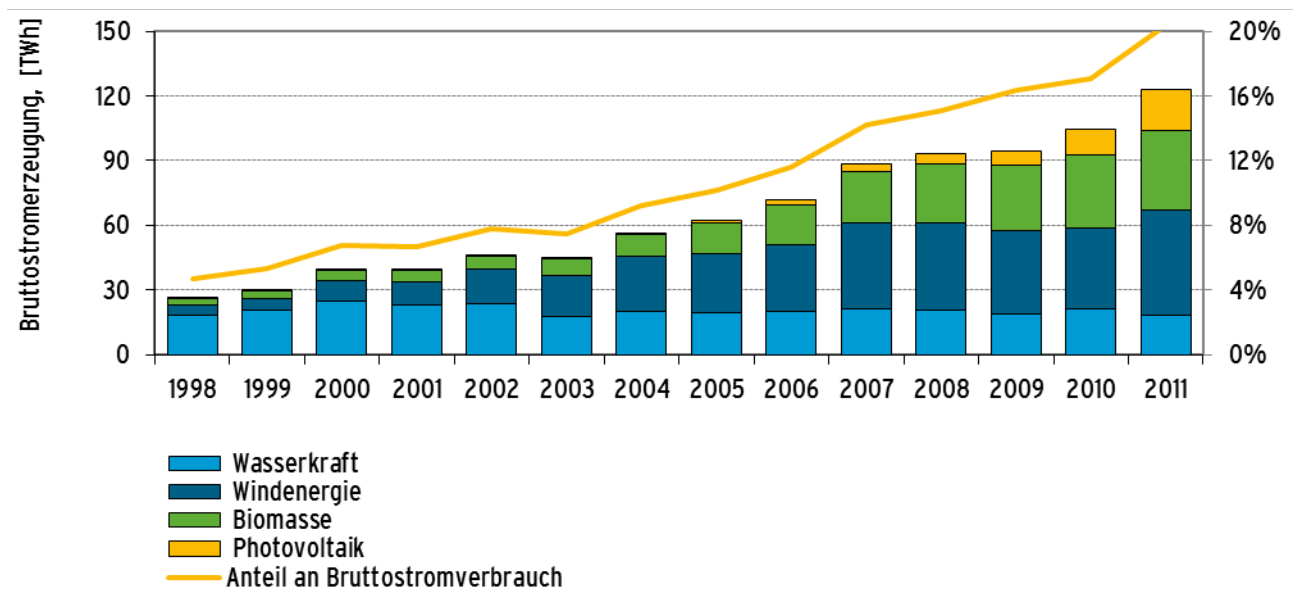


Abbildung 9 Entwicklung der Bruttostromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und des Anteils der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch. Quelle: Bundesregierung 2012 und eigene Berechnung

Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien sinken die Anteile der thermischen Kraftwerke (Kernenergie, Steinkohle, Braunkohle, Erdgas) an der Stromerzeugung (siehe Abbildung 10). Die Veränderung der Anteile an der Stromerzeugung gilt nicht nur im Jahresdurchschnitt, sondern vor allem in den Stunden, in denen aufgrund der Wetterverhältnisse besonders viel erneuerbare Energie für die Stromerzeugung genutzt werden kann. In diesen Stunden wird schon heute nur noch ein kleiner Anteil von thermischen Kraftwerken für die Stromerzeugung gebraucht. Bisher haben aber diese Kraftwerke den wesentlichen Beitrag für die Aufrechterhaltung der Systemstabilität, unter anderem durch die Erbringung von Regelleistung erbracht. Für den Ersatz der thermischen Kraftwerke auch in diesem Bereich bieten regelbare Lasten neben verschiedenen anderen Optionen wie Speichern große Potenziale.

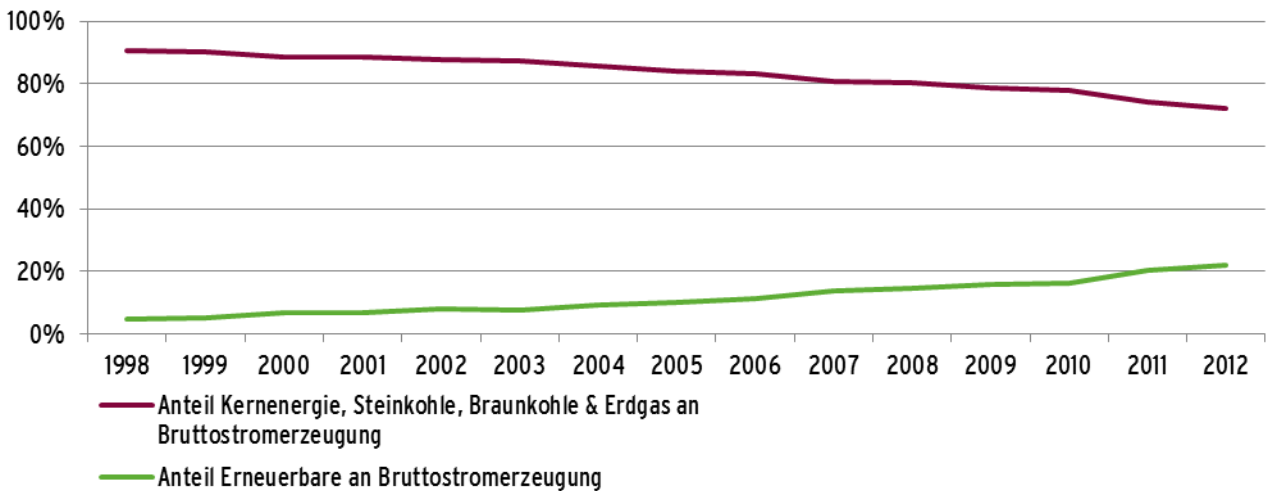


Abbildung 10 Entwicklung der Anteile der Stromerzeugung mit Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle bzw. Erdgas und des Anteils der Erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung, Quelle: Bundesregierung 2012 und eigene Berechnung

Regelleistung wird gebraucht, um Ungleichgewichte zwischen Erzeugung und Verbrauch auszugleichen. Für einen sicheren Netzbetrieb müssen Erzeugung und Verbrauch im gesamten kontinentaleuropäischen Synchronverbund im Gleichgewicht gehalten werden. Immer wenn dieses Gleichgewicht gestört ist, ändert sich die Frequenz des Stroms. Ein sicherer Netzbetrieb erfordert, dass die Frequenz sich in einem engen Band von $\pm 0,2$ Hz um den Zielwert von 50 Hz bewegt. Immer wenn die Frequenz absinkt, muss mehr Strom erzeugt oder weniger Strom verbraucht werden, um das Gleichgewicht wieder herzustellen. Dies ist der Einsatz von sogenannter positiver Regelleistung. Umgekehrt gilt im Fall einer zu hohen Frequenz, dass weniger Strom erzeugt oder mehr Strom verbraucht werden muss. Dies ist der Einsatz von negativer Regelleistung (siehe Abbildung 11).

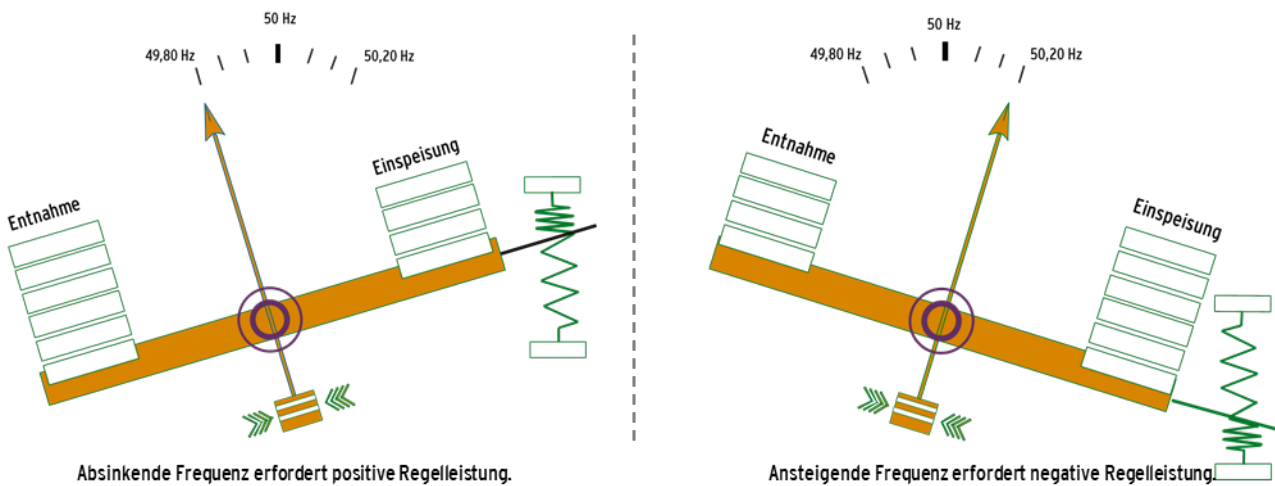


Abbildung 11 Einsatz von positiver und negativer Regelleistung zur Frequenzstabilisierung, eigene Darstellung

Statt wie bisher die Regelleistung weitgehend mit thermischen Kraftwerken zu erbringen, könnte die Regelleistung verstärkt mit regelbaren Lasten erbracht werden.

Während der Bearbeitungszeit rückten zwei weitere Themen im Zusammenhang mit regelbaren Lasten in den Fokus des Forschungsprojekts.

- Zum einen wurde durch die Verabschiedung der Verordnung zu abschaltbaren Lasten die Nutzung regelbarer Lasten im Rahmen anderer Systemdienstleistungen als der Regelleistung ermöglicht. Derartige Systemdienstleistungen sind zur Aufrechterhaltung eines stabilen und sicheren Netzbetriebs notwendig, das EnWG enthält unter anderem in § 13 EnWG verschiedene Mechanismen zur Beschaffung und zum Einsatz der Systemdienstleistungen. Die Verordnung zu abschaltbaren Lasten präzisiert einen dieser Mechanismen.
- Zum anderen können die Flexibilitäten aus regelbaren Lasten auch am Spotmarkt genutzt werden. Daher wurde im Zusammenhang mit der Debatte über die Weiterentwicklung des Strommarktdesigns zunehmend diskutiert, ob regelbare Lasten analog zu Spitzenlastkraftwerken einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können. Die bei diesen Konzepten dahinter stehende Idee ist, dass regelbare Lasten durch Lastverschiebung und Lastverzicht, die Nachfrage nach Strom so verändern können, dass Lastspitzen abnehmen. Für Zeiten der Knappheit von Stromerzeugungskapazität, z. B. bei hoher Last bei gleichzeitig wetterbedingt geringer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, müssten im Fall einer verlässlichen Glättung der Lastspitzen weniger fossile Kraftwerke vorgehalten werden.

Das Ziel des Forschungsvorhabens war es, die technischen und wirtschaftlichen Potenziale der regelbaren Lasten für besonders geeignete Branchen auf Basis von umfangreichen Unternehmensbefragungen zu ermitteln. Hierbei beschränkte sich die Untersuchung auftragsgemäß auf industrielle Lasten von neun ausgewählten Branchen. In diesem Forschungsvorhaben sollte ermittelt werden, welches Lastmanagement-Potenzial verlässlich, und auch an mehreren Tagen hintereinander, zur Verfügung steht und welche Kosten mit dessen Nutzung verbunden sind.

Im Gegensatz zum Regelleistungsmarkt, mit dem auf sehr kurzfristige Ungleichgewichte reagiert wird, sind Nachfragespitzen und die Einspeisung der erneuerbaren Energien relativ gut über einen Tag oder zumindest mehrere Stunden im Voraus prognostizierbar. Der normale Day Ahead Markt, mit einer Vorlauffrist von einem Tag bzw. der Intradaymarkt mit Vorlaufzeiten von mindestens 45 Minuten sind deswegen gut geeignet, um die Flexibilität der regelbaren Lasten zur Glättung von Nachfragespitzen zu vermarkten. Dies ist der Grund, warum in diesem Forschungsvorhaben auch ein erheblicher Teil des Forschungsaufwands der Vermarktung von regelbaren Lasten auf dem Day Ahead Markt bzw. dem Intradaymarkt gewidmet ist.

Im Bereich der regelbaren Lasten sind in der Vergangenheit viele unterschiedliche Begriffe geprägt worden. In diesem Forschungsprojekt wird zum einen zwischen Lastmanagement (d. h. einer freiwilligen Lastveränderung) und Lastabwurf (d. h. einer zwangsweisen Abschaltung einzelner Verbraucher) unterschieden. Zum anderen wird das Lastmanagement in Lastverschiebung und Lastverzicht unterschieden. Zum besseren Verständnis werden diese Begrifflichkeiten nachfolgend erläutert:

- Lastabwurf ist eine Notmaßnahme des Übertragungsnetzbetreibers. Er kann gemäß § 13 Abs. 2 EnWG bei einer Bedrohung der Systemstabilität jede Last abschalten, um so größere Netzstörungen zu vermeiden. Das abgeschaltete Unternehmen ist auf einen derartigen Lastabwurf typischerweise nicht vorbereitet. Eine Entschädigung einen Lastabwurf ist im Regelfall nicht vorgesehen, kann aber im Rahmen von Haftungsansprüchen gegen den Netzbetreiber geleistet werden.
- Lastmanagement ist hingegen eine mit betrieblichen Maßnahmen vorbereitete Lastreduktion oder Lastserhöhung, die freiwillig geschieht. Zudem wird der Verbraucher

für seine Aufwendungen zu Lastverschiebung bzw. seine entgangenen Gewinne bei Lastverzicht entschädigt. Dies kann entweder in Abstimmung und mit einer vertraglichen Grundlage mit einem Dritten, zum Beispiel dem Netzbetreiber oder Lieferanten, oder in vollkommener Eigenverantwortung des Unternehmens erfolgen.

Bei der Lastreduktion existieren zwei Formen des Lastmanagements:

- Bei einer Lastverschiebung wird zu einem bestimmten Zeitpunkt der Stromverbrauch (und damit typischerweise die Produktion) im Vergleich zum eigentlich geplanten Stromverbrauch reduziert und zu einem anderen Zeitpunkt die ausgefallene Produktion, verbunden mit einem höheren Stromverbrauch, nachgeholt bzw. kompensiert. Hierfür sind entweder Zwischenspeicher im Produktionsprozess oder freie Produktionskapazitäten zu einem anderen Zeitpunkt erforderlich.
- Bei einem Lastverzicht wird zu einem bestimmten Zeitpunkt der Stromverbrauch (und damit die Produktion) im Vergleich zum eigentlich geplanten Stromverbrauch reduziert. Die verringerte Produktion wird jedoch später nicht nachgeholt. Somit werden keine Zwischenspeicher in den Produktionsprozessen benötigt. Die Unternehmen verlieren jedoch entsprechend die Wertschöpfung für den Verzicht auf (Anteile der) Produktion.

In diesem Forschungsprojekt wird deswegen auch von einer Lastreduktion mit nachholender Produktion (Lastverschiebung) oder Lastreduktion ohne nachholende Produktion (Lastverzicht) gesprochen. Bei Lasterhöhungen ist ein Analogon zum Lastverzicht zwar denkbar, es ist aber in der Praxis kaum anzutreffen. Deswegen existiert hierfür auch kein eigener Begriff. Ein Beispiel für eine Lasterhöhung ist die Erzeugung von Wärme mit günstigem Strom, bei einem hohen Angebot aus erneuerbaren Energien.

In diesem Bericht werden die Ergebnisse und die Vorgehensweise der verschiedenen Arbeitspakete des Forschungsvorhabens dargestellt. Kapitel 2 ist der Darstellung internationaler Erfahrungen mit der Einbindung von regelbaren Lasten in die Programme zur Erbringung von Systemdienstleistungen gewidmet. In Kapitel 3 werden die Ergebnisse einer ersten Umfrage zum Status Quo der Teilnahme von regelbaren Lasten an den Regelleistungsmärkten präsentiert. In Kapitel 4 werden dann für den deutschen Markt Nutzungsformen für regelbare Lasten definiert. Dies ist eine notwendige Vorarbeit für die Auswertung der technischen Potenziale. Zu diesem Zweck werden in diesem Kapitel die deutschen Regelleistungsmärkte und die Spotmärkte, also der Gesamtheit von Intraday und Day Ahead Markt, intensiver vorgestellt. In Kapitel 5 werden die zu untersuchenden Branchen auf der Basis einer Literaturanalyse und einer statistischen Auswertung des Stromverbrauchs ausgewählt. Kapitel 6 stellt die befragten Unternehmen und den Ablauf der Befragung näher vor. In Kapitel 7 werden die Auswertungsmethodik vorgestellt und die verwendeten Potenzialbegriffe eingeordnet. Kapitel 8 und Kapitel 9 enthalten die Ergebnisse der branchenscharfen und der branchenübergreifenden Auswertung. Kapitel 10 gibt einen Ausblick auf die Entwicklung der Potenziale bis 2030 und Kapitel 11 umfasst eine ökonomische Betrachtung zur Nutzung von Lastmanagement. Abschließend werden in Kapitel 12 Vorschläge zur Anpassung des Marktdesigns der Regelleistungsmärkte und des Spotmarktes gemacht.

Dieses Forschungsprojekt basiert zum größten Teil auf der Bereitschaft der befragten Unternehmen, das Projekt durch die Teilnahme an der Befragung zu unterstützen. Die Autoren bedanken sich herzlich bei den befragten Unternehmen und den Teilnehmern der Befragung. Die Autoren haben die Informationen aus den Interviews nach bestem Wissen und Gewissen ausgewertet. Für Fehler und falsche Interpretationen sind ausschließlich die Autoren verantwortlich.

2 Internationale Erfahrungen mit Programmen zur Nutzung regelbarer Lasten

Unter dem Stichwort Lastmanagement (engl. Demand-Side-Management, /DSM bzw. Demand Response/DR) werden weltweit verschiedene Instrumente und Programme diskutiert, die alle darauf zielen, die Nachfrage nach Strom zu bestimmten Zeitpunkten zu flexibilisieren und diese Flexibilität zu nutzen.

Im nachfolgenden Abschnitt wird dargestellt, welche Programme in anderen Industrieländern die Beiträge von regelbaren Lasten für eine Nutzung verfügbar machen. Dargestellt werden nur Programme mit Aktivierung durch eine Steuerinstanz – Netzbetreiber oder Versorger. Die vorgestellten Programme dienen dem sicheren Netzbetrieb bzw. der Abwehr von Gefährdungen der Systemstabilität unter Einsatz von abschaltbaren Lasten.

Der Fokus der Untersuchung liegt auf der Beschreibung der Programme, der Einordnung in den regionalen Strommarkt und letztendlich auf der Übertragbarkeit der dargestellten Programme auf den deutschen Strommarkt mit allen seinen Teilmärkten, das heißt den Großhandelsmärkten- und den Regelleistungsmärkten.

2.1 Begriffsbestimmung und Eingrenzung

Aufgrund der Vielzahl der unterschiedlichen Instrumente und Programme existieren mehrere Möglichkeiten der Kategorisierung der Programme zum Lastmanagement. Ein Bericht des US Department of Energy [US Department of Energy 2006] unterscheidet zum Beispiel nach Price-Based-Options und Incentive-Based-Demand-Response Programs:

- *Price-Based-Options* sind Preisregime der Energieversorger und Netzbetreiber, die für den Stromkunden Anreize zur zeitlichen Flexibilisierung ihrer Stromnachfrage setzen. Die Entscheidungshoheit über das Lastmanagement verbleibt bei diesen Instrumenten beim Stromkunden.
- *Incentive-Based-Demand-Response-Programs* sind Programme der Energieversorger und Netzbetreiber. Der teilnehmende Stromkunde erhält für die Einwilligung in die zeitliche Flexibilisierung seiner Stromlieferung finanzielle Anreize. Die Entscheidung über die Lastverschiebung/das Lastmanagement trifft dabei der Energieversorger bzw. Netzbetreiber, der Stromkunde hat keine oder wenig Entscheidungsgewalt.

In der nachfolgenden Tabelle 1 sind die typischen Beispiele dargestellt, die Benennung und Erklärung ist vom US Department of Energy übernommen worden [US Department of Energy 2006; S. xii]. Die Begriffe werden sehr ähnlich auch von anderen Autoren bzw. Institutionen genutzt, z. B. der IEA [IEA 2007 & IEA 2012], in EU Forschungsprojekten [SINTEF Energy Research 2004] oder wissenschaftlichen Artikeln von [Torriti et.al 2009].

In der folgenden vertiefenden Darstellung werden aufgrund des ursprünglichen Fokus des Forschungsvorhabens auf die Regelleistungsbereitstellung nur Programme mit dezidiert Aktivierung durch eine Steuerinstanz, Netzbetreiber oder Versorger, näher vorgestellt (Incentive-Based-Programs). Dies betrifft dementsprechend die Programmkategorien Direct Load Control, Ancillary Services Market-Programs, Emergency-Demand-Response Programs, Interruptible Services Programs und Capacity-Market Programs. Bei diesen Programmen ist der sichere Netzbetrieb bzw. die Abwehr von Gefährdungen der Systemstabilität der Hauptzweck des Einsatzes von regelbaren Lasten. Demand-Bidding / Buyback-Programs stellen einen Sonderfall dar, der hier nicht näher betrachtet wurde.

Bei den anderen preisbasierten Demand-Side-Management Programmen (Price-Based-Options) steht häufig die volkswirtschaftliche oder betriebswirtschaftliche Optimierung einzelner

Akteure im Vordergrund. Ein großer Teil der Studien zum Thema Lastmanagement und insbesondere zum Potenzial von Lastmanagement, die häufig mit dem Fokus „Integration der Erneuerbaren Energien in das Stromnetz“ durchgeführt wurden, konzentriert sich auf diese Programmtypen, z. B. eine Studie zum Potenzial in den USA [FERC 2009] oder auch zahlreiche Studien, die im Zusammenhang eines Projektes der IEA [IEA 2012] für verschiedene Teilnehmerstaaten zusammengetragen wurden. Auch dieses Forschungsvorhaben hat im Verlauf der Bearbeitung seinen Fokus auf Vermarktungsformen von Lastmanagement geweitet, die eher als Price-Based-Options umgesetzt werden.

Tabelle 1 Kategorisierung von Lastmanagement-Programmen

Aktivierung durch Kunden: Price-Based –Options	Aktivierung durch Steuerinstanz: Incentive-Based-Programs
<p>Time-of-Use (TOU): Der Strompreis wird differenziert nach zeitlichen Blöcken festgelegt. Ein deutsches Beispiel wären NT/HT-Tarife⁶.</p> <p>Real-time-Pricing (RTP): Der Kunde wird mit Preisen pro Stunde abgerechnet, die sich typischerweise vom Spotmarkt ableiten. Die Preise werden im Vorhinein mitgeteilt, damit der Kunde optimal reagieren kann.</p> <p>Critical-Peak-Pricing (CPP): Zusätzlich zu TOU wird hier ein Maximalpreis vereinbart, der in bestimmten vordefinierten Sondersituationen angewandt wird.</p>	<p>Direct-Load-Control: Der Energieversorger/ Netzbetreiber/ Programmakteur steuert direkt eine Stromanwendung des Kunden (z. B. Klimaanlage, Warmwasserbereiter).</p> <p>Interruptible / Curtailable-Service (I/C): Der Kunde stimmt der Lastreduzierung durch den Energieversorger in bestimmten Systemzuständen des Energieversorgungssystems zu und erhält dafür Reduktionen beim Strompreis.</p> <p>Demand-Bidding / Buyback-Programs: Der Kunde bietet dem Energieversorger den Rückkauf von Strom, zum Beispiel bei hohen Strompreisen an.</p> <p>Emergency-Demand-Response-Programs: Programme bei denen Kunden Geld dafür erhalten, dass sie für Abschaltungen in Notfällen bereitstehen.</p> <p>Capacity-Market-Programs: Stromkunden halten eine bestimmte Abschaltleistung vor, die in bestimmten Situationen vom Energieversorger abgerufen werden kann. Dadurch können Spitzenlastkraftwerke eingespart werden.</p> <p>Ancillary-Services-Market-Programs: Stromkunden bieten Abschaltleistungen an den Märkten für Regelleistung / Systemreserven an und erhalten dafür ein Entgelt. Der Netzbetreiber (als Nachfrager von Systemdienstleistungen) setzt die Abschaltleistung nach den Bedürfnissen der Netzstabilität ein.</p>

⁶ NT/HT bedeutet Hoch- bzw. Niedertarif. In Deutschland wird zum Beispiel Betreibern von Nachtspeicherheizungen ein NT-Tarif für die Nachtstunden angeboten.

Im folgenden Kapitel werden Beispiele für Programme dargestellt, die nach Unterschiedlichkeit der verschiedenen Ansätze und nach Verfügbarkeit von Informationen ausgewählt worden sind.

2.2 Darstellung ausgewählter Programme zum Einbezug von Lastmanagement in Systemdienstleistungen / Notfallabschaltungen / Kapazitätsmärkte

2.2.1 Großbritannien: Frequency-Control by Demand-Management

2.2.1.1 Beschreibung

Der britische Stromnetzbetreiber National Grid schließt im Rahmen seines Programms Frequency-Control by Demand-Management bilaterale Verträge mit abschaltbaren Lasten. Die Lastreduktionen werden genutzt, um die Frequenzhaltung im britischen Übertragungsnetz sicherzustellen.

Teilnehmen an dem Programm können regelbare Lasten, die

- 24 Stunden am Tag verfügbar sind, wobei die Verfügbarkeit auf wöchentlicher Basis bestätigt werden muss,
- die Lastreduktion innerhalb von 2 Sekunden gewährleisten und mindestens 30 Minuten abgeschaltet bleiben können und
- eine Abrufleistung von mindestens 3 MW erreichen, wobei Pooling mehrerer Lasten möglich ist.

Die Vergütung erfolgt über einen Leistungspreis, der pro MW und verfügbare Stunde abgerechnet wird. Die genauen Konditionen werden in bilateralen Verträgen zwischen National Grid und den Lasten festgelegt [National Grid 2012]. Statistisch muss mit 10 bis 30 Abrufen pro Jahr gerechnet werden. Nach Aussage des zuständigen Mitarbeiters bei National Grid müssen die Lasten eine permanente Kontrolle der Frequenz vornehmen und sich bei einer Frequenzschwelle von 49,7 Hz abschalten [Duffield 2012].

Der Umfang der teilnehmenden Lasten kann nur indirekt aus dem monatlichen Bericht über die Nutzung von Systemdienstleistungen geschlossen werden. Dort wird unter der Überschrift Commercial-Frequency-Response aggregiert berichtet, welche Arbeit von regelbaren Lasten und Teilnehmern einer Ausschreibung im Rahmen des Frequency-Response-Programms pro Monat angekauft wird und welche Zahlungen erfolgen. Die Angaben schwanken im Berichtszeitraum April 2011 bis Januar 2012 zwischen 234 GWh und 392 GWh bzw. 6,50 Mio. Pfund und 7,77 Mio. Pfund pro Monat. Nach Aussagen des zuständigen Mitarbeiters bei National Grid überschreitet die Summe der Lasten 150 MW nicht (Vergleich: höchste Last an Referenztagen 2010 in Großbritannien: 59 GW, [ENTSOE 2011]). Der Hauptgrund für diese Verträge ist, dass der Einsatz der regelbaren Lasten preisgünstiger ist, als der Einsatz anderer Formen von Regelleistung [Duffield 2012].

2.2.1.2 Rolle von Zwischenhändlern, anderen Intermediären

Es ist nach Zustimmung von National Grid möglich, mehrere kleine Lasten zu einer abschaltbaren Last zusammen zu fassen. Zwischenhändler können prinzipiell dieses Pooling übernehmen. Ein Beispiel für einen solchen Pool-Anbieter ist die Firma Open energi.

2.2.1.3 Einordnung in den britischen Strommarkt

National Grid Electricity Transmission plc. ist der Übertragungsnetzbetreiber für die Übertragungsnetze in England und Wales und zwei Übertragungsnetze in Schottland. In dieser Eigenschaft ist National Grid verantwortlich für die Frequenzhaltung und die Systemstabilität.

In Großbritannien müssen alle Stromerzeuger mit elektrischer Leistung größer 100 MW Regelleistung in Reaktion auf die Frequenz anbieten (Mandatory-Frequency-Response). In Deutschland ist das nicht der Fall. National Grid muss diese Mandatory-Frequency-Control jedoch relativ teuer bezahlen und hat deshalb parallel als marktbasierendes Instrument die Firm-Frequency-Control eingeführt. Diese wird über Ausschreibungen beschafft, in denen ein Leistungspreis und ein Arbeitspreis festgelegt werden. Interessant ist, dass mit der Firma Open Energi ein Teilnehmer der Nachfrageseite an diesem System teilnimmt: Durch Pooling der Kühl-, Lüftungs- und Heizsysteme der Supermarktkette Sainsbury's kann dieser Teilnehmer 3 MW positive und negative Regelleistung (high & low firm Frequency-Control) anbieten [Duffield 2012].

Daneben gewährleistet National Grid weitere Systemdienstleistungen, unter anderem die Fast-Reserve, die Short-Term-Operating-Reserve und weitere. Die Fast-Reserve steht in Bezug auf Vorlaufzeit und maximale Nutzungsdauer zwischen Frequency-Control und der Short-Term-Operating-Reserve.

2.2.1.4 Übertragbarkeit des Programms auf den deutschen Strommarkt, auch im Hinblick auf den Regelleistungsmarkt

Der Nutzen des Programms ist ein Beitrag zur Sicherstellung der Frequenzhaltung im britischen Übertragungsnetz im Kurzfristbereich (2 s bis min. 30 min). Im Vergleich zum deutschen Strommarkt ist das Programm damit im Aufgabenbereich zwischen der Primär- und Sekundärregelung anzusiedeln. Aufgrund der sehr tiefen Auslösungsschwelle von 49,7 Hz muss allerdings davon ausgegangen werden, dass die Lasten nur bei besonders starken Frequenzabweichungen abgeschaltet werden, die in Deutschland bereits als Gefährdung oder Störung der Systemstabilität eingestuft werden würden.

Das britische Strommarktdesign ist dem deutschen Strommarktdesign sehr ähnlich. Es besteht ein einheitlicher Strommarkt mit den Segmenten Terminmarkt und Spotmarkt, Netzbetreiber, Stromerzeuger und Vertrieb sind entflochten, der Netzbetreiber National Grid ist Regelzonenverantwortlicher. Die technischen Normen der ENTSO-E gelten in Deutschland und Großbritannien.

Technisch sprechen somit keine offensichtlichen Punkte gegen eine Übertragbarkeit des Programms nach Deutschland. Allerdings wurde im Rahmen der öffentlichen Diskussion über eine Verordnung für abschaltbare Lasten gemäß § 13 Abs. 4a EnWG im Frühjahr 2012 deutlich, dass die deutschen Netzbetreiber kurzfristige Lastreduktionen von Lasten als energiewirtschaftlich unnötig ansehen.

Regulatorisch ist eine Übertragbarkeit jedoch schwierig. In Deutschland sind die Fälle, in denen die Netzfrequenz auf weniger als 49,7 Hz absinkt, typischerweise nicht mehr als normales Ungleichgewicht von Einspeisung und Ausspeisung eingestuft, hier handelt es sich dann um eine Gefährdung oder Störung der Systemstabilität, bei der neben der Regelleistung weitere Maßnahmen entweder nach der § 13 Absatz 1 oder Absatz 2 EnWG greifen würden. Die Übertragungsnetzbetreiber verfügen über eine Vielzahl möglicher Maßnahmen, zu denen der Einsatz von Regelleistung und der Einsatz von regelbaren Lasten im Rahmen der Verordnung über abschaltbare Lasten gehören. (§13 Abs.1 i.V.m. Abs. 4a EnWG). Während die Maßnahmen

unter Abs.1 typischerweise eine Vergütung vorsehen, ist bei Notmaßnahmen nach Abs. 2 keine Vergütung vorgesehen.

2.2.1.5 Zusammenfassung / Überblick

Tabelle 2 Übersicht Frequency Control by Demand Management (Großbritannien)

Land	Großbritannien
Programm	Frequency Control by Demand Management
Zielsetzung	Ausgleich von Ungleichgewichten von Einspeisung und Ausspeisung, Frequenzhaltung
Abrufdauer	Lastreduktion innerhalb von 2 s, mindestens 30 Min Maximaldauer
Zugangsvoraussetzungen, Anforderung	3 MW, Bündelung möglich
Vergabemethode	Bilaterale Verträge mit National Grid
Vergabehäufigkeit/ -dauer	Nicht festgelegt
Abrufmethode	Automatisch
Abruf durch / Steuerung durch	Regelzonenverantwortlicher National Grid
Vergütungssystematik	Leistungspreis, abgerechnet nach tatsächlichen verfügbaren Stunden
Kumulierte Leistung im Programm	Unbekannt
Potenzial Leistung	Unbekannt
Programmtyp	Systemdienstleistung

2.2.2 Großbritannien: Fast-Reserve / Demand-Management

2.2.2.1 Beschreibung

Die Fast- Reserve ist eine weitere Systemdienstleistung, die National Grid zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität beschafft. Konkret kauft National Grid Stromlieferungen und Stromabnahmen von Erzeugern und Stromabnehmern an. Wie bei der Frequency Control gibt es die reguläre Ausschreibung der Fast-Reserve mit standardisierten Ausschreibungsbedingungen und daneben die Möglichkeiten, bilaterale Verträge zu schließen, die die Besonderheiten von abschaltbaren Lasten berücksichtigen. Sowohl die Fast-Reserve selbst als auch die bilateralen Verträge sind für regelbare Lasten interessant.

Am regulären Programm der Fast-Reserve können Lasten und Stromerzeuger teilnehmen, die

- mindestens 50 MW Abschaltleistung / Erzeugungsleistung anbieten,
- mindestens einen Gradienten von 25 MW/Min sicherstellen und deren vollständige Abschaltleistung / Erzeugungsleistung innerhalb von 2 Minuten aktivierbar ist und
- mindestens 15 Minuten Nutzungszeit sicherstellen können.

Nach einer Präqualifizierung können die Teilnehmer an einer monatlich erfolgenden Ausschreibung teilnehmen. In dieser Ausschreibung müssen sie ihre Verfügbarkeit, ihre maximale Nutzungsdauer, ihr Erzeugungs- und Lastprofil und die gewünschten Arbeits- und Leistungspreise nennen. Die Bezuschlagung erfolgt dann für den jeweiligen Monat nach den Bedürfnissen von National Grid (National Grid 2009). Am regulären Programm nehmen ca. 2.500 MW Leistung teil, von denen ungefähr die Hälfte durch National Grid als Demand Side

(Lastseitig) klassifiziert ist. Allerdings ist die Klassifikation sehr zweifelhaft, weil es sich um Anlagen auf der Verteilnetzebene – also außerhalb des Wissensbereichs von National Grid – handelt, die häufig eigentlich dezentrale Erzeugungseinheiten und nicht regelbare Lasten sind [Duffield 2012].

Neben diesem regulären Programm können Lasten bilaterale Verträge mit National Grid abschließen. Die Anforderung hier ist, dass mindestens 25 MW Abrufleistung geliefert werden und die Leistung über mindestens zwei aufeinanderfolgende Lieferperioden - typischerweise Tage - verfügbar ist. Zusätzliche Parameter wie minimale und maximale Abrufdauern können verabredet werden. Die Bezahlung erfolgt hier ausschließlich bei Abrufen für die gelieferte Arbeit [National Grid 2012b].

Der Umfang der teilnehmenden Lasten kann nur indirekt aus dem monatlichen Bericht über die Nutzung der Systemdienstleistungen geschlossen werden. Dort heißt es unter der Überschrift Fast-Reserve (Procured on a Non-Tendered Basis), im Berichtszeitraum April 2011 bis Januar 2012 hätten die monatlichen Kosten zwischen 3,88 Mio. Pfund und 5,09 Mio. Pfund und die angekaufte Arbeit zwischen 229 GWh und maximal 362 GWh geschwankt. Der Umfang der maximalen Abschaltleistung ist nicht bekannt. Nach Aussagen des zuständigen Mitarbeiters arbeitet National Grid zurzeit an neuen Berichtsformaten, damit in Zukunft auch die Leistungen öffentlich verfügbar sind [Duffield 2012].

2.2.2.2 Rolle von Intermediären

National Grid begrüßt auf seinem Internetauftritt Intermediäre sowohl im regulären Fast-Reserve als auch bei den bilateralen Verträgen, dies betrifft aber primär die Teilnahme an den Auktionen. Inwieweit Pooling mehrerer Anlagen dieser Anlagen tatsächlich möglich ist, kann auf Basis der Dokumentenlage nicht beurteilt werden.

2.2.2.3 Übertragbarkeit auf den deutschen Strommarkt

Das Programm leistet einen Beitrag zur Sicherstellung der Frequenzhaltung und des energetischen Ausgleichs im britischen Übertragungsnetz im Kurzfristbereich (2 Min bis min. 15 Min). Die britische Fast-Reserve übernimmt energiewirtschaftliche Funktionen, die in Deutschland von der Sekundärregelleistung (und Minutenreserve) übernommen werden. Technisch gesehen könnte die Fast-Reserve wahrscheinlich die deutsche Sekundärregelleistung und Minutenreserve ergänzen.

Regulatorisch spricht jedoch einiges gegen die Übertragbarkeit der Fast-Reserve nach Deutschland. Die deutschen Regelleistungsprodukte sind in Bezug auf Abrufe und Verfügbarkeit standardisiert, mit dem Ziel transparente Ausschreibungen standardisierter Produkte durchzuführen. Die britische Lösung ist demgegenüber von dem Gedanken geprägt, so viele Marktteilnehmer einzubinden wie möglich, indem große Gestaltungsmöglichkeiten der Abrufe und der Verfügbarkeit zugelassen werden.

Die Möglichkeit, bilaterale Verträge neben der Fast-Reserve abzuschließen, könnte in Deutschland technisch wahrscheinlich ebenso eingeführt werden.

2.2.2.4 Zusammenfassung/ Überblick

Tabelle 3 Übersicht Fast-Reserve / Demand Management (Großbritannien)

Land	Großbritannien	Großbritannien
------	----------------	----------------

Land	Großbritannien	Großbritannien
Programm	Fast-Reserve	Demand Management (Fast-Reserve)
Zielsetzung	Ausgleich von Ungleichgewichten von Einspeisung und Ausspeisung	Ausgleich von Ungleichgewichten von Einspeisung und Ausspeisung
Abrufdauer	Lastreduktion innerhalb von 2 Minuten, mindestens 15 Min Maximaldauer, Flexibilität bei der Verfügbarkeit	Flexibel
Zugangsvoraussetzungen, Anforderung	50 MW, Bündelung möglich	25 MW
Vergabemethode	Ausschreibung	Bilaterale Verträge
Vergabehäufigkeit/ -dauer	Monatlich	Nicht festgelegt
Abrufmethode	Elektronische Benachrichtigung des Regelzonenverantwortlichen, Schaltung durch den Betreiber	Elektronische Benachrichtigung des Regelzonenverantwortlichen, Schaltung durch den Betreiber
Abruf / Steuerung durch	Regelzonenverantwortlicher National Grid	Regelzonenverantwortlicher National Grid
Vergütungssystematik	Leistungspreis & Arbeitspreis	Arbeitspreis
Kumulierte Leistung im Programm	Unbekannt	Unbekannt
Potenzial Leistung	Unbekannt	Unbekannt
Programmtyp	Systemdienstleistung	Systemdienstleistung

2.2.3 Italien: Interrompibilità istantanea & Interrompibilità in emergenza

2.2.3.1 Beschreibung des Programms

Der italienische Übertragungsnetzbetreiber Terna betreibt seit vielen Jahren ein Programm zur Nutzung der Potenziale regelbarer Lasten. Das Programm teilt sich auf in ein Programm für sofortige Unterbrechungen (interrompibilità istantanea) und ein Programm für Notfallunterbrechungen (interrompibilità in emergenza). Teilnehmen an dem Programm können Lasten, die innerhalb von 200 Millisekunden (sofortige Unterbrechungen) oder innerhalb von 5 s (Notfallunterbrechungen) ihre Last reduzieren können. Die minimale Abrufleistung beträgt 1 MW. Die maximale Länge einer Unterbrechung beträgt 1 Stunde. Dauert die Unterbrechung länger als eine Stunde, wird sie als weitere Unterbrechung gewertet [L'Autorità per l'energia Elettrica 2010].

Laut Jahresbericht von Terna nahmen am Stichtag 31.12.2010 3.302 MW am Programm für sofortige Unterbrechungen und 36 MW am Programm für Notfallunterbrechungen teil (zum Vergleich: Höchstlast an Referenztagen in Italien 2010: 55 GW [ENTSOE 2011]). Die Programmteilnahme wird in einem vierteljährlichen Rhythmus verändert. Das heißt, die jeweils auslaufenden Verträge werden durch neue ersetzt. Der Leistungspreis wird in einer „Descending-Clock“ Auktion, beginnend mit einem Preis in Höhe von 150.000 €/MW/Jahr (sofortige Unterbrechungen) und 100.000 MW (Notfallunterbrechungen), bestimmt.

Für Sizilien und Sardinien existieren Sonderregeln. Dort beginnt die Auktion bei einem Auktionspreis von 300.000 €/MW/Jahr [EU-Kommission 2010]. Der ermittelte Fixpreis deckt 10 Unterbrechungen (Sizilien & Sardinien: 20 Unterbrechungen) ab. Für jede über 10 bzw. 20

hinausgehende Unterbrechung muss Terna 3.000 €/MW zahlen. Insgesamt berichtet Terna in seinem Jahresbericht 2009 von 479 Mio. €, die im Jahr 2009 an die Teilnehmer ausgezahlt wurden [Terna 2010]. Den zugänglichen Dokumenten konnten keine Informationen über den tatsächlichen Einsatz der regelbaren Lasten entnommen werden.

2.2.3.2 Rolle von Intermediären

Auf Basis der verfügbaren Informationen kann die Rolle von Intermediären nicht bewertet werden.

2.2.3.3 Einordnung in den italienischen Strommarkt

In Italien ist Terna der einzige Übertragungsnetzbetreiber. In dieser Eigenschaft beschafft Terna die üblichen Systemdienstleistungen, wie zum Beispiel Regelleistung (primär, sekundär und tertiär).

Über den tatsächlichen Einsatz der regelbaren Lasten liegen keine Informationen vor. Aufgrund der sehr kurzen Vorlaufzeit und der Abschalt Dauern bis zu einer Stunde wird das Programm für sofortige Unterbrechungen vermutlich ähnlich der Primärregelleistung eingesetzt. Dafür spricht auch, dass Italien im Beihilfeverfahren gegenüber der EU-Kommission argumentiert hat, die regelbaren Lasten würden in Sardinien und Sizilien einen Mangel an Primärregelleistung ausgleichen [EU-Kommission 2010].

2.2.3.4 Übertragbarkeit auf den deutschen Strommarkt

Das italienische Strommarktdesign ist dem deutschen Strommarktdesign ähnlich. Es besteht ein einheitlicher Strommarkt mit den Segmenten Terminmarkt und Spotmarkt, Netzbetreiber, Stromerzeuger und Vertrieb sind entflochten, der Netzbetreiber Terna ist Regelzonenverantwortlicher. Die technischen Normen der ENTSO-E gelten in Deutschland und Italien.

Technisch sind beide Programme wahrscheinlich auf Deutschland übertragbar.

Regulatorisch ist die Frage nach einer Übertragbarkeit vor allem deswegen schwer zu beantworten, weil wenig bekannt ist über die Einsatzweise der regelbaren Lasten in Italien. Grundsätzlich könnten die Programme eingeordnet werden in die Regelleistungsmärkte (primär, sekundär und tertiär) und die Maßnahmen zur Beseitigung einer Gefährdung oder Störung nach § 13 Abs. 2 EnWG. Die Lastreduktionen im Rahmen des Programms für sofortige Unterbrechungen könnten als bilaterale Verträge neben den Ausschreibungen für Regelleistung auf Deutschland übertragen werden. Aufgrund der Beschränkung der maximalen Abschaltdauer auf eine Stunde ist fraglich, ob derartige Lastreduktionen auch eine sinnvolle Funktion bei der Beseitigung einer Gefährdung oder Störung übernehmen könnten. Grundsätzlich fällt auf, dass der Preis für die regelbaren Lasten sehr hoch ist, wenn man die Programme nach Deutschland übertragen würde und sie mit der Vergütung anderer Systemdienstleistungen vergleicht.

2.2.3.5 Zusammenfassung / Überblick

Tabelle 4 Übersicht Interrompibilità istantanea & Interrompibilità in emergenza (Italien)

Land	Italien	Italien
Programm	Interrompibilità istantanea	Interrompibilità in emergenza

Land	Italien	Italien
Zielsetzung	Ausgleich von Ungleichgewichten von Einspeisung und Ausspeisung	Ausgleich von Ungleichgewichten von Einspeisung und Ausspeisung, Notabschaltungen
Abrufdauer	Lastreduktion innerhalb von 200 Millisekunden, maximal 1 Stunde	Lastreduktion innerhalb von 5 s, maximal 1 Stunde
Zugangsvoraussetzungen, Anforderung	1 MW	1 MW
Vergabemethode	Ausschreibung (Descending-Clock), beginnend mit 150.000 €/MW/a)	Ausschreibung (Descending-Clock, beginnend mit 100.000 €/MW/a)
Vergabehäufigkeit/ -dauer	Vierteljährlich, jeweils im Umfang der abgelaufenen Verträge	Vierteljährlich, jeweils im Umfang der abgelaufenen Verträge
Abrufmethode	Automatische Steuerung durch den Regelzonenverantwortlichen TERNA	Automatisch durch den Regelzonenverantwortlichen TERNA
Abruf / Steuerung durch	Regelzonenverantwortlicher TERNA	Regelzonenverantwortlicher TERNA
Vergütungssystematik	Leistungspreis & Arbeitspreis (ab der 10. Unterbrechung pro Jahr)	Leistungspreis & Arbeitspreis (ab der 10. Unterbrechung pro Jahr)
Kumulierte Leistung im Programm	3.302 MW (am Stichtag 31.12.2010)	36 MW (am Stichtag 31.12.2010)
Potenzial Leistung	Unbekannt	Unbekannt
Programmtyp	Systemdienstleistung/ Notfallabschaltung	Notfallabschaltung

2.2.4 Spanien: Servicio de interrumpibilidad

2.2.4.1 Beschreibung des Programms

In Spanien existiert ein Programm zur Lastreduktion, welches vom Übertragungsnetzbetreiber Red Electrica de Espana auf Grundlage einer Entscheidung des Ministeriums für Industrie, Tourismus und Wirtschaft durchgeführt wird. An dem Programm können Lasten mit mindestens 5 MW Abschaltleistung teilnehmen. Es sind fünf Typen von Lastreduktionen vorgesehen, die sich in der Vorlaufzeit und der maximalen Abrufdauer unterscheiden. Typ 1 sieht eine Lastreduktion bis zu 12 Stunden mit einer Vorlaufzeit von 2 Stunden vor, während Typ 5 eine Lastreduktion bis zu einer Stunde mit 0 Sekunden Vorlaufzeit vorsieht. Die maximale Abrufdauer darf 120 Stunden im Jahr nicht überschreiten [Ministerio 2007].

Für die Teilnahme an dem Programm wird ein jährlicher Leistungspreis gezahlt. Dieser wird berechnet als Anteil an den Strombeschaffungskosten des letzten Jahres. Bei der Ermittlung der Strombeschaffungskosten werden die Ausgaben kategorisiert nach 6 Zeitzonen, in denen der Strom bezogen wurde. Für jede Zeitzone existiert ein Koeffizient, der festlegt mit welchem Gewicht die Strombeschaffungskosten der jeweiligen Zeitzone in die Ermittlung der Strombeschaffungskosten einbezogen werden.

Der Einsatzzweck des Programms ist im Gesetz nicht eindeutig definiert, dort heißt es, der Übertragungsnetzbetreiber möge die Lastreduktionen so einsetzen, wie es für die Aufrechterhaltung der Systemstabilität notwendig sei.

An dem Programm nehmen nach Aussage von Red Electrica zurzeit auf dem spanischen Festland 141 Teilnehmer mit einer Abschaltleistung von 2.120 MW teil (Vergleich: höchste Last an Referenztagen in Spanien in 2010: 42 GW; [ENTSOE 2011]).

2.2.4.2 Rolle von Intermediären

Es gibt keine Hinweise auf die Rolle von Intermediären.

2.2.4.3 Einordnung in den spanischen Strommarkt

Im spanischen Strommarktdesign bestehen neben den üblichen Märkten für Regelleistung (primär, sekundär und tertiär) verschiedene weitere Mechanismen, mit denen der Übertragungsnetzbetreiber die Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung sicherstellt (z. B. restricciones en tiempo real, restricciones tecnicas PBF [Red Electrica de Espana 2012]).

Red Electrica berichtet im genannten Dokument über den Umfang der Nutzung und die Ausgaben für die einzelnen Systemdienstleistungen. Das Programm für regelbare Lasten ist aber in dem Dokument nicht enthalten.

2.2.4.4 Übertragbarkeit auf den deutschen Strommarkt

Das spanische Strommarktdesign ist dem deutschen Strommarktdesign ähnlich. Es besteht ein einheitlicher Strommarkt mit den Segmenten Terminmarkt und Spotmarkt, Netzbetreiber, Stromerzeuger und Vertrieb sind entflochten, der Netzbetreiber Red Electrica de Espana ist Regelzonenverantwortlicher. Die technischen Normen der UCTE gelten in Deutschland und Spanien.

Technisch kann das Programm wahrscheinlich auf Deutschland übertragen werden.

Regulatorisch ist das Programm bei einer Übertragung nach Deutschland aufgrund der fehlenden Informationen zum tatsächlichen Einsatz der abschaltbaren Lasten schwer einordenbar. Die Lastreduktionen vom Typ 5 (sofortige Lastreduktion) könnten analog zum britischen und italienischen Programm als bilaterale Vereinbarung neben der Primärregelleistung eingeführt werden. Die Lastreduktionen vom Typ 1 bis 4 könnten eventuell energiewirtschaftliche Funktionen im Zusammenhang mit der Abwehr von Gefährdungen und Störungen erfüllen.

2.2.4.5 Zusammenfassung / Überblick

Tabelle 5 Übersicht Servicio de interrumpibilidad (Spanien)

Land	Spanien
Programm	Servicio de interrumpibilidad
Zielsetzung	Ausgleich von Ungleichgewichten von Einspeisung und Ausspeisung, Notabschaltungen
Abrufdauer	Lastreduktion zwischen einer Stunde Dauer (Typ 5) und 12 Stunden Dauer (Typ 1) mit sofortiger Wirkung und bis zu 2 Stunden Vorlaufzeit.
Zugangsvoraussetzungen, Anforderung	5 MW
Vergabemethode	Kalkulation auf Basis einer Rechtsverordnung
Vergabehäufigkeit/ -dauer	Unbegrenzt gültiges Programm mit jederzeitigem Zugang
Abrufmethode	Nicht bekannt

Land	Spanien
Abruf / Steuerung durch	Regelzonenverantwortlicher Red de Espana
Vergütungssystematik	Leistungspreis
Kumulierte Leistung im Programm	2.120 MW (31.12.2010)
Potenzial Leistung	Unbekannt
Programmtyp	Systemdienstleistung / Notfallabschaltung

2.2.5 USA - PJM: Reliability-Pricing-Model

2.2.5.1 Beschreibung des Programms

Die US-amerikanische regionale Übertragungsnetzorganisation (Regional Transmission-Organisation, RTO) PJM organisiert neben anderen Märkten für Strom unter dem Namen Reliability-Pricing-Model einen Kapazitätsmarkt. An diesem Markt nehmen vorrangig Stromerzeuger teil. Er ist aber auch geöffnet für verschiedene Formen von Lastmanagementprodukten. Zum einen können Lastmanagementprodukte als sogenannte Demand Resource analog zu Stromerzeugern am Kapazitätsmarkt teilnehmen. Daneben existiert eine zweite Möglichkeit der Teilnahme als Interruptible-Load for Reliability (ILR) Resource. Diese zweite Möglichkeit wird aufgrund ihrer untergeordneten Bedeutung im Folgenden nicht näher betrachtet.

Als Demand-Resource können Lasten an drei Typen von Programmen teilnehmen:

- Direkte Last-Kontrolle (Direct-Load-Control): Typischerweise sind dies Programme zur Laststeuerung von Klimaanlage und Warmwasserbereitern, bei denen der Regelzonenverantwortliche per Fernsteuerung die Stromanwendungen der Stromkunden steuert.
- Garantierte Minimalstromabnahme (Firm-Service-Level): Bei diesem Programm willigen die Stromkunden ein, ihren Strombedarf nach Aufforderung auf die Minimalstromabnahme zu reduzieren.
- Garantierter Lastabwurf (Guaranteed-Load-Drop): Hier willigen die Stromkunden ein, nach Abruf durch den Regelzonenverantwortlichen ihre Stromabnahme um einen festdefinierten Betrag zu reduzieren. Typischerweise benutzen in solchen Fällen die Stromkunden eigene Stromerzeugungsgeneratoren oder sie haben bestimmte Stromanwendungen, die sie abschalten.

Die Steuerer dieser Lasten, die als Anbieter am Kapazitätsmarkt agieren, müssen den Lastverlauf nach vordefinierten Protokollen und Berichtsformaten intensiv dokumentieren und sie müssen sicherstellen, dass die Lasten auch tatsächlich während des Zeitraums verfügbar sind, zu dem die Teilnahme an einem der Programme angeboten wurden. Die Lieferzeiträume sind jeweils der Zeitraum vom 1. Juni bis zum 31. Mai.

Die Abrufdauern variieren zwischen maximal 6 Stunden und maximal 10 Stunden. Die Verfügbarkeit wird zum Teil nur werktags im Sommer oder auch ganzjährig gefordert. Vorlaufzeiten sind eine oder zwei Stunden.

PJM ist die amerikanische Strommarktregion mit der größten Verbreitung von Lastmanagementprogrammen. Im Jahr 2013/14 werden Lastmanagementprogramme mit

einem Gegenwert von 9.282 MW Last am Kapazitätsmarkt teilnehmen, die Marktpreise hierfür variieren je nach Netzknoten zwischen 27,73 US\$/Tag/MW und 245 US\$/Tag/MW.

2.2.5.2 Rolle von Intermediären

Intermediäre sind die Steuerer der Lastmanagementprogramme und damit unabkömmlich.

2.2.5.3 Einordnung in den US-amerikanischen Strommarkt

Der US-amerikanische Strommarkt ist nicht einheitlich, sondern aus mehreren Strommarktregionen aufgebaut. Diese Strommarktregionen sind technisch über Regionen überschreitende Stromtrassen verbunden und regulatorisch durch die Vorgabe eines Marktdesigns durch die Bundesenergiebehörde (Federal Energy Regulatory Commission, FERC) zumindest ähnlich. Da in den USA das sogenannte Nodal-Pricing, also die Integration der Netztopologie in die Preisbildung, an den Strommärkten üblich ist, übernehmen die RTO (Regional-Transmission-Organisation) und ISO (Independent-System-Operator) sowohl die Aufgabe des Netzbetreibers als auch Aufgaben, die in Europa von Handelsplattformen übernommen werden.

PJM ist eine Übertragungsnetzorganisation, deren Gebiet sich über 13 Bundesstaaten (u. a. Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, New Jersey, Pennsylvania, Maryland, Michigan) und Washington D.C. erstreckt. Im Versorgungsgebiet leben 56 Mio. Menschen. Die Lastspitze, die im Sommer anfällt, betrug 2010 144.644 MW, der Jahresstromverbrauch im Versorgungsgebiet betrug 2010 insgesamt 745 TWh. Damit ist im Versorgungsgebiet sowohl der Stromverbrauch als auch die Lastspitze pro Kopf deutlich höher als in Deutschland.

PJM organisiert in seinem Versorgungsgebiet die Strommärkte, beschafft die Systemdienstleistungen und betreibt den Kapazitätsmarkt.

2.2.5.4 Übertragbarkeit auf den deutschen Strommarkt

Die Übertragung des Kapazitätsmarktes der PJM auf deutsche Verhältnisse ist in mehrfacher Hinsicht schwierig bzw. unmöglich.

Technisch könnte das Potenzial für Lastmanagementprogramme aufgrund der deutlich geringeren Lastspitze pro Kopf in Deutschland wesentlich kleiner sein. Regulatorisch scheitert die Übertragung daran, dass es in Deutschland bis dato keinen Kapazitätsmarkt gibt. Auch ist das Strommarktdesign wesentlich anders, weil im Gegensatz zum Nodal-Pricing in den USA in Deutschland die Engpassbewirtschaftung durch kostenbasiertes Redispatch funktioniert und generell das Leitbild gilt, das Netz soweit auszubauen, dass keine Engpässe auftreten.

2.2.5.5 Zusammenfassung/ Überblick

Tabelle 6 Übersicht Reliability-Pricing-Model (USA)

Land	USA
Programm	PJM Reliability-Pricing-Model
Zielsetzung	Sicherstellung von ausreichend Stromerzeugungskapazität
Abrufdauer	Zwischen maximal 6 Stunden und maximal 10 Stunden mit einer oder zwei Stunden Vorlaufzeit
Zugangsvoraussetzungen, Anforderung	1 MW, Dokumentation entsprechend Standardberichten. Verification
Vergabemethode	Auktion, Teilnahme analog zu Stromerzeugern

Land	USA
Vergabehäufigkeit/ -dauer	1* jährlich
Abrufmethode	Nicht bekannt
Abruf / Steuerung durch	PJM/ Lastmanagementverantwortlicher
Vergütungssystematik	Leistungspreis
Kumulierte Leistung im Programm	9.282 MW (Lieferjahr 2013/14)
Potenzial Leistung	Unbekannt
Programmtyp	Kapazitätsmarkt

2.2.6 Niederlande: Noodvermogen

2.2.6.1 Beschreibung des Programms

Der niederländische Regelzonenverantwortliche TenneT stellt den Bilanzausgleich in den Niederlanden durch Auf- und Abregelleistung (Open Afregelvermogen), Reserveleistung (Reservevermogen) und Notleistung (Noodvermogen) sicher. Der Einsatz von Noodvermogen ist in der Eskalationsstufe das letzte Mittel des Bilanzausgleichs, sofern der Einsatz von Auf- und Abregelleistung sowie Reserveleistung ausgereizt ist. Alternativ wird Noodvermogen auch eingesetzt, wenn Reserveleistung nicht schnell genug zur Verfügung steht.

TenneT sichert sich Noodvermogen über bilaterale Verträge mit entsprechenden Anbietern von regelbaren Lasten im Rahmen einer jährlichen Ausschreibung. Die Anforderungen an die Anbieter sind öffentlich von TenneT [TenneT 2011] dargelegt, wobei jedoch Einzelheiten bilateral vereinbart werden. Von der Aktivierungscharakteristik her (15 Min Aktivierungszeit, Abruf durch TenneT und Durchführung durch Anlagenbetreiber, Bereitstellung über eine Stunde) ähnelt das Noodvermogen der Minutenreserve. Im Gespräch mit dem zuständigen Mitarbeiter der TenneT wurde bestätigt, dass es sich um tertiäre Reserve vergleichbar der deutschen Minutenreserve handelt [van der Hoofd 2012].

Entgegen dem sehr transparenten und kosteneffizienten Regelleistungssystem (Regel- und Reserveleistung) werden die kontrahierte Leistung an Noodvermogen wie auch die vereinbarten Leistungspreise nicht offen von TenneT kommuniziert. Für 2012 hat TenneT 350 MW an Noodvermogen in den Niederlanden kontrahiert, davon etwa die Hälfte durch regelbare Lasten (ca. 175 MW) [van der Hoofd 2012]. Nach Angaben von Poolbetreibern ist mit Leistungspreisen von ca. 2.000 bis 3.000 €/MW pro Monat zu rechnen [Edmij 2012]. TenneT kommuniziert bei Anfragen einen Wert von ca. 40.000 €/MW pro Jahr, der in den letzten Jahren für einen sicheren Zuschlag zur Teilnahme am Noodvermogen gesorgt hätte [van der Hoofd 2012]. Zusätzlich zu den Leistungspreisen werden Arbeitspreise gezahlt, die sich von den stündlichen Ausgleichsenergiepreisen ableiten (onbalansprijs, [van der Hoofd 2012]). Noodvermogen wird selten in Anspruch genommen: In 2011 betrug die kumulierte abgeschaltete Energie ca. 565 MWh, in 2010 ca. 536 MWh [TenneT 2013] was bei 350 MW kontrahierter Leistung einer Benutzungsdauer von weniger als zwei Stunden entspricht. In beiden Jahren wurde nicht mehr als 86 MW an Leistung abgeschaltet. Dennoch hat zumindest in früheren Jahren TenneT auch Noodvermogen bei ausländischen TSOs eingekauft (Nederlandse Mededingingsautoriteit). Wesentliche Anbieter des Noodvermogen sind jedoch große, industrielle Verbraucher [TenneT (2011b)], zusätzlich neuerdings auch ältere Gasturbinenanlagen [van der Hoofd 2012], die im Strommarkt nicht mehr wirtschaftlich sind.

Daneben sind aktuell ca. 40 MW von kleineren Verbrauchern und Erzeugern kontrahiert, die gepoolt angeboten wurden.

Laut Aussage von TenneT [van der Hoofd 2012] werden regelbare Lasten in den Niederlanden nicht nur durch TenneT im Rahmen des Noodvermogen eingesetzt, sondern auch durch einzelne Bilanzkreisverantwortliche, um ihre Bilanzkreise zeitnah ins Bilanzgleichgewicht oder ein strategisches Ungleichgewicht zu bringen. Ermöglicht werde dies durch einen transparenten und nahezu in Echtzeit verfügbaren Ausgleichsenergiepreis (s. o.). Über den Umfang so eingesetzter regelbarer Lasten liegen keine Informationen vor.

Laut Aussage von TenneT [van der Hoofd 2012] nehmen über die Teilnahme am Noodvermogen hinaus keine regelbaren Lasten am sonstigen Regelleistungsmarkt (Auf- und Abregelung, Reserveleistung) teil.

2.2.6.2 Rolle von Intermediären

Um die Anforderungen von TenneT bezüglich Mindestleistung und Zeitverfügbarkeit zu erfüllen, kann Leistung gepoolt werden. TenneT begrüßt ausdrücklich die Vergrößerung der Teilnehmerschaft hin zu kleineren Betrieben über Pools. Zurzeit sind mehrere Poolanbieter aktiv (NL Noodvermogenpool, E.D. Mij), die ca. 40 MW von kleineren Unternehmen poolen.

2.2.6.3 Einordnung in den niederländischen Strommarkt

Die Niederlande und TenneT als alleiniger TSO des Strommarktes verfügen über ein, auch im Vergleich zum deutschen System, effektives und kosteneffizientes System des Bilanzausgleichs [TenneT / E-Bridge 2011]. Die Funktionalitäten des Bilanzausgleichs und die Versorgungssicherheit sind vergleichbar mit denen in Deutschland. Noodvermogen wird als letztes Mittel des Bilanzausgleichs eingesetzt, ggf. vergleichbar mit Minutenreserve in Deutschland, allerdings mit (sehr) geringer Auslastung.

2.2.6.4 Übertragbarkeit auf den deutschen Strommarkt

Das niederländische Strommarktdesign ist dem deutschen Strommarktdesign ähnlich. Es besteht ein einheitlicher Strommarkt mit den Segmenten Terminmarkt und Spotmarkt, Netzbetreiber, Stromerzeuger und Vertrieb sind entflochten, der Netzbetreiber TenneT ist Regelzonenverantwortlicher. Die technischen Normen der UCTE gelten in Deutschland und den Niederlanden.

Technisch kann das Programm auf Deutschland übertragen werden. Regulatorisch bedingt die Übertragung Änderungen in der derzeitigen Praxis der Vergabe z. B. von Sekundärregelung und Minutenreserve. Das niederländische Programm des Noodvermogen basiert auf einer jährlichen Ausschreibung, bei denen die Teilnehmer ihre Gebote mit einem Leistungspreis abgeben. Demgegenüber basiert der deutsche Regelleistungsmarkt auf deutlich kürzeren Ausschreibungsfristen und Angebotszeiträumen, was den Wechsel zwischen Regelleistungs- und Strommarkt erleichtert. In den Niederlanden wird stattdessen angestrebt, die Kopplung der beiden Märkte über die Gestaltung des Arbeitspreises der Regelleistung bzw. Ausgleichsenergiepreises zu erreichen. Als singuläres Instrument für die Anbieter von regelbaren Lasten könnte das Programm übernommen werden, wobei dabei jedoch die Gleichbehandlung zu anderen Anbietern (von Erzeugungskapazität) nicht gewährleistet ist.

Interessant könnte weiterhin die Art der Kopplung zwischen Regelleistung- und Strommarkt sein, die durch das Regelleistungsregime in den Niederlanden zu erreichen versucht wird, und die regelbaren Lasten scheinbar einen weiteren „Markt“ in der Verdrängung von Ausgleichsenergie, gesteuert durch Bilanzkreisverantwortliche, ermöglicht. Zur Frage der

Übertragbarkeit auf den deutschen Strommarkt müssten die Ermittlung und Veröffentlichung des stündlichen Ausgleichsenergiepreises wie auch die Regularien zum Betreiben eines Bilanzkreises in den Niederlanden näher betrachtet werden.

2.2.6.5 Zusammenfassung / Überblick

Tabelle 7 Übersicht Noodvermogen (Niederlande)

Land	Niederlande
Programm	Noodvermogen
Zielsetzung	Bilanzausgleich
Abrufdauer	Leistungserbringung in max. 15 Min. nach Abruf, mindestens über 60 Min. verfügbar
Zugangsvoraussetzungen, Anforderung	Minimum 20 – 25 MW (poolbar); während der ganzen Vertragslaufzeit verfügbar (Verfügbarkeiten $\geq 97\%$ werden vorrangig abgeschlossen)
Vergabemethode	Jährliche Ausschreibung, bilateraler Vertrag
Vergabehäufigkeit/ -dauer	Jährlich (quartalsweise Anpassung)
Abrufmethode	Benachrichtigung durch TenneT, Abregelung durch Anbieter
Abruf / Steuerung durch	TSO (TenneT)
Vergütungssystematik	Fixvergütung + Arbeitspreis
Kumulierte Leistung im Programm	350 MW, davon ca. 175 MW regelbare Lasten
Potenzial Leistung	Unbekannt
Programmtyp	Systemdienstleistung

2.2.7 Finnland: Taajuusohjattu häiriöreservi / Nopea häiriöreservi

2.2.7.1 Beschreibung des Programms

Der finnische Übertragungsnetzbetreiber Fingrid hält die sogenannte Taajuusohjattu Häiriöreservi (engl. Frequency-Controlled-Disturbance-Reserve) als Mittel für Interventionen bei starken Frequenzabfällen zum Beispiel als Folge eines Kraftwerksausfalles vor. Diese Vorhaltung geschieht in Abstimmung mit den anderen Übertragungsnetzbetreibern in Skandinavien.

Teilnehmer an der Frequency-Reserve müssen die Fähigkeit haben, sich automatisch zu aktivieren, sobald die Netzfrequenz tiefer als 49,9 Hz liegt. Die Hälfte der Abschaltleistung muss hierbei innerhalb von 5 s aktivierbar sein. Die volle Abschaltleistung muss linear ansteigend mit einem weiteren Frequenzabfall aktiviert werden. Innerhalb von 30 s bzw. bei Absinken der Netzfrequenz auf 49,5 Hz muss die gesamte Abschaltleistung aktiviert sein [Fingrid 2012].

Der Leistungspreis für die Teilnahme an der Frequency- Controlled -Disturbance-Reserve ist von Fingrid festgelegt und beträgt 2,8 €/MW/h, das wären bei 8760 h maximaler Verfügbarkeit pro Jahr 24.528 €/MW. Zusätzlich dazu wird ein Arbeitspreis gezahlt, der monatlich von Fingrid festgelegt wird. Nach Aussage von Fingrid nehmen derzeit 40 MW regelbare Lasten an der Frequency- Controlled -Disturbance-Reserve teil (Vergleich: höchste Last an Referenztagen in Finnland in 2010: 13,5 GW).

Mit 405 MW Abschaltleistung nehmen deutlich mehr regelbare Lasten an der Nopea häiriöreservi (engl. Fast-Disturbance-Reserve) von Fingrid teil [Fingrid 2012a]. Hierbei handelt es

sich um Lasten, die innerhalb von 15 Minuten auf Zuruf von Fingrid manuell aktiviert werden können. Die Leistungs- und Arbeitspreise hierfür sind nicht veröffentlicht.

2.2.7.2 Rolle von Intermediären

Hierzu liegen keine Informationen vor.

2.2.7.3 Einordnung in den finnischen Strommarkt

Finnland ist Teil des skandinavischen Strommarktes, der sich durch eine sehr enge Kooperation der Übertragungsnetzbetreiber und ein weitgehend abgestimmtes Marktdesign auszeichnet. Die vorgestellte Fast-Disturbance-Reserve und Frequency- Controlled -Disturbance-Reserve sind deswegen Instrumente, die in einer sehr ähnlichen Form auch in Schweden und Norwegen existieren. In Finnland wurden im Vorfeld des Neubaus des Kernkraftwerks Olkiluoto mehrere Studien zum Potenzial von regelbaren Lasten durchgeführt. Als Konsequenz dessen liegen für Finnland belastbare Zahlen für das Potenzial an abschaltbaren Lasten einzelner Industrien vor [Pihala 2005]:

- Papierindustrie ca. 790 MW (Holzschleifereien, Papiermühlen),
- Metallindustrie ca. 320 MW (Elektrolyse-anlagen, Lichtbogenöfen, Walzwerke),
- Chemische Industrie ca. 100 MW (Elektrolyseanlagen, Mahlanlagen, Extruder, Gasverdichter).

2.2.7.4 Übertragbarkeit auf den deutschen Strommarkt

Das finnische Strommarktdesign ist dem deutschen Strommarktdesign ähnlich. Es besteht ein einheitlicher Strommarkt mit den Segmenten Terminmarkt und Spotmarkt, Netzbetreiber, Stromerzeuger und Vertrieb sind entflochten, der Netzbetreiber Fingrid ist Regelzonenverantwortlicher. Die technischen Normen der UCTE gelten in Deutschland und Finnland.

Technisch können beide Programme Frequency-Controlled und Fast-Disturbance-Reserve auf Deutschland übertragen werden.

Regulatorisch gelten für eine Übertragung der Frequency-Controlled-Disturbance-Reserve jedoch dieselben Probleme wie im Fall der britischen Frequency-Control. In Deutschland werden Anwendungsfälle der Frequency-Controlled-Disturbance-Reserve durch Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG abgedeckt. Hier können auch Regelbare Lasten zum Einsatz kommen. Die Fast-Disturbance-Reserve könnte eine Erweiterung der Minutenreserve sein, analog zum niederländischen Noodvermoogen.

2.2.7.5 Zusammenfassung / Überblick

Tabelle 8 Übersicht Frequency-Controlled-Disturbance Reserve / Fast-Disturbance-Reserve (Finnland)

Land	Finnland
Programm	Frequency Controlled-Disturbance-Reserve und Fast Disturbance-Reserve
Zielsetzung	Bilanzausgleich, Frequenzstabilisierung bei starken Abweichungen der Netzfrequenz nach unten.
Abrufdauer	Nicht bekannt

Land	Finnland
Zugangsvoraussetzungen, Anforderung	Nicht bekannt
Vergabemethode	Bilateraler Standardvertrag
Vergabehäufigkeit/ -dauer	Jährlich
Abrufmethode	Automatisch (<i>frequency controlled</i>); Benachrichtigung durch Fingrid, Abregelung durch Anbieter (<i>fast</i>)
Abruf / Steuerung durch	TSO (Fingrid)
Vergütungssystematik	Fixvergütung + Arbeitspreis
Kumulierte Leistung im Programm	40 MW/ 405 MW
Potenzial Leistung	Unbekannt
Programmtyp	Systemdienstleistung

2.3 Zwischenfazit

Die Untersuchung von ausgewählten anreizbasierten Programmen für Lastmanagement kann naturgemäß keine umfassende Darstellung aller Möglichkeiten der Einbindung von abschaltbaren Lasten in die Erbringung von Systemdienstleistungen sein. Gründe sind zum Ersten, dass es hierfür zu viele derartige Programme in der Welt gibt, und zum Zweiten, dass nur wenige Quellen existieren und diese teilweise schwer zugänglich sind. Dennoch führt der Versuch einer Übertragung der Programme nach Deutschland zu mehreren interessanten Erkenntnissen:

- Die Einsatzbereiche der verschiedenen vorgestellten Programme für regelbare Lasten sind nicht unmittelbar mit den deutschen Einsatzgebieten vergleichbar. Dies liegt weniger an grundsätzlich verschiedenen Einspeisesituationen oder möglicher Gefährdungen der Systemstabilität, sondern an unterschiedlichen Kategorisierungen der Eingriffsmöglichkeiten der Netzbetreiber.
- Wie das Beispiel Großbritannien zeigt, können reguläre Beschaffungswege für Regelleistung und bilaterale Verträge mit regelbaren Lasten koexistieren. Dies wird in Großbritannien im Fall der „Frequency Control“, der „Fast Reserve“ und – in diesem Text nicht näher vorgestellt – der „Shortterm Operating Reserve“ praktiziert.
- Das Marktdesign von Regelleistungsmärkten kann eine unterschiedlich hohe Barriere für die Teilnahme von regelbaren Lasten sein. Im Fall z. B. der britischen Fast Reserve sind wesentlich freier wählbare Verfügbarkeitsanforderungen und Abrufdauern im Vergleich zu Deutschland ein Vorteil für regelbare Lasten. Das niederländische Marktdesign wiederum schafft einen Anreiz für den Einsatz von regelbaren Lasten im (kurzfristigen) Bilanzkreismanagement durch Bilanzkreisverantwortliche. Und im britischen Marktdesign ist die in der Literatur oftmals propagierte Zusammenschaltung (Pooling) eher kleiner Verbraucherlasten (hier: technische Geräte im Supermarkt) zumindest in geringem Umfang bereits realisiert.
- Mehrere der untersuchten Programme (Italien, Großbritannien, Finnland) zielen auf die Nutzung von regelbaren Lasten mit sehr kurzen Aktivierungszeiten von weniger als einer Sekunde. Diese Programme haben teilweise substantielle Dimensionen. So nahmen zum Beispiel am Programm für sofortige Unterbrechungen (*interrompibilità istantanea*) des italienischen Netzbetreibers Terna zum Stichtag 31.12.2010 Lasten mit 3.302 MW Abrufleistung teil. Den untersuchten Dokumenten konnte entnommen werden, dass diese regelbaren Lasten ähnlich der Primärregelleistung genutzt werden bzw. Primärregelleistung ersetzen sollen. Es ist unklar, ob die spezifische Situation in den betroffenen Ländern (z. B. Inseln oder ein im Vergleich zu Deutschland höherer Anteil des größten Kraftwerks an der Höchstlast des Landes) die Ursache für dieses Nutzungsmuster ist oder tatsächlich eine auf Deutschland übertragbare Nutzungsart vorliegt.
- Die Programme für die Nutzung regelbarer Lasten in Spanien und Italien fallen durch relativ hohe Vergütungen auf. Ob diese Vergütungen energiewirtschaftlich begründet sind, konnte im Rahmen der durchgeführten Analyse nicht ermittelt werden.
- Das US-amerikanische Programm zur Einbindung von Lastmanagementprojekten mit Endkunden in den Kapazitätsmarkt zeigt, wie regulative Vorgaben auch Lastmanagementprojekte mit komplexer Akteurstruktur in Beschaffungsprogramme für Systemdienstleistungen einbinden können.

- Überraschend ist die Größenordnung der an den Programmen teilnehmenden regelbaren Lasten, die in den meisten der betrachteten Länder bereits 5-7 % der landesweiten Netzhöchstlast beträgt. Rückschlüsse auf das Potenzial an regelbaren Lasten in Deutschland sind aufgrund der unterschiedlichen industriellen und volkswirtschaftlichen Struktur jedoch schwierig.

3 Umfrage zur aktuellen Nutzung von regelbaren Lasten in den deutschen Regelleistungsmärkten

Der Hauptuntersuchung ging eine Analyse der derzeitigen Situation zum Einsatz von regelbaren Lasten am Markt für Regelleistung in Deutschland voraus. Die Analyse wurde im 1. Halbjahr 2012 durchgeführt und erfolgte durch eine Befragung von Regelleistungsanbietern.

3.1 Methodik und Durchführung der Umfrage

Die Befragung erfolgte telefonisch und per E-Mail mit einem zuvor mit dem Auftraggeber abgestimmten Fragenkatalog. Der vollständige Fragenkatalog ist im Anhang A 1 angefügt.

Die Auswahl der befragten Unternehmen erfolgte anhand der veröffentlichten Liste der Anbieter von Regelleistung. Angefragt wurden elf Unternehmen, die zu dem Zeitpunkt präqualifizierte Anbieter von Regelleistung waren. Unter den befragten Unternehmen befanden sich Energieversorgungsunternehmen, die Regelleistungspools betreiben, und Industrieunternehmen.

Sechs der angefragten Unternehmen haben den Fragebogen beantwortet. Zwei der befragten Unternehmen gaben an, dass sie keine regelbaren Lasten in der Regelleistung vermarkten. Ein Unternehmen lehnte die Beantwortung des Fragebogens explizit ab. Zwei Unternehmen gaben keine Rückmeldung auf die Anfrage.

3.2 Umfrageergebnisse und Zwischenfazit

Als Ergebnis der Umfrage, die im 1. Halbjahr 2012 durchgeführt wurde, lässt sich die Erkenntnis festhalten, dass regelbare Lasten am Regelleistungsmarkt überwiegend in der Minutenreserve vermarktet werden. Die Leistung für positive Regelleistung liegt in Summe im Bereich von ca. 500 MW, davon entfallen nur etwa 40 MW auf Sekundärregelleistung. Keiner der befragten Anbieter bot bis zum Zeitpunkt der Befragung Primärregelleistung an. Für negative Regelleistung liegt der Wert bei etwa 125 MW, welcher ausschließlich auf die Minutenreserve entfällt. Zum Vergleich: Die Ausschreibungsvolumina für positive und negative Sekundärregelleistung betragen damals jeweils etwas über 2.000 MW; für positive und negative Minutenreserve betragen sie etwas über 2.500 MW.

Als Prozesse, aus denen Regelleistung erbracht wird bzw. werden kann, wurden u. a. Papiermühlen, Elektrolysen (z. B. Chlor, Zink, Aluminium), Elektrolichtbogenöfen, Zementmühlen und Tagebauanlagen benannt. Lasten werden fast ausschließlich über Pools (verteilte Standorte) vermarktet. Die Höhe der Einzellasten schwankt in einem weiten Bereich von weniger als 1 MW bis oberhalb von 100 MW. Aus Sicht der Kunden hat die Vermarktung im Pool mehrere positive Aspekte:

- Die Besicherung der Leistung ist innerhalb des Pools möglich, indem der Pool mehr Leistung vorhält, als vermarktet wird.
- In einem Pool kann die Leistungserbringung aus Lasten durch Erzeugungsanlagen ergänzt werden.

Die Angaben zur Dauer der Leistungserbringung bewegen sich im Bereich von 4 – 24 h, wobei offen bleibt, ob dies für Einzellasten gilt oder für die Gesamlast des Pools. Es können steile Gradienten bzw. geringe Anstiegszeiten realisiert werden, die meist eine schnellere Aktivierung als die geforderten 15 Minuten für Minutenreserve zulassen.

Weitere Erkenntnisse aus der Befragung waren:

- Die Teilnahme an den Auktionen erfolgt bei allen Anbietern sehr regelmäßig (auch mit Teilleistungen bezogen auf die präqualifizierte Leistung).
- Mit Ausnahme eines Anbieters werden hohe Zuschlagsraten im Bereich 70 – 90% (unter Umständen für Teilleistungen) benannt. Die Zuschlagsrate ist allerdings in der (positiven) Minutenreserve bei einem Leistungspreisniveau von nahezu 0 €/MW/h von untergeordneter Bedeutung. Während der Umfrage waren die Leistungspreise für positive Minutenreserve häufig nahe 0 €/MW/h. Dadurch wurde die Teilnahme an den Minutenreserveausschreibungen wirtschaftlich unattraktiv.
- Die Abrufhäufigkeit ist bei mehreren Anbietern gering (max. 10 – 20 Abrufe pro Jahr), ein Anbieter gibt zwei Abrufe pro Woche an; die Abrufdauern schwanken zwischen 15 Minuten und mehreren Stunden.
- Die Kommunikation mit dem Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) erfolgt zum Zeitpunkt der Befragung noch telefonisch. Inzwischen wurde allerdings auf die MOLS-Anbindung (Merit Order List Server) für den automatisierten Abruf umgestellt.
- Der Nachweis der Leistungserbringung gegenüber dem ÜNB erfolgt entweder über Online-Messwertaufschaltung oder über Messwertprotokolle auf Anfrage.
- Der Aufwand für die Präqualifikation der Anlagen wird unterschiedlich eingeschätzt. Die Erfahrungen mit den Netzbetreibern in der Präqualifikation werden überwiegend positiv bewertet.
- Zu erforderlichen Investitionen gibt es unterschiedliche Angaben. Als Bereiche für Investitionen werden die Leittechnik und die Schulung des Personals auf die Prozessanforderungen benannt.

Wie zu erwarten, ergab die Befragung keine oder nur sehr allgemeine Angaben zu den Erlösen aus der Vermarktung, so dass hier keine konkreten Aussagen möglich sind.

4 Nutzungsformen des Lastmanagements in Deutschland

Nachfolgend werden die Vermarktungsoptionen und Kostenoptimierungspotenziale beim Einsatz von Lastmanagement beschrieben. Zunächst werden in Kapitel 4.1 die nach heutigem Marktdesign bestehenden Rahmenbedingungen vorgestellt. Anschließend werden daraus in Kapitel 4.2 Produktdefinitionen für die spätere Auswertung der Potenziale industrieller regelbarer Lasten abgeleitet.

4.1 Übersicht der heutigen Vermarktungsoptionen und Kostenoptimierungspotenziale

In Deutschland existieren diverse Vermarktungsoptionen für regelbare Lasten und Kostenoptimierungspotenziale durch den Einsatz von regelbaren Lasten. Zu den in diesem Gutachten betrachteten Vermarktungsoptionen gehören die Teilnahme an der Vermarktung von Regelleistung, die Vermarktung gemäß Verordnung für abschaltbarer Lasten (Abschaltverordnung) sowie die Optimierung am Spotmarkt. Die Kostenoptimierungspotenziale umfassen u. a. die Regelung von Lasten zur Minimierung der Netzentgelte (atypische Netznutzung und Spitzenlastreduktion) sowie zum Bilanzkreisausgleich (Vermeidung von Ausgleichsenergie).

4.1.1 Regelleistungsmarkt

Die Rahmenbedingungen für die Teilnahme an den Regelleistungsausschreibungen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) finden sich in den Anhängen des Transmission Codes sowie den Ausschreibungsbedingungen auf der Internetplattform „regelleistung.net“. Sie greifen die Beschlüsse der Bundesnetzagentur (BNetzA) zur Ausgestaltung der Regelleistungsmärkte auf und stellen die technischen und organisatorischen Mindestanforderungen dar.

In einem elektrischen Energieversorgungssystem muss die erzeugte Leistung ständig im Gleichgewicht mit der Verbraucherleistung sein. Prognosefehler bei der Last und erneuerbaren Energien sowie Störungen in Kraftwerken beeinträchtigen dieses Gleichgewicht und verursachen Frequenzabweichungen im Netz, die von den Übertragungsnetzbetreibern durch den Einsatz von Regelleistung behoben werden müssen. Sie nutzen dazu Primär- und Sekundärregelleistung sowie Minutenreserveleistung, die zeitlich kaskadisch abgerufen werden. Alle Regelleistungsarten können grundsätzlich von Erzeugungsanlagen, Speichern oder regelbaren Lasten erbracht werden. Es muss dabei gewährleistet sein, dass keine gegensteuernden Maßnahmen die physikalische Wirksamkeit der Erbringung behindern oder zunichte machen.

Primärregelleistung: Die Primärregelung gewährleistet die Wiederherstellung des Gleichgewichts zwischen erzeugter und verbrauchter Leistung innerhalb weniger Sekunden, wobei die Frequenz innerhalb der zulässigen Grenzwerte gehalten wird. Dabei muss die Primärregelleistung innerhalb von 30 Sekunden vollständig verfügbar sein. Die Regelleistung erbringenden Technischen Einheiten werden direkt durch die Netzfrequenz gesteuert (proportionales Regelverhalten).

Sekundärregelleistung: Zielsetzung der Sekundärregelleistung ist es, die aktivierte Primärregelleistung abzulösen, sodass diese wieder als Reserve zur Verfügung steht sowie die Frequenz auf ihren Sollwert und die über die Verbundkuppelleitungen zwischen den Regelzonen ausgetauschten Übergabeleistungen auf die abgestimmten Sollwerte des Austauschprogramms zurückzuführen. Die Sekundärregelung wirkt auf die Technischen Einheiten, die online in den Regelkreis der Leistungs- Frequenzregelung einbezogen sind. Daher müssen die Technischen Einheiten des Anbieters zur Erbringung von

Sekundärregelleistung leittechnisch an die Leistungs-Frequenzregelung des jeweiligen ÜNB angebunden sein. Um den dynamischen Anforderungen an die Sekundärregelung entsprechen zu können, ist es erforderlich, dass zu jeder Zeit ein summarischer Leistungsgradient erreicht wird, der es ermöglicht, dass die kontrahierte Sekundärregelleistung jeder Regelrichtung bis zum Abruf der gesamten Sekundärregelleistung in positiver oder negativer Richtung in maximal 5 Minuten zur Verfügung steht. Anlagen bzw. dezentrale Anlagenpools müssen gewährleisten, dass ein für den ÜNB sichtbarer Leistungshub von mindestens 0,5 MW innerhalb von 30 Sekunden erbracht werden kann [Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE FNN 2009a; Nr. 3.2.4].

Minutenreserveleistung: Zusätzlich zur Sekundärregelleistung wird Minutenreserveleistung (MRL) von den Übertragungsnetzbetreibern zur Wiederherstellung des freien Sekundärregelbandes sowie dem Ausgleich von größeren Leistungsdefiziten, die durch Sekundärregelleistung allein nicht ausgeglichen werden können, eingesetzt. Entsprechend der ENTSO-E-Vorgabe haben die Wiederherstellung des freien Sekundärregelbandes und der Ausgleich von Leistungsdefiziten innerhalb von 15 Minuten zu erfolgen (vgl. Abbildung 12).

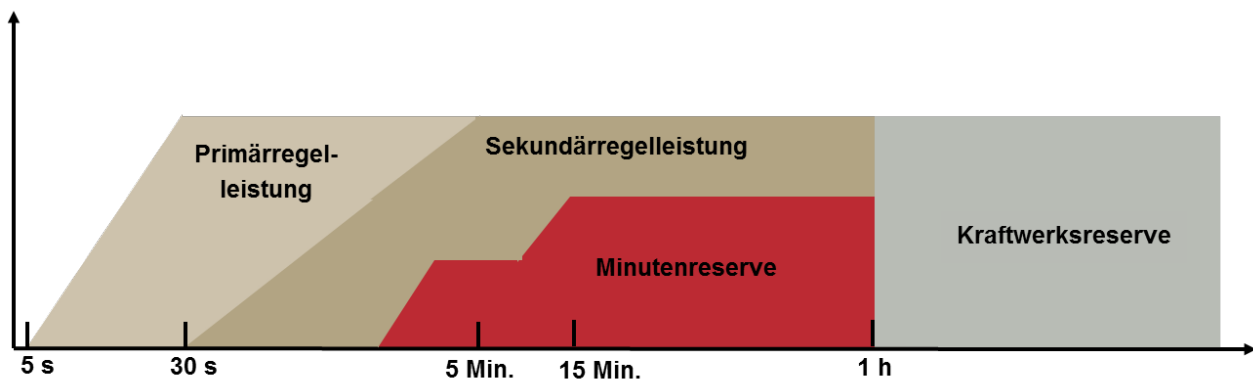


Abbildung 12 Idealtypischer Einsatz von Regelleistung, Quelle: eigene Darstellung

Für die Regelleistungsarten gibt es zudem die folgenden weiteren Anforderungen:

Primärregelleistung

Für die Primärregelleistung existieren folgende, wesentliche Vorschriften [BNetzA 2011a; S. 1ff; Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE FNN 2003; S. 5ff.]:

- Ausschreibung: wöchentliche Ausschreibung für den Zeitraum Montag, 0 Uhr, bis Sonntag, 24 Uhr,
- Auktion: Dienstag der Woche vor Lieferung, um spätestens 15 Uhr,
- Produktzeitfenster: eine Woche,
- Mindestangebotsgröße: +/- 1 MW,
- Inkrement: 1 MW,
- Pooling: zugelassen (in derselben Regelzone),
- Entscheidungskriterium der Vergabe: Leistungspreis in €/MW,
- Arbeitspreis bei Erbringung: nicht vorhanden,
- Vorlaufzeit vor vollständiger Erbringung: maximal 30 Sekunden,

- Aktivierungsdauer: bis zu 15 Minuten bei jeder quasistationären Frequenzabweichung von +/- 200 mHz,
- Zeitverfügbarkeit: 100 %,
- Besicherung über Dritte: zugelassen (in derselben Regelzone),
- Ausschreibungsmenge: +/- 576 MW (Stand: September 2013).

Die Primärregelleistung ist die schnellste Form der Regelleistung und erfordert eine lokale, direkt von der Netzfrequenz abhängige Regelung der Anlage.

Sekundärregelleistung

Um an der Vermarktung der Sekundärregelleistung teilnehmen zu können, sind folgende, wesentliche Rahmenbedingungen [BNetzA 2011b; S. 1ff; Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE FNN 2009a; Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE FNN 2009b; ÜNB 2014] einzuhalten:

- Ausschreibung: wöchentliche Ausschreibung für den Zeitraum Montag, 0 Uhr, bis Sonntag, 24 Uhr,
- Auktion: Mittwoch der Woche vor Lieferung, um spätestens 15 Uhr,
- Produktzeitfenster: Hochtarifzeiten (Montag bis Freitag, 8 bis 20 Uhr, außer an bundeseinheitlichen Feiertagen) und Niedrigtarifzeiten (20 Uhr bis 8 Uhr, Wochenenden und bundeseinheitliche Feiertage),
- Mindestangebotsgröße: 5 MW (getrennt nach positiver und negativer Regelrichtung),
- Inkrement: 1 MW,
- Pooling: zugelassen (auch regelzonenübergreifend, wenn die Mindestangebotsgröße sonst nicht erreicht wird),
- Entscheidungskriterium der Vergabe: Leistungspreis in €/MW,
- Arbeitspreis bei Erbringung: unbegrenzt in €/MWh nach Gebot des Anbieters,
- Vorlaufzeit vor vollständiger Erbringung: maximal fünf Minuten mit erster Leistungsänderung innerhalb von 30 Sekunden⁷,
- Aktivierungsdauer: über das jeweilige Produktzeitfenster [Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE FNN 2009a; Nr. 3.2.4]⁸,
- Zeitverfügbarkeit: 95 %,
- Arbeitsverfügbarkeit: 100 %,
- Besicherung über Dritte: zugelassen (in derselben Regelzone),

⁷ Die 30-Sekunden-Regel gilt nur für Pools. Da eine technische Einheit in der Sekundärregelleistung stets mit voller Höhe abgesichert sein muss, wird an dieser Stelle davon ausgegangen, dass regelbare Lasten immer Teil eines Pools sind. Ob sie dabei Vermarkter oder im Pool eines Dritten sind, ist davon losgelöst [Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE FNN 2009a; Nr. 3.2.4].

⁸ Ausnahme: Technische Einheiten mit einem begrenzten Arbeitsvermögen müssen mindestens vier Stunden erbringen können. [Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE FNN 2009a; Nr. 3.2.5].

- Sonstiges: die „Mindestanforderungen an die Informationstechnik des Anbieters für die Erbringung von Sekundärregelleistung“ sind einzuhalten,
- Ausschreibungsmenge: 2.091 MW positive und 2.043 MW negative Regelleistung (Stand: September 2013).
- Die Sekundärregelleistung wird automatisiert, über einen zentralen Leistungs-Frequenzregler beim Übertragungsnetzbetreiber über Sollwertsignale an die Anlagen vor Ort, abgerufen.

Minutenreserve

Für die Minutenreserve gelten folgende, wesentliche Vorschriften [BNetzA 2011c; S. 1ff; Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE FNN 2007]:

- Ausschreibung: tägliche Ausschreibung für den Zeitraum 0 Uhr bis 24 Uhr,
- Auktion: Tag vor Lieferung, spätestens 10 Uhr,⁹
- Produktzeitfenster: sechs 4-Stunden-Intervalle (0 bis 4 Uhr, 4 bis 8 Uhr usw.),
- Mindestangebotsgröße: 5 MW (getrennt nach positiver und negativer Regelrichtung),
- Inkrement: 1 MW,
- Pooling: zugelassen (auch regelzonenübergreifend, wenn die Mindestangebotsgröße nicht erreicht wird),
- Entscheidungskriterium der Vergabe: Leistungspreis in €/MW,
- Arbeitspreis bei Erbringung: unbegrenzt in €/MWh nach Gebot des Anbieters,
- Vorlaufzeit vor vollständiger Erbringung: maximal 15 Minuten,
- Aktivierungsdauer: über das jeweilige Produktzeitfenster,
- Zeitverfügbarkeit: 100 %,
- Arbeitsverfügbarkeit: 100 %,
- Besicherung über Dritte: zugelassen (in derselben Regelzone),
- Ausschreibungsmenge: 2.593 MW positive und 2.716 MW negative Regelleistung (Stand: September 2013).

Die Minutenreserve wird über den sogenannten Merit-Order-List-Server (MOLS) der ÜNB zentral abgerufen. Die Abrufe können durch Automatisierung oder manuell erfüllt werden.

4.1.2 Verordnung Abschaltbare Lasten

Mit der Verordnung zu abschaltbaren Lasten vom 28.12.2012 wurde ergänzend zur Regelleistung ein marktlich ausgestaltetes Instrument entwickelt, durch welches die ÜNB Zugriff auf steuerbare Leistung aus abschaltbaren Lasten erhalten.

Für die Teilnahme gelten folgende, wesentliche Rahmenbedingungen [AbLaV 2012]:

- Ausschreibung: monatliche Ausschreibung für den Zeitraum 0 Uhr bis 24 Uhr,

⁹ Ausnahme: Sofern eine Ausschreibung an einem Samstag, Sonntag oder Feiertag durchzuführen wäre, ist die Ausschreibung auf den vorhergehenden letzten Arbeitstag vorzuziehen.

- Auktion: frühestens zwei Wochen vor Liefermonat, bis 11 Uhr¹⁰,
- Produktzeitfenster: Monat, 0:00 Uhr des ersten Tages bis 24 Uhr des letzten Tages,
- Ausschreibungsmenge: je 1.500 MW „sofort“ und „schnell“ schaltbare Lasten,
- Mindestangebotsgröße: 50 MW abschaltbare Leistung,
- Inkrement: 1 MW,
- Pooling: zugelassen bis zu 50 MW (für bis zu fünf „Verbrauchseinrichtungen, die im Wirkungsbereich eines Höchstspannungsknotens“ liegen),
- Entscheidungskriterium der Vergabe: Arbeitspreis in €/MWh,
- Vergütung der Teilnahme: Leistungspreis in Höhe von 2.500 €/MW und Monat,
- Arbeitspreis bei Erbringung: zwischen 100 und 400 €/MWh nach Gebot des Anbieters,
- Vorlaufzeit vor vollständiger Erbringung:
 - Sofort schaltbare Lasten: innerhalb einer Sekunde,
 - Schnell schaltbare Lasten: innerhalb von 15 Minuten,
- Aktivierungsdauern:
 - 15-Minuten-Abrufoption: „mindestens jeweils 15 Minuten zu einem beliebigen Zeitpunkt mehrmals am Tag in beliebigen Abständen bis zur Dauer von einer Stunde pro Tag und mindestens viermal die Woche, wobei bei Erreichen der Dauer von einer Stunde pro Tag zwischen den Abschaltungen an zwei Folgetagen mindestens zwölf Stunden liegen müssen, oder“ [AbLaV 2012; § 5, Nr. 1, S. 3a]
 - 4-Stunden-Abrufoption: „mindestens vier Stunden am Stück zu einem beliebigen Zeitpunkt einmal alle sieben Tage, wobei zwischen den Abschaltungen mindestens 48 Stunden liegen müssen, oder“ [AbLaV 2012; § 5, Nr. 1, S. 3b]
 - 8-Stunden-Abrufoption: „mindestens acht Stunden am Stück zu einem beliebigen Zeitpunkt einmal alle 14 Tage, wobei zwischen den Abschaltungen mindestens sieben Tage liegen müssen“ [AbLaV 2012; § 5, Nr. 1, S. 3c],
 - wobei ein Abruf über insgesamt mindestens 16 Stunden im Liefermonat möglich sein muss,
- Technische Mindestverfügbarkeit: an allen Tagen bis auf vier in einem Monat,
- Sonstiges: Die Leistung muss nicht zur Verfügung stehen, wenn
 - die Last an der Vermarktung von positiver Regelleistung teilnimmt oder
 - Lastanpassung aufgrund von Vermarktung am Großhandelsmarkt durchgeführt wird, wobei der Preis (in mindestens einer Viertelstunde) oberhalb des gebotenen Arbeitspreises nach AbschaltVO liegen muss.¹¹

¹⁰ In der Praxis hat sich für die Auktion der sofort abschaltbaren Lasten der vorletzte Montag im Monat vor Lieferbeginn und für die schnell abschaltbaren Lasten der vorletzte Donnerstag etabliert.

4.1.3 Spotmarkt

Die Vermarktung am Spotmarkt der European Power Exchange Spot SE (EPEX) wird unterteilt in Day-ahead- und Intraday-Geschäfte (Day-ahead-Markt und Intraday-Markt). Für den Handel sind Marktzugang und Händlergenehmigung notwendig.

Der Day-ahead-Handel findet täglich in Form einer Auktion statt. Bis 12 Uhr werden Kauf- und Verkaufsgebote mit einem zugehörigen Arbeitspreis (in €/MWh) in ein Orderbuch aufgenommen. Die Angebote müssen in ganzen Megawatt (MW) erfolgen. Gehandelt werden können Einzelstunden und Blockgebote (z. B. das Base-Produkt von 0 bis 24 Uhr oder das Peak-Produkt von 8 bis 20 Uhr) [EPEX 2012; S. 9].

Nach Schließung des Orderbuches wird der Marktpreis (Market Clearing Price, MCP) als Schnittpunkt von Angebots- und Nachfragekurve bestimmt. Alle Auktionsteilnehmer, deren Angebotspreise kleiner bzw. gleich dem MCP sind, und solche, deren Nachfragepreise größer oder gleich dem MCP sind, erhalten einen Zuschlag. Die vorgegebenen Preisober- und -untergrenzen liegen bei 3.000,00 €/MWh bzw. -3.000,00 €/MWh [EPEX 2012; S. 9].

Ab 15 Uhr des Tages vor Lieferung können im nachgelagerten Intradaymarkt Einzelstunden und Blockgebote (bis 45 Minuten vor Lieferbeginn) in ganzen MW bzw. 0,1 MW gehandelt werden. Darüber hinaus sind ab zwei Stunden bis 45 Minuten vor Lieferbeginn einzelne Viertelstunden in ganzen MW handelbar. Auf dem Intradaymarkt wird ähnlich dem Börsenhandel von Aktien kontinuierlich gehandelt. Sobald sich Preise für Angebot und Nachfrage treffen, ist ein Geschäft erfolgt. Die erlaubten Preisober- und -untergrenzen liegen bei 9.999,99 €/MWh bzw. - 9.999,99 €/MWh [EPEX 2012; S. 13].

Neben der Kurzfristvermarktung über die Börse sind bilaterale Geschäfte zwischen zwei Handelspartner abseits der Börse (Over-the-counter, OTC) möglich.

4.1.4 Netzspitzenreduktion, atypische Netznutzung und teilweise Befreiung von den Netzentgelten

In Deutschland zahlen Netznutzer Netzentgelte in Form einer Leistungs- und einer Arbeitspreiskomponente. Leistungsentgelte setzen sich aus dem Produkt der Jahreshöchstlast und dem dafür spezifischen Jahresleistungspreis zusammen. Analog findet die Bestimmung des Arbeitsentgeltes über das Produkt aus entnommener Energie und dem spezifischen Arbeitspreis statt. Leistungs- und Arbeitspreise für die Netznutzung variieren zwischen den Verteilnetzen und sind abhängig von der Netzebene, in der der Netznutzer angeschlossen ist. Regelbare Lasten können Kosten für Netzentgelte einsparen, indem sie ihre Jahreshöchstlast durch Lastverschiebung oder -verzicht absenken.

Daneben kann, sofern nachweislich ein geringerer Beitrag zur Jahreshöchstlast der Netz- bzw. Umspannebene geleistet wird, durch atypische Netznutzung eine Reduktion des Netzentgeltes um maximal 80 % des veröffentlichten Entgeltes möglich sein.¹² Bei einer Abnahme von mindestens 10 GWh und einer Vollbenutzungsstundenzahl von mindestens 7.000 Stunden pro Jahr beträgt das Netzentgelt max. 20 % des veröffentlichten Netzentgeltes. Bei mindestens

¹¹ Die Dauer der Ausnahmeregelung hängt von der jeweiligen Ausprägung der Aktivierungsdauer ab, auf die der Betreiber in der Auktion bietet [AbLaV 2012; § 7].

¹² Regelung gilt ab 2014, bis 2013 galt eine Reduktion auf 20 Prozent des Netzentgeltes bei atypischer Netznutzung

7.500 Vollbenutzungsstunden pro Jahr beträgt es max. 15 % und bei mindestens 8.000 Benutzungsstunden im Jahr max. 10 % des veröffentlichten Netzentgeltes.

Die Thematik der Netznutzung wird in der Folge nicht näher als Nutzungsform betrachtet.

4.1.5 Bilanzkreisausgleich

Bei einer Abweichung der viertelstündlichen Mittelwerte zwischen Ein- und Ausspeisung in einem Bilanzkreis (BK) wird dem betroffenen BK Ausgleichsenergie (AE) zur Behebung des Ungleichgewichts durch den ÜNB berechnet. Die AE kann dabei entweder eine Über- oder eine Unterdeckung ausgleichen. Sie ist mit einem viertelstündlichen Ausgleichsenergiepreis (AEP) versehen, der sowohl positiv als auch negativ sein kann.¹³ Je nach Vorzeichen des BK-Saldos und des AEP findet eine Vergütung an oder Zahlung durch den Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) statt. In Bezug auf die Zahlungsrichtung gibt es vier mögliche Konstellationen:

- Positiver AEP mit unterdecktem BK-Saldo: BKV zahlt den AEP an den ÜNB
- Positiver AEP mit überdecktem BK-Saldo: ÜNB zahlt den AEP an den BKV
- Negativer AEP mit unterdecktem BK-Saldo: ÜNB zahlt den AEP an den BKV
- Negativer AEP mit überdecktem BK-Saldo: BKV zahlt den AEP an den ÜNB

Um das Risiko hoher AE-Zahlungen zu senken, können BKV versuchen, durch den Einsatz von regelbaren Lasten ihre AE zu minimieren. Andererseits könnte eine BK-Abweichung forciert werden, um auf eine Vergütung durch den ÜNB zu spekulieren.

Allerdings wird nach BK-Vertrag eine ausgeglichene Viertelstunden-Leistungsbilanz gefordert. Ferner ist der BKV verpflichtet, „durch zumutbare Maßnahmen, insbesondere durch entsprechende Sorgfalt bei der Erstellung der Prognosen, die Bilanzabweichungen möglichst gering zu halten. Die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie zur Lastdeckung bzw. zur Kompensation einer Überspeisung des Bilanzkreises ist nur zulässig, soweit damit nicht prognostizierbare Abweichungen ausgeglichen werden.“ [ÜNB 2011; Nr. 5.1 und 5.2]. Aus diesem Grund wird die Minimierung der AE in der Folge vorausgesetzt und nicht als weitere Optimierungsform betrachtet. Der Bilanzkreisausgleich durch regelbare Lasten wird daher in der Folge als Nutzungsform nicht weiter betrachtet.

4.2 Ableitung exemplarischer Nutzungsformen zur Auswertung von Flexibilitätspotenzialen

Zentraler Bestandteil der vorliegenden Studie ist die Auswertung der Befragungen im Hinblick auf die Flexibilität der regelbaren Lasten, die in den Regelleistungs- und Spotmärkten zur Verfügung gestellt werden kann.

Zur systematischen Erfassung und Einordnung von Flexibilitätspotenzialen wurden diverse exemplarische Nutzungsformen, die sich an den heute üblichen typischen Vermarktungsoptionen orientieren, definiert. Für diese Nutzungsformen werden die derzeitigen soziotechnischen Potenziale (d. h. die derzeit nutzbaren Potenziale, siehe Kapitel 7.2) ermittelt.

Die Nutzungsformen, insbesondere für den Spotmarkt, wurden definiert, um die derzeit nutzbare Abrufleistung und Abrufdauer für Lastreduktionen und Lasterhöhungen auf dem Day-

¹³ Die Berechnung des AEP entnehmen Sie bei Interesse [ÜNB 2012].

ahead- oder Intraday-Markt in standardisierten und damit vergleichbaren Produkten zu ermitteln. Wichtig für die Einordnung dieser Ergebnisse ist, dass für die exemplarischen Nutzungsformen am Spotmarkt teilweise Anforderungen vorgegeben wurden, die in der Praxis nicht verpflichtend erfüllt werden müssen (insbesondere bei der Aktivierungszeit), sondern die eine sinnvolle betriebswirtschaftliche Orientierung darstellen. Daher umfassen die ermittelten soziotechnischen Potenziale in der Regel nur eine Teilmenge der derzeit unter Berücksichtigung von anderen Produktzuschnitten nutzbaren Potenziale in den untersuchten Branchen. Bei der Ermittlung der technischen Potentiale wurden derartige Anforderungen hingegen nicht gestellt.

Die nachfolgenden Definitionen von exemplarischen Nutzungsformen für Regelleistung lehnen sich an die bestehenden Produkte des Regelleistungsmarktes an, weichen jedoch in einigen Punkten davon ab. Beispielsweise werden kürzere Ausschreibungszeiträume unterstellt, die für eine Teilnahme der Lasten Vorteile aufweisen.

4.2.1 Definierende Merkmale der Nutzungsformen

Wesentliche definierende Merkmale der jeweiligen Nutzungsform sind:

- Festlegung der Verfügbarkeit: Zeitpunkt, an dem die Leistung der regelbaren Last für die Vermarktung bestimmt werden muss.
- Art des Abrufs: Abfrage, ob kontinuierlich oder diskret zu erbringen ist.
- Aktivierungszeit: Zeit bis zur vollständigen Aktivierung der Leistungsänderung, d. h. die Zeit, die die Anlage zur vollständigen Bereitstellung der geforderten Leistungsänderung hat. Die Aktivierungszeit ist die Summe aus Totzeit und Anstiegszeit.
- Zulässige Totzeit: Zeit, die die Anlage bis zum Beginn der Reaktion auf ein internes oder externes Steuersignal braucht.
- Mindestens erfüllbare Abrufdauer in der Produktzeitscheibe: Zeit, die die Anlage mindestens pro Vermarktungsintervall erbringen können muss, getrennt nach Abrufdauer am Stück und Abrufdauer pro Vermarktungsintervall.
- Notwendigkeit der Steuerbarkeit der Anlage: Abfrage, ob beim Produkt eine direkte Steuerung durch ein Regelsignal oder eine manuelle Steuerung durch den Anlagenbetreiber stattfindet.

4.2.2 Primärregelleistung

In der hier vorgenommenen Definition der Nutzungsform Primärregelleistung wird abweichend von der derzeit gültigen Produktdefinition von einer tageweisen Vermarktung mit Auktion am Vortag ausgegangen. Ferner sind Angebote getrennt nach positiver und negativer Regelrichtung möglich¹⁴.

¹⁴ Hintergrund ist die Überlegung, dass z. B. die Abschaltbarkeit von Lasten in einem Pool mit asymmetrischer negativer Primärregelleistung als klassische symmetrische Primärregelleistung angeboten werden kann. Die Erbringung der negativen Regelleistung könnte in einem Pool durch eine Leistungsreduktion von Erzeugungsanlagen erfolgen. Analog gilt, dass zuschaltbare Lasten mit abschaltbaren Lasten und zuschaltbaren Erzeugern gebündelt werden können.

Die Art des Abrufs ist kontinuierlich. Zu beachten ist, dass die Anlagen in der PRL viele Kurzabrufe bedienen können müssen. Es gilt die Vorgabe, dass die Leistung innerhalb von 30 Sekunden vollständig aktiviert sein muss. Die minimale erfüllbare Abrufdauer beträgt 4 Stunden pro Produktzeitscheibe.¹⁵ Die Anlage muss frequenzabhängig extern steuerbar sein.

Die Definition der Nutzungsform Primärregelung ist in folgender Tabelle zusammengefasst. Die Abrufleistung bestimmt sich wie in Anhang A 3 gezeigt.

Tabelle 9 Definition der Nutzungsform Primärregelung

Definition Primärregelung (PRL)	
Produkt und Produktzeitscheibe/n	Ein Tag, getrennt nach positiver und negativer Leistung
Frist zur Festlegung der Verfügbarkeit	Am Vortag
Art des Abrufs	Kontinuierlich, zusätzlich mit der Fähigkeit, den Abruf in viele Kurzabrufe zu zerlegen
Zulässige Totzeit	Keine Vorgabe
Zeit bis zur vollständigen Aktivierung	30 Sekunden
Mindestens erfüllbare Abrufdauer in der Produktzeitscheibe	4 Stunden in der Produktzeitscheibe
Notwendigkeit der Steuerbarkeit der Anlage	(frequenzabhängige) externe Steuerung

4.2.3 Sekundärregelung

In der hier vorgenommenen Definition der Nutzungsform für die Sekundärregelung wird abweichend von der derzeit gültigen Produktdefinition von einer tageweisen Vermarktung mit Auktion am Vortag ausgegangen, wobei die Produktzeitfenster NT und HT am Vortag unterschieden werden.

Die Abrufe sind analog zur Primärregelung kontinuierlich zu erfüllen, wobei es zu vielen Kurzabrufen kommen kann. Innerhalb von 5 Minuten muss die volle Regelleistung erbracht werden. Sie muss bis zu vier Stunden gehalten werden können. Die Steuersignale werden durch eine externe Steuerungseinheit vorgegeben. Die SRL-Anforderung kann dabei entweder direkt durch den ÜNB oder einen Intermediär (z. B. einen Regelleistungs-Poolanbieter) erfolgen.

In folgender Tabelle wird die gewählte Produktdefinition der Sekundärregelung zusammengefasst vorgestellt. Die Abrufleistung bestimmt sich wie in Anhang A 3 gezeigt.

¹⁵ Diese Vorschrift ist die Regelung in Transmission Code, Anhang D2, angelehnt, durch die (hydraulische) Anlagen mit begrenztem Arbeitsvermögen an der Sekundärregelungsvermarktung teilnehmen können. Vgl. Transmission Code (2007), Anhang D2 Teil 1, Nr. 3.2.5.

Tabelle 10 Definition der Nutzungsform Sekundärregelleistung

Definition Sekundärregelleistung (SRL)	
Produkt und Produktzeitscheibe/n	HT und NT für einen Tag, getrennt nach positiver und negativer Leistung
Frist zur Festlegung der Verfügbarkeit	Am Vortag
Art des Abrufs	Kontinuierlich, zusätzlich mit der Fähigkeit, den Abruf in viele Kurzabrufe zu zerlegen
Totzeit	Keine Vorgabe
Zeit bis zur vollständigen Aktivierung	5 Minuten
Mindestens erfüllbare Abrufdauer in der Produktzeitscheibe	Bis zu 4 Stunden am Stück, 4 Stunden in der Produktzeitscheibe
Notwendigkeit der Steuerbarkeit der Anlage	Externe Steuerung durch Pool oder Aufschaltung auf den Leistungsfrequenzregler des ÜNB

4.2.4 Minutenreserve

Für die Minutenreserve werden zwei Nutzungsformen definiert. Die erste bildet das heute existierende System mit Ausschreibungen von Montag bis Freitag für vierstündliche Zeitscheiben ab. Die zweite geht von einer stundenscharfen Day-ahead-Ausschreibung aus. Beide Nutzungsformen werden in der Folge beschrieben.

Bei der Nutzungsform in Anlehnung an das heutige Produktdesign (MRL_I) finden zwischen Montag und Freitag Auktionen für die sechs Zeitscheiben nach Kapitel 4.1.1 statt. Freitags werden zusätzlich zum Samstag der Sonntag und Montag vermarktet. Am Tag vor Feiertagen wird die Auktion für den Tag nach dem Feiertag bzw. den aufeinanderfolgenden Feiertagen durchgeführt.

Der Abruf im Erbringungsfall kann kontinuierlich oder alternativ in diskreten Schritten bis 25 MW, sofern das Gebot unteilbar ist, erfolgen. Die Leistung muss in 15 Minuten voll erbracht werden. Die Erbringung muss bis zu 4 Stunden am Stück möglich sein. Die Aktivierung kann manuell erfolgen.

Die Produktdefinition der MRL I ist in folgender Tabelle zusammengefasst. Die Abrufleistung bestimmt sich wie in Anhang A 3 gezeigt.

Tabelle 11 Definition der Nutzungsform MRL I (angelehnt an derzeitiges System der Minutenreserve)

Definition Minutenreserve MRL I (derzeitiges System)	
Produkt und Produktzeitscheibe/n	Sechs Blöcke zu vier Stunden für einen Tag, getrennt nach positiver und negativer Leistung
Frist zur Festlegung der Verfügbarkeit	am Arbeitstag vor Lieferung
Art des Abrufs	Kontinuierlich und diskret (bis zu 25 MW, Zulässigkeitsgrenze Unteilbarkeit)
Totzeit	Keine Vorgabe
Zeit bis zur vollständigen Aktivierung	15 Minuten
Mindestens erfüllbare Abrufdauer in der Produktzeitscheibe	Bis zu 4 Stunden am Stück, 4 Stunden in der Produktzeitscheibe
Notwendigkeit der Steuerbarkeit der Anlage	Manuell oder automatisch

Bei der Nutzungsform MRL II wird davon ausgegangen, dass am Vortag 24 Blöcke zu einer Stunde ausgeschrieben werden. Der Abruf kann analog zu MRL I kontinuierlich oder diskret (bis 25 MW bei unteilbaren Geboten) erfolgen. Mit der Verkürzung auf Blöcke von einer Stunde sollen die Besonderheiten der Potenziale regelbarer Lasten besser als bisher berücksichtigt werden.

Der Vorlauf vor vollständiger Erbringung darf maximal 15 Minuten betragen. Die Bereitstellung muss für maximal eine Stunde am Stück möglich sein. Die regelbare Last kann dabei manuell oder automatisch aktiviert werden.

Eine Zusammenfassung bietet die folgende Tabelle. Die Abrufleistung bestimmt sich wie in Anhang A 3 gezeigt.

Tabelle 12 Definition der Nutzungsform MRL II (angepasstes System)

Definition Minutenreserve MRL II (angepasstes System)	
Produkt und Produktzeitscheibe/n	24 Blöcke zu einer Stunde für einen Tag, getrennt nach positiver und negativer Leistung
Frist zur Festlegung der Verfügbarkeit	Am Vortag (vor der Day-ahead-Auktion)
Art des Abrufs	Kontinuierlich und diskret (bis zu 25 MW, Zulässigkeitsgrenze Unteilbarkeit)
Totzeit	Keine Vorgabe
Zeit bis zur vollständigen Aktivierung	15 Minuten
Mindestens erfüllbare Abrufdauer in der Produktzeitscheibe	Bis zu 1 Stunde am Stück, 1 Stunde in der Produktzeitscheibe
Notwendigkeit der Steuerbarkeit der Anlage	Manuell oder automatisch

4.2.5 Day-ahead- und Intraday-Vermarktung

In der Folge werden exemplarische Nutzungsformen (Produkte) für die Kurzfristvermarktung im Spotmarkt (Day-ahead- und Intradaymarkt) vorgestellt. Dabei wird davon ausgegangen, dass Lasten, die die Anforderungen an eine Day-ahead-Vermarktung erfüllen, grundsätzlich auch am Intradaymarkt teilnehmen können. Unterschieden werden eine Vermarktung von Lastreduktionen bzw. Lasterhöhungen für:

- eine Stunde,
- zwei Stunden,
- vier Stunden sowie
- acht Stunden.

Mit der Definition dieser unterschiedlichen Spotmarktprodukte soll das Potenzial regelbarer Lasten für kurze und lange Abrufe erfasst und quantifiziert werden. Die Auswertungen der Ein- und Zweistundenprodukte zeigen die Potenziale der Lasten zur Reaktion auf eher kurze Preisspitzen.¹⁶ Die Vier- und Achtstundenprodukte stellen im Unterschied dazu das Potenzial regelbarer Lasten für längere Lastreduktionen dar.

¹⁶ Anmerkung: Eine Optimierung der vor- und nachgelagerten Viertelstunden ist dabei aus mehreren Gründen nicht berücksichtigt, insbesondere stellt der erhöhte Abwicklungsaufwand für die Unternehmen eine zusätzliche,

Ein-Stunden-Produkt

Die Nutzungsform Ein-Stunden-Vermarktung unterscheidet sich von den Regelleistungsnutzungsformen im Hinblick auf die Frist zur Festlegung der Verfügbarkeit, die Frist bis zur vollständigen Aktivierung und der mindestens erfüllbare Abrufdauer. Die Frist zur Aktivierung wird hier auf 30 Minuten gesetzt und die minimale Abrufdauer beträgt 1 Stunde. Eine Zusammenfassung zeigt die folgende Tabelle. Die Abrufleistung bestimmt sich wie in Anhang A 3 gezeigt.

Tabelle 13 Definition der Nutzungsform ID/DA (Eine Stunde)

Definition Spotmarkt-Optimierung für eine Stunde (ID/DA (1h))	
Produkt	Eine Stunde, kontinuierlich
Frist zur Festlegung der Verfügbarkeit	6 Stunden vor Abruf
Art des Abrufs	Kontinuierlich und diskret
Totzeit	Keine Vorgabe
Zeit bis zur vollständigen Aktivierung	30 Minuten (vor Beginn der Lieferperiode)
Mindestens erfüllbare Abrufdauer	1 Stunde
Notwendigkeit der Steuerbarkeit der Anlage	Manuell

Zwei-Stunden-Produkt

Die Nutzungsform für die Zwei-Stunden-Vermarktung unterscheidet sich nur unwesentlich von der Ein-Stunden Vermarktung. Die Definition ist in folgender Tabelle zusammengefasst. Die Abrufleistung bestimmt sich wie in Anhang A 3 gezeigt.

Tabelle 14 Definition der Nutzungsform ID/DA (Zwei Stunden)

Definition Spotmarkt-Optimierung für zwei Stunden (ID/DA (2h))	
Produkt	Zwei Stunden, kontinuierlich
Frist zur Festlegung der Verfügbarkeit	6 Stunden vor Abruf
Art des Abrufs	Kontinuierlich und diskret
Totzeit	Keine Vorgabe
Zeit bis zur vollständigen Aktivierung	30 Minuten (vor Lieferperiode)
Mindestens erfüllbare Abrufdauer	2 Stunden
Notwendigkeit der Steuerbarkeit der Anlage	Manuell oder automatisch

die Potenzialausnutzung begrenzende Hemmschwelle dar. Ein Ausgleich ist jedoch mit Viertelstundenprodukten am Intraday-Markt möglich und führt aufgrund günstiger Korrelationen in der Regel nicht zu Mehrkosten.

Vier-Stunden-Produkt

Für die Nutzungsform Vier-Stunden-Vermarktung ist die Definition in folgender Tabelle zusammengefasst. Die Abrufleistung bestimmt sich wie in Anhang A 3 gezeigt.

Tabelle 15 Definition der Nutzungsform ID/DA (Vier Stunden)

Definition Spotmarkt-Optimierung für vier Stunden (ID/DA(4h))	
Produkt	Vier Stunden, kontinuierlich
Frist zur Festlegung der Verfügbarkeit	6 Stunden vor Abruf
Art des Abrufs	Kontinuierlich und diskret
Totzeit	Keine Vorgabe
Zeit bis zur vollständigen Aktivierung	30 Minuten (vor Lieferperiode)
Mindestens erfüllbare Abrufdauer	4 Stunden
Notwendigkeit der Steuerbarkeit der Anlage	Manuell oder automatisch

Acht-Stunden-Produkt

Die letzte betrachtete Spotmarkt- Nutzungsform ist die Acht-Stunden-Vermarktung. Eine Zusammenfassung der Definition zeigt die folgende Tabelle. Die Abrufleistung bestimmt sich wie in Anhang A 3 gezeigt.

Tabelle 16 Definition der Nutzungsform ID/DA (Acht Stunden)

Definition Spotmarkt-Optimierung für acht Stunden (ID/DA (8h))	
Produkt	Acht Stunden, kontinuierlich
Frist zur Festlegung der Verfügbarkeit	6 Stunden vor Abruf
Art des Abrufs	Kontinuierlich und diskret
Totzeit	Keine Vorgabe
Zeit bis zur vollständigen Aktivierung	60 Minuten (vor Lieferperiode)
Mindestens erfüllbare Abrufdauer	8 Stunden
Notwendigkeit der Steuerbarkeit der Anlage	Manuell

4.2.6 Netzsicherheit

Als Analogon zu den sofort schaltbaren Lasten nach Verordnung abschaltbarer Lasten werden zwei Nutzungsformen für eine Notaus-Nutzungsform definiert. Die Notaus-Nutzungsformen existieren logischerweise nur bei Lastreduktionen und nicht bei Lasterhöhungen.

Die Erste geht von einem Notaus für fünf Minuten aus. Als Zeit zur vollständigen Aktivierung werden fünf Sekunden gewählt.

Die folgende Tabelle beschreibt die Produktdefinition analog zu den zuvor genannten Vermarktungsformen.

Tabelle 17 Definition der Nutzungsform Notaus (5 Minuten) als Netzsicherheitskomponente

Definition Notaus zur Netzsicherheit für fünf Minuten	
Produkt	Fünf Minuten, kontinuierlich
Frist zur Festlegung der Verfügbarkeit	Keine Vorgabe, da Abruf jederzeit möglich

Definition Notaus zur Netzsicherheit für fünf Minuten	
Art des Abrufs	Kontinuierlich und diskret
Zeit bis zur vollständigen Aktivierung	5 Sekunden
Notwendigkeit der Steuerbarkeit der Anlage	Externe Steuerung

Die zweite Notaus-Nutzungsform geht von einer Lastreduktion über eine Stunde aus. Tabelle 18 zeigt eine Zusammenfassung der Definition.

Tabelle 18 Definition der Nutzungsform Notaus (Eine Stunde) als Netzsicherheitskomponente

Definition Notaus zur Netzsicherheit für eine Stunde	
Produkt	Eine Stunde, kontinuierlich
Frist zur Festlegung der Verfügbarkeit	Keine Vorgabe, da Abruf jederzeit möglich
Art des Abrufs	Kontinuierlich und diskret
Frist zur vollständigen Aktivierung	5 Sekunden
Notwendigkeit der Steuerbarkeit der Anlage	Externe Steuerung

5 Vorab-Analyse zur Auswahl der zu untersuchenden Branchen

Um sinnvoll einzugrenzen, in welchen Branchen Befragungen über die Lastmanagement-Potenziale durchgeführt werden sollen, wurde eine Vorab-Analyse zu relevanten stromintensiven Verfahren und Prozessen durchgeführt. Zunächst wurden maßgebliche, bisher veröffentlichte Studien zu diesem Thema zusammengetragen. Des Weiteren wurden mit Hilfe von Daten des statistischen Bundesamts in einer statistischen Top-Down-Analyse Branchen identifiziert, die aufgrund ihres durchschnittlichen Stromverbrauchs pro Betrieb als stromintensiv auffallen.

5.1 Literaturanalyse

5.1.1 Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien - Untersuchungen von Ingo Stadler

Stadler stellt in seiner Habilitationsschrift mehrere Querschnittstechniken vor und ermittelt das Potenzial für deren Lastverschiebung [Stadler 2005]. Zu den betrachteten Techniken gehören u. a. (Nacht-) Speicherheizungen, Warmwasserbereitungsanlagen, Lüftungsanlagen, elektrisch betriebene Kühl- und Gefriergeräte, Warmwasserheizungen und Anlagen zur Erzeugung von Druckluft.

Der Schwerpunkt der Darstellung liegt in der Ermittlung der Anlagenanzahl, des Stromverbrauchs und der Leistungsaufnahmen. Auf dieser Grundlage wird das Potenzial für positive und negative Regelleistung ermittelt. Als positiv definiert ist hierbei eine regelbare Leistung, bei der durch Reduktion des Stromverbrauchs Strom für andere Anwendungen freigestellt wird. Negative Regelleistung beschreibt die Lasterhöhung bei erhöhtem Gesamtstromverbrauch. Die Darstellung verbleibt auf einer relativ aggregierten Ebene, weil unter Regelleistung sehr allgemein die Fähigkeit zur Lastverschiebung verstanden wird. Folglich findet keine Potenzialermittlung im Hinblick auf Kriterien wie maximale Abruftdauer, Aktivierungsgeschwindigkeit oder Verfügbarkeit statt. Diese wären jedoch für eine konkrete Bedarfsermittlung im Hinblick auf einzelne Regelleistungsmärkte notwendig.

Die Ergebnisse im Einzelnen:

- Speicherheizungen sind in Deutschland seit den 1970er Jahren in großem Umfang installiert worden. Der Anschlusswert aller Speicherheizungen betrug 1996 39,9 GW, der Stromverbrauch 26,7 TWh. Den bei weitem größten Anteil stellen Nachtspeicherheizungen in privaten Haushalten dar. Da die Anzahl der Speicherheizungen nur langsam sinkt, ermittelt Stadler ein Potenzial in Abhängigkeit von der Außentemperatur für positive Regelleistung zwischen 0 GW und ca. 35 GW und für negative Regelleistung zwischen 0 GW und etwa 16 GW.
- Geräte zur Warmwasserbereitung in Haushalten sind in Deutschland nach Stadler vorwiegend kleine Geräte (z. B. Durchlauferhitzer, Kleindurchlauferhitzer, Kochendwassergeräte oder drucklose Kleinspeicher), die nicht für eine Lastverschiebung nutzbar gemacht werden können. Stadler geht deswegen in seiner Berechnung davon aus, dass für eine Lastverschiebung grundsätzlich nur ein Viertel des deutschen Stromverbrauchs der Warmwasserbereitung nutzbar ist. Dies entspräche einem Stromverbrauch von 7 TWh pro Jahr. Im Ergebnis seiner Berechnungen ermittelt Stadler eine positive Regelleistung zwischen 0 MW und ca. 850 MW sowie eine negative Regelleistung um 5 GW. Die Bandbreite bei der positiven Regelleistung ergibt sich, weil

Stadler das Potenzial der Regelleistung in Abhängigkeit von der Zeit angibt, um welches die Leistungsaufnahme bzw. -abgabe verschoben werden kann.

- Für Lüftungsanlagen identifiziert Stadler einen Stromverbrauch von 43,2 TWh im Jahr 1997. Davon entfallen knapp 50 % auf private Haushalte, Gewerbe und Dienstleistungen sowie die andere Hälfte auf Verkehr und Industrie. Besonders im Industriebereich sieht Stadler kaum Möglichkeiten für Lastverschiebungen, weil hier oft ein Volllastbetrieb nötig ist. Mit verschiedenen Annahmen kommt Stadler auf positive Regelleistung in Höhe von maximal 6 GW und negative Regelleistung in Höhe von maximal 16 GW.
- Im Bereich der Kühlsysteme beschränkt Stadler seine Untersuchung auf Systeme im Lebensmittelhandel und in Privathaushalten. Unter Berücksichtigung von Anforderungen der Lebensmittelsicherheit ermittelt er in Privathaushalten durch Kühlschränke und Gefriertruhen ein Potenzial für positive Regelleistung in Höhe von etwa 3 GW und für negative Regelleistung in Höhe von ungefähr 7,2 GW. Dazu kommt im Lebensmitteleinzelhandel ein Potenzial von ca. 1,1 GW positiv und etwa 2,8 GW negativ. Stadler weist darauf hin, dass im Bereich der Industrie wesentliche weitere Potenziale existieren und diese durch zukünftig vermehrt einsetzbare Eisspeicher deutlich besser als Regelleistung genutzt werden könnten.
- Für die Druckluftherzeugung in der Industrie identifiziert Stadler positive Regelleistung im Umfang von 224 MW und negative Regelleistung im Umfang von 91 MW. Stadler weist jedoch darauf hin, dass die Bedingungen in der Industrie zwar physikalisch aufgrund der Wirkungsgrade ideal seien, die Kosteneffizienz aber kaum erreicht werden kann.

Eine Zusammenfassung zeigt die folgende Tabelle 19.

Tabelle 19 Potenziale für Lastverschiebung nach Stadler

Branche	Positive Regelleistung	Negative Regelleistung
Speicherheizungen	bis zu 35 GW	bis zu 16 GW
Warmwasserbereitung	bis zu 0,85 GW	bis zu 5 GW
Lüftungsanlagen	bis zu 6 GW	bis zu 16 GW
Kühlsysteme	bis zu 4,1 GW	bis zu 10 GW
Druckluftspeicherung	bis zu 0,2 GW	bis zu 0,1 GW

5.1.2 Netzstudie DENA II - Untersuchungen von DENA

In der Netzstudie DENA II ist dem Thema technische und wirtschaftliche Potenziale von Demand Side Management (kurz: DSM-Potenzial) ein ganzes Kapitel gewidmet [DENA 2010].

Ein positives DSM-Potenzial ist hierbei definiert als eine temporäre Lastreduktion mit oder ohne nachträgliche Lasterhöhung. Ein negatives DSM-Potenzial ist definiert als temporäre Lasterhöhung. Relativ umfassend und maßgeblich aufbauend auf Methoden von Stadler (Stadler 2005) wird in diesem Kapitel das DSM-Potenzial in Haushalten mit den Anwendungen Heizungssysteme, elektrische Warmwasserbereitung, Kühlungssysteme und sonstige elektrische Haushaltsgeräte dargestellt. Darüber hinaus wird im Industriesektor die Herstellung von Zementklinker, die Chlor-Alkali- und die Aluminiumelektrolyse sowie Prozesse in der Stahl- und Papierindustrie untersucht.

Die Ergebnisse im Haushaltssektor:

- Im Ergebnis wird für den Haushaltssektor ein positives DSM-Potenzial in Höhe von 6,7 GW und ein negatives DSM-Potenzial in Höhe von 35,3 GW ermittelt.
- Diese Summe der DSM-Potenziale der einzelnen Anwendungen, wie auch die Einzelergebnisse für die verschiedenen Anwendungen im Haushaltsbereich weichen damit trotz der ähnlichen Methodik und Datengrundlage deutlich von den Ergebnissen in Stadler (Stadler 2005) ab.

Im Industriesektor ergeben sich folgende Ergebnisse:

- Die Produktion von Zementklinker ist nach DENA II besonders gut für Lastmanagement geeignet, da die Produktionskapazitäten sehr flexibel eingesetzt werden können und sie nicht vollständig ausgelastet sind. Als Ergebnis werden 45 MW als positives DSM-Potenzial und 269 MW als negatives DSM-Potenzial identifiziert. Aufgrund langfristig steigender Qualitätsanforderungen und erwarteter steigender Produktionszahlen wird dieses Potenzial als stabil bzw. langfristig leicht wachsend eingeschätzt.
- Die Chlorelektrolyse wird aufgrund der hohen Auslastung und der kurzen maximalen Abschaltdauer von weniger als 2 Stunden als weniger gut geeignet für Lastmanagement eingeschätzt. Das positive DSM-Potenzial wird mit 556 MW angegeben, das negative mit 346 MW. Langfristig wird insbesondere durch Techniksubstitution einen Rückgang der Stromintensität und damit auch des DSM-Potenzials erwartet.
- Die Aluminiumelektrolyse ist ein industrieller Prozess, der mit Abschaltdauern von bis zu vier Stunden und einer Absenkung der Leistungsaufnahme um theoretisch bis zu 40 %, praktisch bis zu 25 %, gut für Lastmanagement geeignet ist. Durch Lastverschiebung ergibt sich hier ein positives DSM-Potenzial in Höhe von 277 MW. Da die Anlagen weitgehend voll ausgelastet sind, besteht kein negatives DSM-Potenzial.
- In der Stahlindustrie sind die Elektrolichtbogenöfen, in denen Alteisen durch die Abstrahlungswärme der Lichtbögen zum Schmelzen gebracht wird, ein für Lastmanagement gut geeigneter Prozess. Der Schmelzvorgang kann bis zu 30 Minuten unterbrochen werden, bei längeren Unterbrechungen muss er wieder neu begonnen werden. Laut DENA Netzstudie gibt es in der Stahlindustrie nur positives DSM-Potenzial in Höhe von 815 MW.
- In der Papierindustrie ist von den vier vorhandenen stromintensiven Industrieprozessen (Papiermaschinen, Streichanlagen, Kalander und Stoffaufbereitung) laut Studie nur die Stoffaufbereitung für Lastmanagement geeignet. Streichanlagen und Kalander werden von den Autoren als ungeeignet verworfen, weil die Leistungsaufnahme dieser Prozesse nur relativ gering sei. Bei Papiermaschinen hingegen sei die Aktivierungsdauer mit 12 Stunden zu lang, um Lastmanagement zu betreiben. Das ermittelte positive DSM-Potenzial beträgt 217 MW und das negative DSM-Potenzial 94 MW.

Eine Zusammenfassung wird in der folgenden Tabelle 20 gegeben.

Tabelle 20 Potenziale für Demand Side Management gemäß DENA [Dena 2010, S. 419ff]

Branche	Positives DSM-Potenzial	Negatives DSM-Potenzial
Haushaltssektor	6,7 GW	35,3 GW
Produktion von Zementklinker	45 MW	269 MW
Chlorelektrolyse	556 MW	346 MW
Aluminiumelektrolyse	277 MW	0 MW
Stahlindustrie	815 MW	0 MW
Papierindustrie	217 MW	94 MW

5.1.3 Zukünftiges Strommarktdesign - Untersuchungen des EWI

Das EWI hat im Rahmen seiner Untersuchungen zu einem künftigen Strommarktdesign herausgearbeitet, ob mit einem zunehmenden Anteil der Erneuerbaren Energien eine Änderung des Strommarktdesigns notwendig wird [EWI 2012]. Zu diesem Zweck hat das EWI anhand von Modellrechnungen ermittelt, wie sich das Stromerzeugungssystem bis zum Jahr 2030 entwickeln kann. Da Lastmanagement als eine Alternative zur Vorhaltung von Spitzenlaststromerzeugungstechniken gesehen wird, untersucht das EWI in einem Kapitel der Studie, welches Potenzial Lastmanagement zur Einsparung von Spitzenlaststromerzeugung hat.

Die Darstellung der Untersuchung erfolgt nach volkswirtschaftlichen Sektoren, wobei die näher untersuchten Prozesse in einer Tabelle aufgelistet werden [EWI 2012; S. 36]. Hierzu gehören:

- Industrie: Aluminiumelektrolyse, Zementmühle, Papiermaschine, Papierbeschichtung, Papier-Kalender, Zellstoffmahlung, Altpapieraufbereitung, elektrischer Lichtbogenofen (Stahl), Chlorelektrolyse, Ventilation, Druckluft.
- Dienstleistungen (Gewerbe-Handel-Dienstleistung): Klimaanlage, Ventilation, Kühlhaus, Kühlraum, Kälteanlage, Gefriertruhe.
- Haushalte: Kühlschrank, Gefriertruhe, Waschmaschine, Wäschetrockner, Spülmaschine, Brauchwassererhitzer, Klimaanlage, Nachtspeicherheizung, Umlaufpumpe.
- Transport: Elektromobilität.
- Kommunal: Pump- und Belüftungsprozesse an Kläranlagen.

Als Ergebnis beträgt das maximale technisch erschließbare Lastreduktionspotenzial 12,5 GW bis 14 GW (abhängig von der Tageszeit) für einen Wintertag in den Stunden 17:00 Uhr bis 21:00 Uhr. Knapp über 5 GW dieses Lastreduktionspotenzials befindet sich in den Sektoren Industrie und Dienstleistung, der Rest gehört zum allergrößten Teil zum Bereich der privaten Haushalte. Hier sind es insbesondere Nachtspeicheröfen, die Potenzial für Lastmanagement bieten.

Im Fortgang der Analyse untersucht das EWI mit Hilfe einer Unterscheidung zwischen Lastverschiebung und Lastverzicht, in welchen Zeiträumen Lastmanagement stattfinden kann. Das Ergebnis ist, dass ca. 1,7 GW Potenzial für Lastreduktion ohne spätere nachholende Lasterhöhung zur Verfügung stehen. Bei den Lastreduktionspotenzialen mit nachzuholender Lasterhöhung zeigt sich, dass das Potenzial für Lastverschiebungen über eine Stunde hinaus relativ stark abnimmt. Leider ist dieser Teil der Untersuchung nicht mehr nach Sektoren aufgeschlüsselt. Es kann jedoch angenommen werden, dass die allgemeinen Aussagen im Speziellen auch für Industrieprozesse gelten.

Die variablen Kosten seien laut EWI bei der Lastverschiebung sehr gering. Als Obergrenze werden die variablen Kosten eines typischen Grenzkraftwerkes genannt. Bei Lastverzicht können die Kosten deutlich höher ausfallen als die variablen Kosten des Grenzkraftwerkes. Laut EWI sind diese Kosten aber schwer zu bestimmen und werden deswegen nicht näher benannt (EWI 2012: S. 41). Eine Zusammenfassung wird in der folgenden Tabelle gegeben.

Tabelle 21 Potenziale für Demand Side Management zum Zeitpunkt der Lastspitze (Wintertag, 17:00 bis 21:00 Uhr) gemäß EWI

Branche	Lastreduktionspotenzial	Davon Lastreduktion ohne nachzuholende Produktion
Industrie, Dienstleistungen, Haushalte, Transport und Kommunale	bis 14 GW	ca. 1,7 GW

5.1.4 Wert der Abschaltbarkeit der energieintensiven Industrien und zur intensivierten Nutzung der energieintensiven Industrien bei der Ausregelung der Netze - Gutachten von Consentec

Ziel des Gutachtens von Consentec [Consentec 2010] ist die Abschätzung des Beitrags von energieintensiven Industrien zur Ausregelung der Netze. Hierbei werden eine Versicherung gegen Versorgungsunterbrechungen und die Teilnahme an den Regelleistungsmärkten unterschieden.

Die Bestimmung der industriellen Flexibilitätspotenziale für diese Zwecke erfolgt über die Auswertung eines Fragebogens. Die zehn Unternehmen, die den Fragebogen beantwortet haben, gehören den Branchen Aluminium-, Kupfer- und Zinkherstellung sowie der Chemieindustrie (Chlorgewinnung und Spezialchemie) an. Nach Erhebung der Potenziale der regelbaren Leistung (Lasterhöhung und Lastreduktion) werden die Ergebnisse in vier Gruppen aggregiert angegeben. Sie sind wie folgt definiert:

- Gruppe 1: Elektrolysen mit hoher Verfügbarkeit und unverzögerter Abschaltmöglichkeit
- Gruppe 2: Elektrolysen und Schmelzprozesse mit Aktivierungsdauern von bis zu 15 Minuten
- Gruppe 3: Temporäre Lasterhöhung (ohne Angabe von Branchen oder Prozessen)
- Gruppe 4: Unverzögerte Lasterhöhung (ohne Angabe von Branchen oder Prozessen)

Die Autoren der Studie gelangen zu folgendem Ergebnis:

- Anlagen der Gruppe 1 können Flexibilität von bis zu 1,7 GW für maximal eine Stunde zur Verfügung stellen. Die Anlagen sind automatisch und unverzögert abschaltbar bei einer hohen Verfügbarkeit. Diese liegt zwischen 80 und 99,9 % bzw. 7.000 und 8.750 Betriebsstunden [Consentec 2010; S. 9]. Als dauerhaft verfügbare Leistung nimmt man etwa 1,5 GW an [Consentec 2010; S. 23]. Als Kosten für die Lastreduktion werden qualitativ die Produktionsausfallkosten angegeben.
- Das Potenzial für Anlagen der Gruppe 2 mit Aktivierungsdauern von bis zu 15 Minuten wird auf ca. 1 GW geschätzt. Diese Leistung ist nur kurzfristig mit einer Vorlaufzeit von wenigen Stunden bzw. Tagen disponierbar, kann jedoch zumeist über mehrere Stunden abgeschaltet werden. Die entstehenden Kosten richten sich individuell nach dem Produktionsausfall bzw. der Produktionsverzögerung [Consentec 2010; S. 10].

- Das für Gruppe 3 identifizierte Potenzial temporärer Lasterhöhungen, das innerhalb von bis zu 15 Minuten zur Verfügung stehen kann, liegt bei 100 MW. Wie bei Gruppe 2 kann die Disposition jedoch nur kurzfristig erfolgen. Aussagen zur Kostenstruktur werden nicht getroffen [Consentec 2010; S. 10].
- Für unverzögerte Lasterhöhung (Gruppe 4) konnte keine Flexibilität bestimmt werden, da die Vorhaltung von produktionsbereiten Kapazitäten als nicht wirtschaftlich erachtet wurde [Consentec 2010; S. 11].

Ein weiterer Aspekt der Studie war die Untersuchung hinsichtlich der Teilnahme der Industrieunternehmen an den Regelleistungsmärkten. Hierbei wird einheitlich die Teilnahme am Minutenreservemarkt bestätigt. Zwei Unternehmen vermarkten sowohl positive als auch negative Regelleistung. Sechs Unternehmen stellen nur positive Leistung durch Lastreduktion zur Verfügung, eines nur negative durch Lasterhöhung (1 MW). Ein Unternehmen nimmt nicht teil, verfügt aber über eine Präqualifikation [Consentec 2010; S. 36].

Grundsätzlich sind die Autoren der Studie der Meinung, dass regelbare Lasten geeignet sind, an den heutigen Regelleistungsmärkten teilzunehmen. Gut 300 MW Leistung von Anlagen aus Gruppe 1 kommen beispielsweise für die Primärregelleistung in Frage.

Für die Sekundärregelung stünden ebenfalls nur hoch verfügbare, schnell regelbare Lasten der Gruppe 1 bereit. Allerdings müssten diese in einem Pool angeboten werden, da sie die maximal möglichen Abrufe von bis zu 12 Stunden nicht allein erbringen könnten [Consentec 2010; S. 42 – 44].

An der Minutenreservevermarktung nehmen nach Aussagen der Autoren bereits heute große Potenziale teil, die nicht näher quantifiziert wurden. Diese ließen sich nach Meinung von Consentec noch erheblich erhöhen, wenn man insbesondere unteilbare Gebote zuließe (bis z. B. 25 MW pro Gebot). Kritisiert wird die maximale Abrufdauer von 4 Stunden [Consentec 2010; S. 44 – 47]. Eine Zusammenfassung der Ergebnisse wird in der folgenden Tabelle gegeben.

Tabelle 22 Potenziale für Demand Side Management gemäß Consentec

Branche	DSM-Potenzial	Regelleistungspotenzial
Elektrolysen mit hoher Verfügbarkeit und unverzögerter Abschaltmöglichkeit	1,5 GW	ca. 300 MW in der PRL größere Potenziale in der SRL und MRL denkbar
Elektrolysen und Schmelzprozesse mit Aktivierungsdauern von bis zu 15 Minuten	1 GW	größere Potenziale in der MRL denkbar
Temporäre Lasterhöhung	0,1 GW	Keine Angabe
Unverzögerte Lasterhöhung	0 GW	Keine Angabe

5.1.5 Bewertung der Flexibilitäten von Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen - Untersuchungen von Consentec

In einer weiteren Studie prüft Consentec [Consentec 2011], wie bestehende Flexibilitätsoptionen genutzt werden können, um die Stromversorgung bei weiterem Ausbau der erneuerbaren Energien qualitativ und quantitativ zu jeder Zeit zu sichern [Consentec 2011]. Dabei werden als Betrachtungshorizont die Jahre 2020 und 2030 gewählt.

In diesem Zusammenhang wird Demand Side Management (DSM) als „offene Flexibilität“ einbezogen. Hierunter fallen Querschnittstechniken wie z. B. elektrische Heizungen ein-

schließlich Wärmepumpen, steuerbare Kühl- und Haushaltsgeräte oder Flexibilität beim Be- und Entladen der Batterien von Elektrofahrzeugen. Ihnen wird von Consentec ein Verschiebepotenzial von wenigen Stunden bescheinigt, das im Rahmen der Studie über 4 Stunden bis 10 Stunden gleichverteilt wird [Consentec 2011; S. 11]. Die Potenziale variieren je nach Szenario, wie die folgende Tabelle 23 zeigt.

Tabelle 23 Potenziale für Demand Side Management gemäß Consentec 2011

Branche	Flexibilitätpotenzial 2020	Flexibilitätpotenzial 2030
Elektromobilität	bis 0,9 GW	bis 5,5 GW
Wärmepumpen	bis 2,5 GW	bis 2,5 GW
Restliches Demand Side Management	bis 1,8 GW	bis 3,7 GW

Die Kosten für den Einsatz des abgeschätzten Demand Side Management-Potenzials werden nicht näher quantifiziert [Consentec 2011; S. 28].

5.1.6 Demand Response in der Industrie - Untersuchungen der FfE

Im Rahmen der Studie der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) werden das wirtschaftliche und technische Potenzial von verbraucherseitiger Lastbeeinflussung durch die energieintensive Industrie untersucht [von Roon, Grobmeier 2010].

Das Potenzial wird auf Basis verschiedener Veröffentlichungen zum Lastmanagement (z. B. Klobasa (2007)) sowie aufgrund eigener Erfahrungen im Bereich der industriellen Energieanalysen abgeschätzt. Dabei nimmt man eine Unterteilung der Industrie in die vier Gruppen „nicht schaltbar“, „organisatorisch schaltbar“, „manuell schaltbar“ und „automatisiert schaltbar“ vor. Untersucht werden die Chemie- und Papierindustrie, der Bereich Ernährung, die Metallverarbeitung, Kraftfahrzeuge (Kfz), Maschinenbau, Glasindustrie sowie die restliche Industrie.

Als technisches Potenzial der abschaltbaren Leistung werden folgende Ergebnisse in Abhängigkeit von der Abschaltzeit genannt (vgl. Tabelle 24).

Die Kosten für den Einsatz des abgeschätzten Demand-Side-Management-Potenzials werden nicht näher quantifiziert.

Tabelle 24 Potenziale für Demand Side Management in Abhängigkeit der Abschaltdauer gemäß FfE (2010)

Branche	5 Min.	15 Min.	60 Min.	240 Min.
Stahl	ca. 2 GW (Potenziale werden aggregiert angegeben)	1,1 GW (Potenziale werden aggregiert angegeben)	0,5 GW (Potenziale werden aggregiert angegeben)	0,3 GW (Potenziale werden aggregiert angegeben)
Aluminium				
Kupfer				
Blei				
Zink				
KFZ	ca. 0,8 GW	ca. 0,2 GW	ca. 0,1 GW	<0,1 GW
Papier	ca. 0,8 GW	ca. 0,3 GW	ca. 0,2 GW	< 0,1 GW
Chemie (Chlor)	ca. 2 GW	ca. 1,1 GW	ca. 0,5 GW	ca. 0,3 GW
Nahrungsmittel	ca. 0,7 GW	ca. 0,4 GW	ca. 0,2 GW	< 0,1 GW
Sonstige	(ca. 3,6 GW)	(ca. 1,8 GW)	(ca. 1,0 GW)	(ca. 0,4 GW)

5.2 Analyse statistischer Daten

Bei der statistischen Top-Down-Analyse wurde mit Daten des Statistischen Bundesamtes der durchschnittliche Stromverbrauch pro Unternehmen je Branche analysiert. Ziel war es, Branchen zu ermitteln, die bei Annahme von hohen Vollbenutzungstunden (VBh) hohe Leistungsaufnahmen aufweisen. Hierfür wurde die mittlere Leistungsaufnahme je Betrieb definiert als Branchenstromverbrauch geteilt durch hier unterstellte 7.000 VBh und geteilt durch die Anzahl der Unternehmen in der jeweiligen Branche.

In Abbildung 13 sind die Ergebnisse dargestellt. Auf der linken Seite sind die Stromverbräuche der Branchen in grün abgetragen. Auf der rechten Seite ist die Anzahl der Betriebe als dunkelblauer Balken dargestellt (Achsenbeschriftung oben). Die durchschnittliche Leistungsaufnahme je Betrieb, die sich gemäß obiger Berechnungsformel ergibt, ist in hellblau abgebildet (Achsenbeschriftung unten).

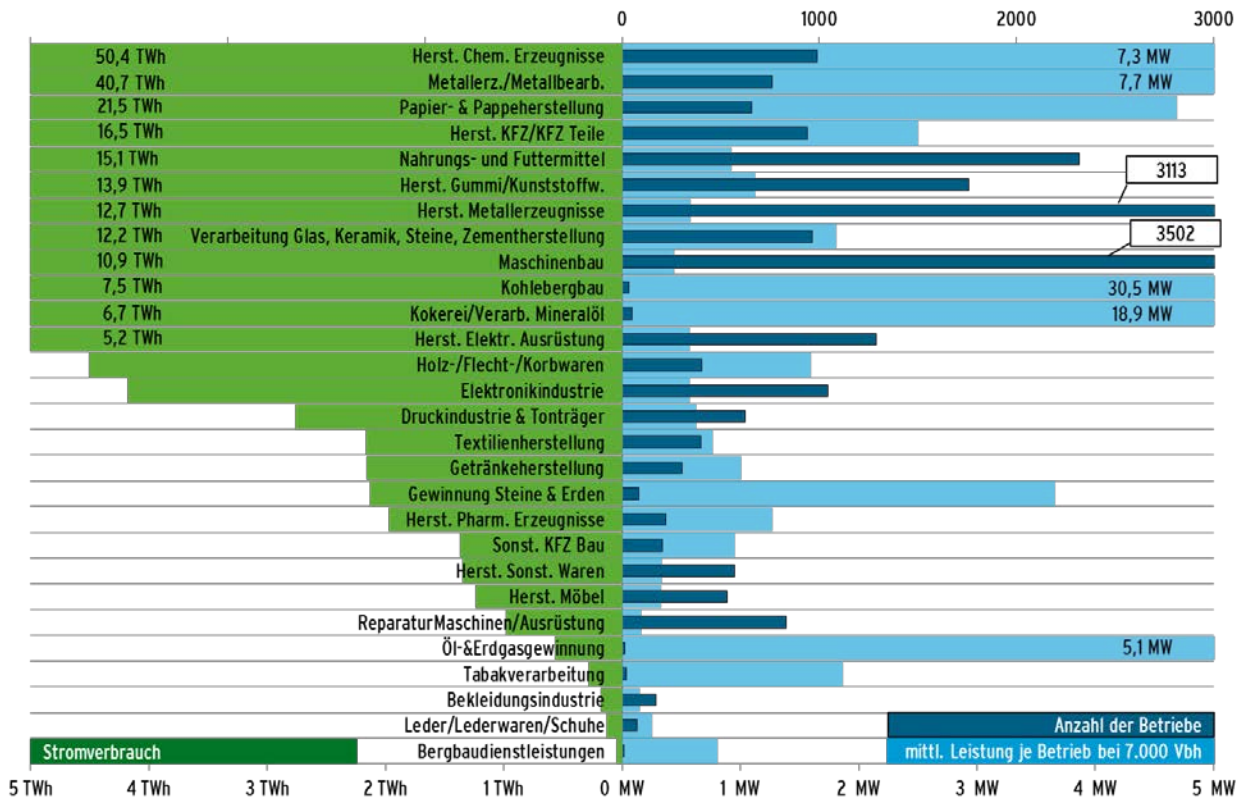


Abbildung 13 Stromverbrauch, Anzahl Betrieb und rechnerische, mittlere Leistung je Betrieb bei 7000 VBh, aufgeteilt nach Branchen, Quelle: Destatis 2013

Es zeigt sich, dass der Gesamtstromverbrauch in folgenden Branchen besonders hoch ist:

- Herstellung Chemischer Erzeugnisse,
- Metallerzeugung / Metallbearbeitung,
- Papier- & Pappeherstellung,
- Herstellung von Kfz / Kfz-Teilen,
- Herstellung von Gummi / Kunststoffwaren
- Herstellung von Metallerzeugnissen,
- Verarbeitung Glas, Keramik, Steine, Zementherstellung
- Maschinenbau
- Kohlebergbau sowie
- Kokereien / Verarbeitung von Mineralöl.

Die mittlere Leistungsaufnahme je Betrieb bei 7.000 VBh ist in den Branchen Kohlebergbau sowie Kokereien / Verarbeitung von Mineralöl mit Abstand am größten. Danach folgen verschiedene Industrien:

- Kohlebergbau,
- Kokereien/ Verarbeitung Mineralöl,
- Metallerzeugung / Metallbearbeitung,
- Herstellung Chemischer Erzeugnisse,

- e) Öl- und Erdgasgewinnung,
- f) Papier- & Pappeherstellung,
- g) Gewinnung von Steinen und Erden,
- h) Herstellung von Kfz/Kfz-Teilen
- i) Verarbeitung Glas, Keramik, Steine, Zementherstellung,
- j) Tabakverarbeitung.

5.3 Ergebnis der Vorab-Analyse: Auswahl der zu untersuchenden Branchen / Prozesse

Ziel der Vorabanalysen war die Identifizierung geeigneter stromintensiver Prozesse, um gezielt relevante Unternehmen ableiten und diese im späteren Verlauf der Studie befragen zu können. Die Literaturrecherche und die Analyse statistischer Daten haben in diesem Zusammenhang einige Branchen als besonders energieintensiv identifiziert.

In Abstimmung mit dem Auftraggeber wurde vereinbart, die folgenden Branchen in die Befragungen einzubeziehen:

- Metallerzeugung /Metallverarbeitung mit dem Fokus auf Elektrostahlwerke und Aluminiumelektrolysen¹⁷,
- Herstellung chemischer Erzeugnisse mit den Prozessen Chlorelektrolyse und Luftzerlegung,
- Papier- und Pappeherstellung,
- Verarbeitung Glas/Keramik/Steine und Zementherstellung mit dem Fokus auf die Zementherstellung und die Behälterglasindustrie
- Kohlebergbau mit dem Fokus auf den Braunkohlebergbau,
- Kokereien / Verarbeitung Mineralöl mit dem Fokus auf Raffinerien.

Kriterium für die Auswahl der Branchen bzw. Subbranchen waren die mittlere Leistungsaufnahme je Betrieb, der Stromverbrauch der Branchen, die Anzahl der Unternehmen sowie der Umfang der schon bestehenden Analysen.

Wegen zu geringen Stromverbrauchs bzw. zu geringer Anzahl an Unternehmen wurden die Branchen Öl- und Erdgasgewinnung, Gewinnung Steine & Erden sowie Tabakverarbeitung als Untersuchungsgegenstand verworfen. Die Herstellung von Kfz und Kfz-Teilen wurden ebenfalls nicht betrachtet, weil für diese Branchen kaum Lastmanagementpotenziale erwartet werden.

¹⁷ Die Herstellung von Blei, Kupfer und Zink gehören ebenfalls zu dieser Branche. Aufgrund der Verschiedenartigkeit der Produktionsprozesse sind Erkenntnisse aus der Aluminiumelektrolyse nicht auf diese Subbranchen übertragbar. Die Notwendigkeit die Anzahl der Interviews zu beschränken, führte zum Fokus auf die Aluminiumelektrolyse und die Elektrostahlwerke.

5.4 Zwischenfazit

Das Ziel der Vorabanalyse war die Sichtung der wichtigsten veröffentlichten Literaturquellen, um die Branchen zu identifizieren, die bisher intensiver untersucht wurden. Ergänzt wurde diese Ersteinschätzung durch eine statistische Analyse, die das Ziel hatte systematisch sicherzustellen, dass keine wesentliche Branche mit ihrem Potenzial übersehen wird. Neben der Auswahl der in diesem Projekt zu untersuchenden Branchen gibt es einige weitere Erkenntnisse, die im Folgenden festgehalten werden sollen:

- Die geprüften und vorgestellten Studien haben bereits diverse energieintensive Branchen (Luftzerlegung, Chlorelektrolyse, Elektrostahlwerke, Papierherstellung, Zementherstellung und Aluminiumelektrolyse) und sogenannte Querschnittstechniken (Warmwasserbereitung, Raumheizung, Kühlung, Druckluftherzeugung) untersucht.
- Das Lastmanagementpotenzial wurde in den Studien überwiegend in Hinblick auf die maximale Zu- bzw. Abschaltleistung bestimmt. Eine Untersuchung in Bezug auf zeitliche Länge, Aktivierungsgeschwindigkeit oder Abrufhäufigkeit sowie eine Unterscheidung nach technischem Potenzial und soziotechnischem Potenzial ist in den zitierten Quellen zumeist nicht veröffentlicht. Eine Zuordnung zu konkreten Nutzungsformen bzw. Produkten am Strommarkt erfolgte ebenfalls nicht.
- Die ermittelten Potenziale schwanken für die untersuchten energieintensiven Branchen deutlich. Vor allem das Lastmanagementpotenzial der Querschnittstechniken wird sehr unterschiedlich eingeschätzt.
- Bestimmte Branchen (z. B. Raffinerien, Braunkohlebergbau), die nach der vorgenommenen statistischen Vorabanalyse einen hohen Stromverbrauch und hohe durchschnittliche Leistungsaufnahmen haben, wurden bisher nicht untersucht.

6 Ablauf der Befragung und Vorstellung der befragten Unternehmen

In den Monaten September 2012 bis Juni 2013 wurden insgesamt 25 Unternehmen im Rahmen des Projekts befragt. In diesem Kapitel wird die Durchführung der Befragung beschrieben und es werden die befragten Unternehmen mit verschiedenen Strukturmerkmalen vorgestellt.

6.1 Durchführung der Befragung

Die Befragung der Unternehmen fand in Form von Vor-Ort-Besuchen statt. Typischerweise nahmen an diesen Gesprächen Verantwortliche der Produktionsabteilungen und der Abteilungen, die für Energiemanagement oder Energieeinkauf zuständig sind, teil. Der Fragebogen diente als Leitfaden für das Gespräch. Die Projektbearbeiter dokumentierten das Gespräch in Form des Fragebogens (Anhang A 5 und A 6) und stimmten im Nachgang zu dem Gespräch den Inhalt des ausgefüllten Fragebogens nochmals ab.

Der Fragebogen gewährleistete eine uniforme und unabhängige Befragung der Unternehmen. Neben den grundlegenden Daten wie installierter Leistung und jährlichem Stromverbrauch wurden auch die bisherigen Erfahrungen der Unternehmen auf dem Regelleistungsmarkt erfragt. Weiterhin diente der Fragebogen der Erfassung der Prozesse und des Marktumfeldes der befragten Unternehmen, einschließlich der Einschätzungen der Befragten hinsichtlich der künftigen Entwicklung ihres jeweiligen Marktsegmentes. Zudem wurden die Markteintrittsbarrieren entsprechend ihrer Zugehörigkeit zu den Bereichen Organisation, Produktionstechnik, Kosten und jetziges Produkt- und Marktdesign aus Sicht der Teilnehmer ermittelt. Den Kern des Fragebogens bildeten die Abschnitte zur Bestimmung der verfügbaren Potenziale von regelbaren Lasten und deren Kosten.

Der Fragebogen beinhaltete folgende Themenkomplexe:

- Identifikation von Markteintrittsbarrieren,
- Verfügbarkeit und Steuerbarkeit von Flexibilitätpotenzialen
- Lastreduktion in Abhängigkeit von der Abrufdauer
- Lasterhöhung in Abhängigkeit von der Abrufdauer,
- Fixkosten und Bereitstellungskosten,
- Variable Kosten in Abhängigkeit von der Abrufdauer, Abschaltungen,
- Variable Kosten in Abhängigkeit von der Abrufdauer, Zuschaltungen,
- Änderungen des Lastmanagementpotenzials durch technische Anpassungen,
- Zusammenhänge von Energieeffizienzmaßnahmen und Lastmanagement.

Der vollständige Fragebogen ist im Anhang in Kapitel A 5 dargestellt.

6.2 Vorstellung der befragten Unternehmen

Insgesamt wurden 25 Unternehmen aus den in der Vorabanalyse festgelegten Branchen bzw. Subbranchen befragt. In die Auswertung wurden 42 Standorte dieser Unternehmen einbezogen

(vgl. Abbildung 14). Um dem Datenschutz zu genügen¹⁸, mussten die Branchen Zementherstellung und Behälterglasindustrie sowie Aluminiumelektrolyse und Luftzerlegung in der Auswertung zusammengefasst werden. Eine Sonderrolle spielt der Braunkohletagbau. Hier konnten nur zwei Unternehmen für die Befragung gewonnen werden. Die in diesem Bericht präsentierten Ergebnisse müssen sich deswegen auf öffentliche Quellen stützen und passen deswegen überwiegend nicht mit der gewählten Struktur der Auswertung zusammen. Die Ergebnisse der Branche Braunkohlenbergbau werden deswegen ausschließlich im Kapitel 8.6 präsentiert.

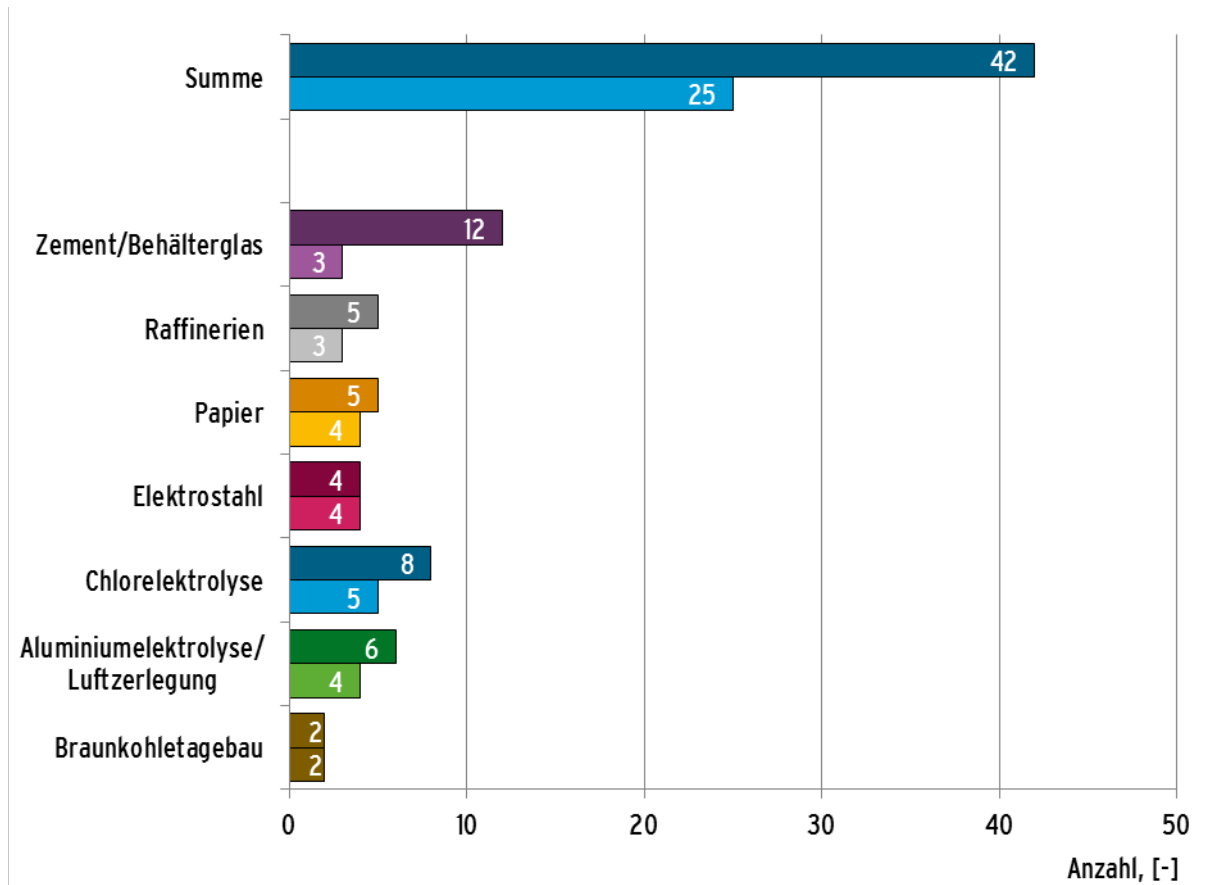


Abbildung 14 Anzahl der befragten Unternehmen je Branche (unterer Balken) und Anzahl der in die Auswertung einbezogenen Standorte der befragten Unternehmen

In Abbildung 15 ist die installierte elektrische Leistung der Unternehmen angegeben. Die höchste elektrische Leistung haben die befragten Unternehmen der Aluminiumherstellung/Luftzerlegung. Danach folgen die Chlorelektrolysen und mit größerem Abstand die Elektrostahlwerke und die Papierindustrie.

¹⁸ Erst ab drei Teilnehmern in einer Branche ist die Mindestgröße einer Stichprobe erreicht, denn nur so ist sichergestellt, dass weder Außenstehende noch die befragten Unternehmen Rückschlüsse über (andere) befragte Unternehmen vornehmen können. Nur durch die Zusammenlegung der Branchen konnte die Mindestgröße erreicht werden.

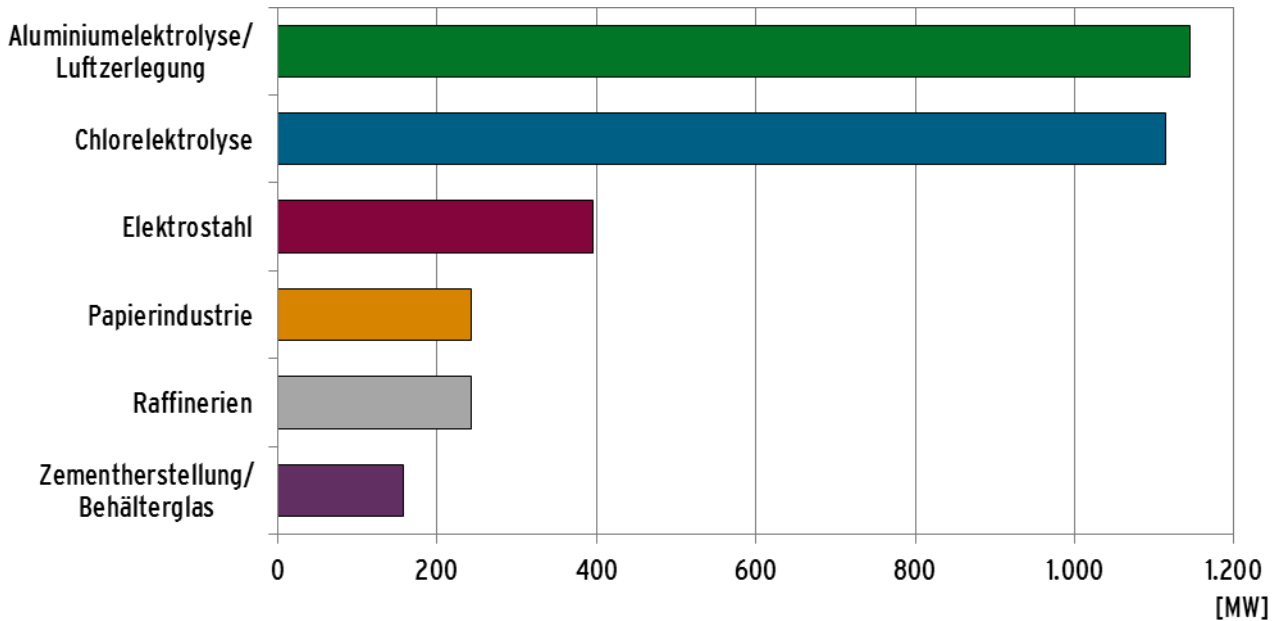


Abbildung 15 Summen der installierten elektrischen Leistung der befragten Unternehmen, eigene Darstellung

Die ausgewählten Branchen bzw. Subbranchen sind alle stromintensiv. Es überrascht deswegen nicht, dass die in Abbildung 16 dargestellten Zahlen der Betriebsstunden und der Vollbenutzungsstunden in den befragten Unternehmen überwiegend sehr hoch ist.

Die Aluminiumelektrolyse/Luftzerlegung, die Chlorelektrolysen und die Papierindustrie erreichen jeweils mehr als 8.500 h Betriebsstunden. Die Differenz zwischen Vollbenutzungsstunden und Betriebsstunden ist bei der Aluminiumelektrolyse/Luftzerlegung am geringsten, in dieser Branche wird demzufolge am gleichmäßigsten Strom verbraucht. In der Papierindustrie beträgt dieser Unterschied 1.433 Stunden, der Stromverbrauch schwankt in dieser Industrie demzufolge deutlich.

Ein anderes Bild besteht bei den Elektrostahlwerken. Diese haben durch häufige Wartungszeiten eine deutlich geringere Zahl der Betriebsstunden. Durch die Be- und Entladezeiten der Schmelzöfen ist die Zahl der Vollbenutzungsstunden 1.925 Stunden geringer als die Zahl der Betriebsstunden.

In der Zementherstellung ist die Zahl der Betriebsstunden unter anderem aufgrund des saisonalen Betriebs deutlich geringer als in den anderen Branchen.

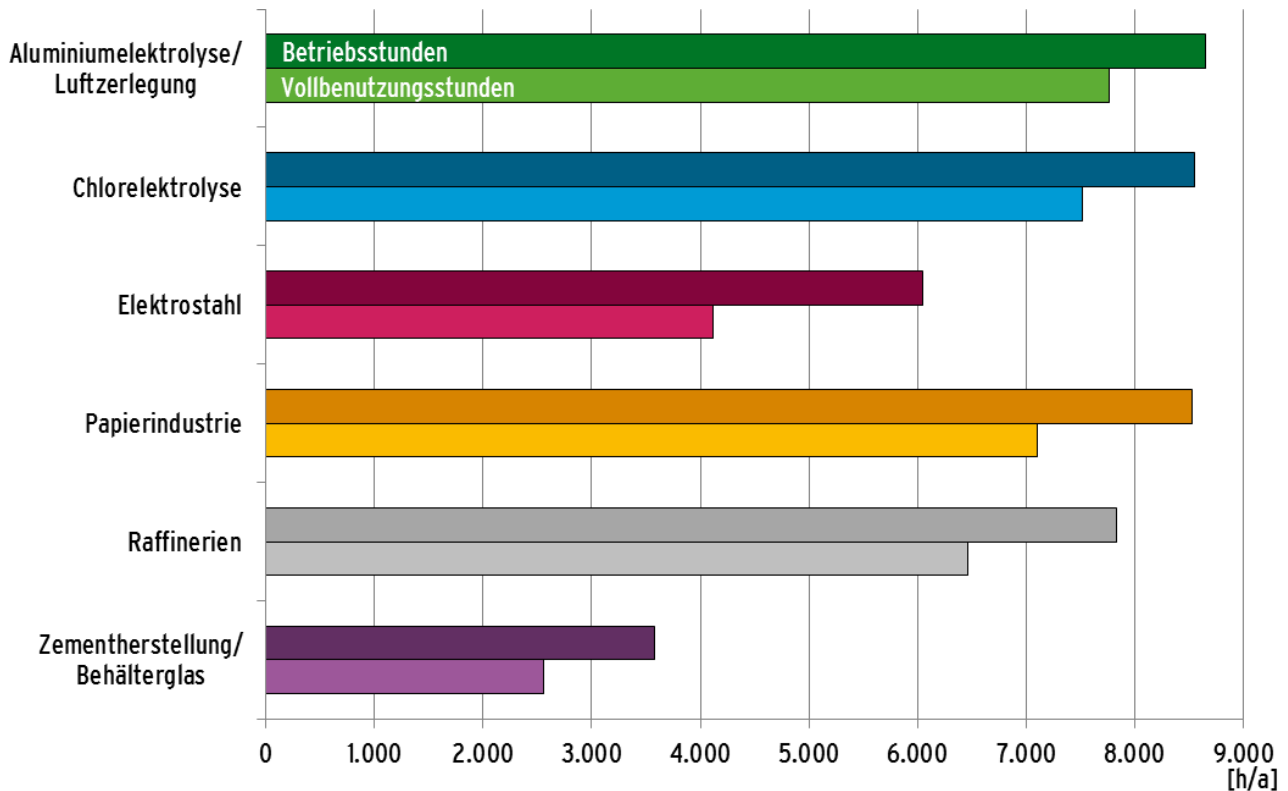


Abbildung 16 Durchschnittliche Zahl der Betriebsstunden (oberer Balken) und Vollbenutzungsstunden (unterer Balken) in den befragten Unternehmen. Angaben für die Jahre 2010 / 2011¹⁹

Aufgrund der hohen installierten Leistungen gepaart mit den hohen Vollbenutzungsstunden ist es wenig überraschend, dass die ausgewählten Branchen 2011 fast 30 % des deutschen Industriestromverbrauchs umfassten²⁰. [Destatis 2013].

In der Befragung wurden die Unternehmen auch nach ihren energiewirtschaftlichen Erfahrungen befragt. Es fällt auf (wie in Abbildung 17 dargestellt), dass fast alle befragten Unternehmen über umfangreiche energiewirtschaftliche Erfahrungen verfügen, denn fast alle Unternehmen haben eine Prüfung der Effekte einer Spitzenlastreduktion typischerweise zur Verringerung der Netzentgelte (vgl. Kapitel 3) vorgenommen. Eine Nutzung des Intraday- oder Spotmarktes, Lastmanagement zum Bilanzkreisausgleich oder eine Teilnahme am Regelleistungsmarkt wurden ebenfalls von der Mehrzahl der Unternehmen geprüft. Maßnahmen zur Spitzenlastreduktion werden bei den Unternehmen besonders oft umgesetzt. Die Teilnahme am Spotmarkt, Regelleistungsmarkt und der Bilanzkreisausgleich wurden nach der Prüfung (bis zum Zeitpunkt der Befragung) eher selten umgesetzt.

Bei den Branchen scheinen die Aluminiumelektrolyse/Luftzerlegung, die Chlorelektrolyse, Elektrostahl und die Papierindustrie besonders für energiewirtschaftliche Maßnahmen geeignet zu sein, denn in diesen Branchen haben sich immer Unternehmen gefunden, die die

¹⁹ Hinweis: Die Durchschnittsbildung erfolgte über die Standorte. In der Branche

Zementherstellung/Behälterglasindustrie ist die Zahl überwiegend bestimmt durch die Angaben der Zementherstellung. Die Behälterglasindustrie erreicht Benutzungsstunden über 8000 h/a.

²⁰ Der Stromverbrauch der befragten Branchen betrug 2011 73 TWh während der gesamte Industriestromverbrauch 244 TWh im selben Jahr betrug [DESTATIS 2013].

genannten energiewirtschaftlichen Maßnahmen nicht nur prüfen, sondern auch durchführen (vgl. Abbildung 17). Bezüglich der Raffinerien ist in Vorwegnahme der späteren Erkenntnisse zu bemerken, dass die Nutzung der Flexibilität auf die Raffineriekraftwerke zurückzuführen ist, da in der Raffinerie selbst kein Flexibilitätspotenzial vorhanden ist (vgl. Kapitel 8.6).

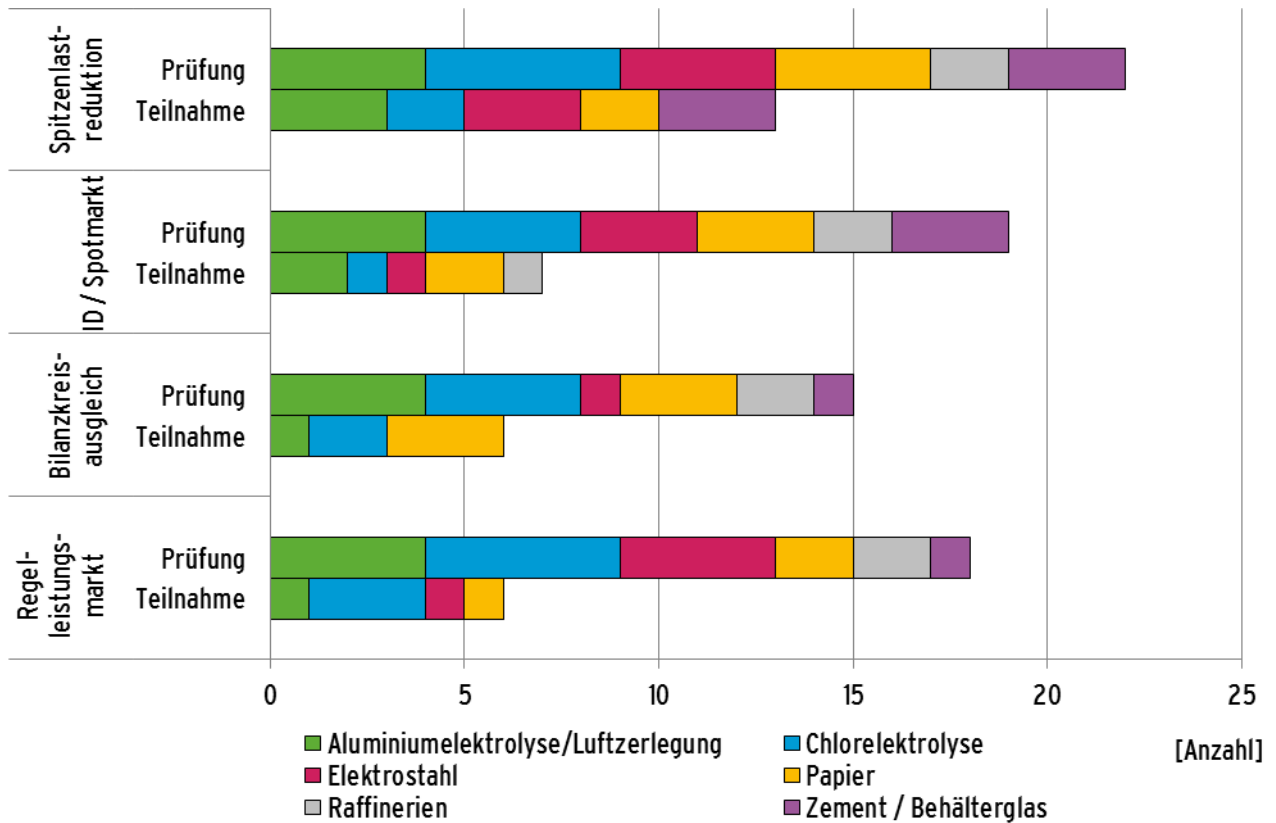


Abbildung 17 Energiewirtschaftliche Erfahrung der befragten Unternehmen

6.3 Zwischenfazit

- Die Durchführung der Befragung verlief in Form von Vor-Ort Interviews. Eine Teilnahme von Verantwortlichen der Produktionsabteilung und der Abteilungen, die für Energiemanagement oder Energieeinkauf zuständig sind, war aufgrund der komplexen Fragestellungen in vielen Fällen gegeben und erwies sich als sehr sinnvoll.
- Die Auswertung der Strukturparameter bestätigte die Überlegungen der Vorab-Analyse zur Auswahl der zu befragenden Branchen. Es handelte sich durchweg um Unternehmen mit hohen Leistungsaufnahmen und hohen Betriebsstunden.
- Bemerkenswert ist der sehr hohe Kenntnisstand der Unternehmen über energiewirtschaftliche Vermarktungsmöglichkeiten von Flexibilität.
- Ursachen für die bisher eher seltene Nutzung der Potentiale von regelbaren Lasten am Regelleistungsmarkt und Strommarkt liegen zum Beispiel im Preisverfall an diesen Märkten in den letzten Jahren (aufgrund erheblicher Überkapazitäten am Strommarkt und der schrittweise Optimierung der Regelleistungsmärkte mit steigendem Wettbewerb) und den immer noch für einen Großteil der regelbaren Lasten bestehenden Hemmnisse für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt.

7 Methodik zur Auswertung der Befragung und Potenzialbegriff

Aufgrund der hohen Komplexität des Forschungsprojekts wird in diesem Kapitel zuerst die Vorgehensweise bei der Auswertung der Befragung in kurzer Form erläutert (eine umfassende Erläuterung der Vorgehensweise ist im Anhang beigefügt, siehe Anhang A 3). Danach werden die in dieser Studie verwandten Potenzialbegriffe näher definiert und die mengenmäßigen Beziehungen der Potenziale erläutert.

7.1 Methodik zur Auswertung der Befragung – Kurzbeschreibung

Das Ergebnis der Befragung waren umfangreich ausgefüllte Fragebogen, die sowohl qualitative Informationen als auch umfangreiche quantitative Angaben zu den Anlagen und ihrer Regelbarkeit enthielten. Auf dieser Grundlage erfolgte eine umfangreiche Auswertung (siehe Abbildung 18). Eine ausführliche Darstellung der Methodik zur Auswertung und Beispiele für die Anlagenkennlinien und die Summenkennlinie finden sich im Anhang A 3.

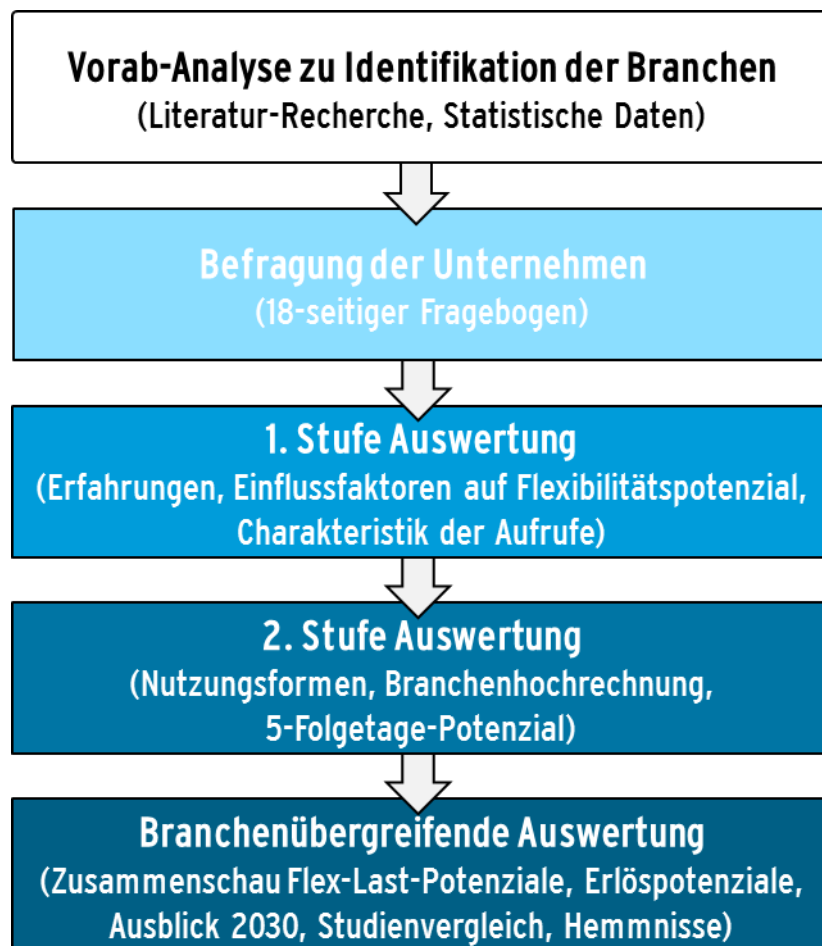


Abbildung 18 Vorgehen bei der Auswertung der Fragebogen

1. Stufe Auswertung

In der ersten Stufe der Auswertung werden die sogenannten Anlagenkennlinien (AKL) erstellt. Die Anlagenkennlinien haben das Ziel, die Gesamtheit der erfassten Abrufe darzustellen. Sie dienen dazu, die Vielfalt der Parameter möglicher Abrufe so zu gruppieren, dass qualitative

und quantitative Aussagen über die Branchen möglich werden. Sie reduzieren deswegen die Komplexität stark.

Das Ziel der ersten Stufe der Auswertung ist es, das soziotechnische Potenzial und die Kosten für Regelbarkeit der Anlagen in den Unternehmen zu bestimmen.

Das soziotechnische Potenzial für Regelbarkeit einer Anlage ist hierbei definiert als die Gesamtheit der in der Befragung angegebenen Möglichkeiten einer Anlage, in der derzeitigen Anlagenkonfiguration und unter derzeitigen Rahmenbedingungen, Lastreduktionen und Lasterhöhungen vorzunehmen. Lastreduktionen und Lasterhöhungen sind hierbei definiert als Abweichungen vom ursprünglich festgelegten Stromverbrauch. Im Folgenden wird jede dieser Möglichkeiten, eine Lastreduktion oder Lasterhöhung durchzuführen, als ein Abruf bezeichnet.

Ein Abruf ist charakterisiert durch zahlreiche technische und wirtschaftliche Angaben (vgl. Anhang Kapitel A 5 für den Fragebogen). In Tabelle 25 sind die wesentlichen Angaben aufgelistet, die zur Charakterisierung eines Abrufs abgefragt wurden. Insgesamt konnten auf Basis der Befragung bei den Unternehmen 162 Abrufe ermittelt und ausgewertet werden.

Tabelle 25 Angaben zur Charakterisierung eines Abrufs

Technische Angaben zur Charakterisierung eines Abrufs	Wirtschaftliche Angaben zur Charakterisierung eines Abrufs
Totzeit und Anstiegszeit, Änderungsgeschwindigkeit, maximalen Abrufdauer, Mindestabstand bis zum nächsten Abruf, Abrufart (diskret oder kontinuierlich), Besondere Voraussetzungen für Verfügbarkeit, Art der nachholenden Produktion, Zeitpunkt der nachholenden Produktion.	Kosten für Deckungsbeitragsverluste, Kosten für nachholende Produktion, einmalige und laufende Fixkosten, Betriebskosten, Bereitstellungskosten.

In der folgenden Stufe der branchenscharfen Auswertung stellt sich damit die Herausforderung, diese umfangreichen Informationen, welche die Regelbarkeit einer Last beschreiben, so darzustellen, dass übergreifende Charakteristika der Branchen deutlich werden.

Im Forschungsprojekt wurde deswegen das Konzept der Anlagenkennlinien entwickelt. Diese Anlagenkennlinien zeigen, jeweils aufgegliedert nach der Aktivierungszeit (d. h. der Summe von Totzeit und Anstiegszeit), in welchen Bandbreiten sich die Parameter Abrufdauer, Abrufhäufigkeit je Jahr und variable Kosten für die einzelnen Abrufe bewegen. Die Aufgliederung nach der Aktivierungszeit wurde deswegen gewählt, weil die Aktivierungszeit, die eingängigste Größe ist, um Abrufe den letztlich relevanten Zwecken am Regelleistungsmarkt, Intradaymarkt und Day-Ahead-Markt etc. zuzuordnen. Die Anlagenkennlinien stellen somit einen Teil der Informationen dar, die im Fragebogen abgefragt wurden, sie genügen aber nicht als vollständige Beschreibung der Regelbarkeit. Im Anhang A 3.3 ist die Vorgehensweise bei der Erstellung und die Interpretation der Anlagenkennlinien genau erläutert.

2. Stufe Auswertung

Die zweite Auswertungsstufe dient dazu, mit Hilfe von hochgerechneten Summenkennlinien, das sozio-technische Potenzial der regelbaren Lasten der einzelnen Branchen für bestimmte Einsatzzwecke (z. B. Regelleistungsbereitstellung und Spotmarkt-Vermarktung, siehe Kapitel 4) auf Basis exemplarischer Nutzungsformen darzustellen.

Eine Schwierigkeit des Konzepts der Anlagenkennlinie ist es, dass in vielen Fällen Anlagen mehrere mögliche Abrufe realisieren können, die sich jedoch wechselseitig ausschließen, d. h. nicht gleichzeitig verfügbar sind. Damit sind die Anlagenkennlinien nur bedingt geeignet, um Gesamtpotenziale zu ermitteln, die zu einem Zeitpunkt zur Verfügung stehen. Um dieses Problem anzugehen, wurde deshalb in der zweiten Stufe der Auswertung das Konzept der Summenkennlinie entwickelt.

Eine Summenkennlinie stellt hierbei das soziotechnische Potenzial einer Gruppe von Anlagen aufgliedert nach verschiedenen Nutzungsformen dar. Die Nutzungsformen sind hierbei definiert wie bereits in Kapitel 3 beschrieben.

Für die Summenkennlinie wurden pro Standort und Nutzungsform die Abrufe bestimmt, die aufgrund ihrer Aktivierungszeiten, Abrufart und Verfügbarkeit für eine Vermarktung in der jeweiligen Nutzungsform geeignet sind. Für diese Abrufe wurde dann ermittelt, welcher Teil der Abrufleistung tatsächlich vermarktet werden kann und welche Auswirkung dies auf den Mindestabstand bis zum nächsten Abruf hat. Das Ergebnis der Betrachtung ist für jede Anlage die in den jeweiligen Nutzungsformen vermarktbare Leistung (Vgl. Anhang Kapitel A 3.4 zum methodischen Vorgehen). Die angegebenen Potenziale beziehen sich dabei auf den Normalbetrieb der Anlagen, d. h. bei Ausfällen oder Wartungen der Anlagen steht ein Teil der Potentiale nicht zur Verfügung. Bei der Betrachtung einer gesamten Branche bzw. mehrerer Branchen steht stets ein Großteil dieser Potentiale zur Verfügung, da die Nichtverfügbarkeits-Ereignisse stochastisch unabhängig voneinander sind.

Naturgemäß konnten die Summenkennlinien auf die genannte Art nur für die befragten Unternehmen ermittelt werden. Um die energiewirtschaftlich relevanten Summenkennlinien zu erhalten, wurden diese Summenkennlinien auf die Gesamtheit der Branche bzw. der in Deutschland installierten Produktionsprozesse hochgerechnet.

Für die Hochrechnung der Potenziale von der Stichprobe auf die Branche wurden die Anteile der Stichprobe an der Jahresproduktionsmenge und/oder am Stromverbrauch der Branche ermittelt. Auf dieser Basis wurde ein Faktor für die Hochrechnung von der Stichprobe auf die Branche gebildet. Bei der Auswahl der Unternehmen wurde mit Blick auf die spätere Übertragung der Potenziale auf die Branche so weit wie möglich darauf geachtet, dass eventuelle Besonderheiten einer Branche in der befragten Stichprobe ausreichend repräsentiert sind. Zum Beispiel wurden in der Papier-Branche jeweils mehrere Betriebe mit Altpapieraufbereitung und Frischfasergewinnung befragt.

Zusätzlich zum soziotechnischen Potenzial wurde in der zweiten Stufe auch das technische Potenzial für Lastreduktion für die jeweilige Branche bestimmt. In einigen Branchen entspricht das technische Potenzial für Lastreduktion praktisch der vollständigen elektrischen Leistungsaufnahme der Produktionsanlage im Normalbetrieb. Hier wird das technische Potenzial auf Basis der Entnahmeleistung im Normalbetrieb, d. h. dem Produkt aus installierter Leistung und dem Quotient von Vollbenutzungsstunden und Betriebsstunden bestimmt. Dementsprechend steht bei Ausfällen oder Wartungen der Anlagen ein Teil der Potentiale nicht zur Verfügung. Bei der Betrachtung einer gesamten Branche bzw. mehrerer Branchen steht jedoch stets ein Großteil dieser Potentiale zur Verfügung, da diese Ereignisse stochastisch unabhängig voneinander sind.

Branchenübergreifende Auswertung

In der dritten Stufe erfolgte eine Branchenübergreifende Auswertung, ein Vergleich mit den Ergebnissen anderer Studien, ein Ausblick für die weitere Entwicklung bis 2030 und eine ökonomische Einordnung für die Nutzung der Potenziale.

7.2 Einordnung der verwendeten Potenzialbegriffe

In Kapitel 7.1 werden verschiedene Potenzialbegriffe eingeführt, die im Folgenden näher definiert werden. Außerdem werden die mengenmäßigen Beziehungen der verschiedenen Potenziale beschrieben. Abbildung 19 verdeutlicht die Mengenbeziehungen zwischen den verschiedenen Potenzialen.

Das technische Potenzial besteht aus allen technisch realisierbaren Abrufen von Lastreduktionen und Lasterhöhungen für eine Abrufdauer von mindestens einer Stunde, die keinen längerfristigen Produktionsausfall verursachen und nicht zu einem Schaden der Anlage führen. Die Abrufe müssen zudem mit einer Aktivierungszeit von mehreren Stunden nutzbar sein.

Wie das soziotechnische Potenzial besteht auch das technische Potenzial aus einer Vielzahl von möglichen Abrufen mit unterschiedlichen Parametern (mögliche Abrufdauer, die Vorlaufzeit etc.). Analog zu den Nutzungsformen, die das soziotechnische Potenzial durch Vorgaben dieser Parameter quantifizierbar machen, müssen auch beim technischen Potenzial Vorgaben gemacht werden. Wenn in dieser Studie die Abrufleistung des technischen Potenzials in MW angegeben wird, dann handelt es sich immer um die Summe der maximal möglichen Abrufleistungen der technisch möglichen Abrufe unter der Voraussetzung, dass eine Abrufdauer von mindestens einer Stunde möglich ist. Das technische Potenzial umfasst auch Vollabschaltungen von Produktionsanlagen ohne nachholende Produktion (Lastverzicht).

Im technischen Potenzial werden weder Fragen der Wirtschaftlichkeit noch derzeit bestehender Hemmnisse für deren Nutzung (wie durch die derzeitige Ausgestaltung von Lieferverträgen) berücksichtigt. Das technische Potenzial wurde auf Basis der umfangreichen Informationen zu den Produktionsprozessen aus der Branchenbefragung und der verfahrenstechnischen Expertise der Auftragnehmer deduktiv ermittelt.

Das soziotechnische Potenzial ist eine Teilmenge des technischen Potenzials. Es beschreibt das Potenzial für Lastreduktionen und Lasterhöhungen, das von den befragten Unternehmen zum Zeitpunkt der Befragung als prinzipiell nutzbar eingeschätzt wurde und über das in der Befragung umfassend Auskunft erteilt wurde. Es berücksichtigt daher neben den technischen Aspekten immer auch die individuelle Perspektive der Unternehmen auf wirtschaftliche und logistische Rahmenbedingungen und teilweise auch subjektive Einschätzungen der befragten Personen.

Das heißt, jede Lasterhöhung und jede Lastreduktion im soziotechnischen Potenzial muss technisch möglich sein. Umgekehrt existieren zahlreiche technisch mögliche Abrufe, deren Nutzung in der Befragung von einzelnen Unternehmen (z. B. aufgrund von Hemmnissen oder großer Unwirtschaftlichkeit) nicht angegeben wurden und die deswegen nicht Teil des soziotechnischen Potenzials sind. Dies betrifft insbesondere Abrufe mit Lastverzicht, die mit einer geringeren Produktion und somit mit Deckungsbeitragsverlusten verbunden sind. Derartige Abrufe wurden von vielen Unternehmen zum Zeitpunkt der Befragung als nicht nutzbar ausgeschlossen, weil entweder kurz- und mittelfristig bestehende Lieferverpflichtungen zu bedienen seien oder aufgrund der Deckungsbeitragsverluste außerordentlich hohe Kosten befürchtet werden. Daher wurden vornehmlich Lastverschiebungspotenziale von den befragten Unternehmen angegeben. Trotzdem sind Abrufe mit Lastverzicht vielfach technisch möglich und nach einer Neubewertung durch die Unternehmen unter veränderten Rahmenbedingungen grundsätzlich auch realisierbar. In Kapitel 10 wird näher erläutert, inwieweit zukünftig weitere Anteile der technischen Potenziale für das soziotechnische Potenzial erschlossen werden können.

Das derzeitige soziotechnische Potenzial wird auf Basis von exemplarischen Nutzungsformen ermittelt (siehe Kapitel 4.2), um die Vielzahl von möglichen Abrufen mit unterschiedlichen Anforderungen (mögliche Aktivierungszeit, Abrufdauer, die Vorlaufzeit etc.) in standardisierten und damit vergleichbaren Produkten zu erfassen. Wichtig für die Einordnung dieser Ergebnisse ist deswegen folgendes: Die Darstellung der Potenziale in Form von Nutzungsformen ist damit zu einem gewissen Grad abhängig von der Festlegung dieser Parameter. Für die exemplarischen Nutzungsformen am Spotmarkt wurden teilweise Anforderungen vorgegeben, die in der Praxis nicht verpflichtend erfüllt werden müssen (insb. bei der Aktivierungszeit), sondern eine sinnvolle betriebswirtschaftliche Orientierung darstellen. Die ermittelten soziotechnischen Potenziale umfassen daher in der Regel nur eine Teilmenge der derzeit unter Berücksichtigung von anderen Produktzuschnitten nutzbaren Potenziale in den untersuchten Branchen. Bei einer Festlegung der Parameter nach anderen Zielvorstellungen (zum Beispiel der Erreichung einer maximalen Abrufleistung) können sich größere Potenziale ergeben.

Das wirtschaftliche Potenzial ist eine Teilmenge des soziotechnischen Potenzials. Dieses Potenzial ist unter den aktuellen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (wie die derzeitigen Strompreise) wirtschaftlich sinnvoll nutzbar. Vom wirtschaftlichen Potenzial ist jedoch ein Teil aufgrund von Hemmnissen nicht nutzbar. Beispiele für weitere Hemmnisse sind unzureichende praktische Erfahrungen über die Auswirkungen von Lastreduktionen / Lasterhöhungen auf die Produktqualität sowie negative Auswirkungen der Nutzung von Lastreduktionen / Lasterhöhungen auf die Höhe der zu zahlenden Netzentgelte. In Kapitel 12 werden die genannten Hemmnisse näher erläutert.

Das tatsächlich genutzte Potenzial ist, insbesondere wegen der Hemmnisse, nochmals eine Teilmenge des wirtschaftlichen Potenzials.

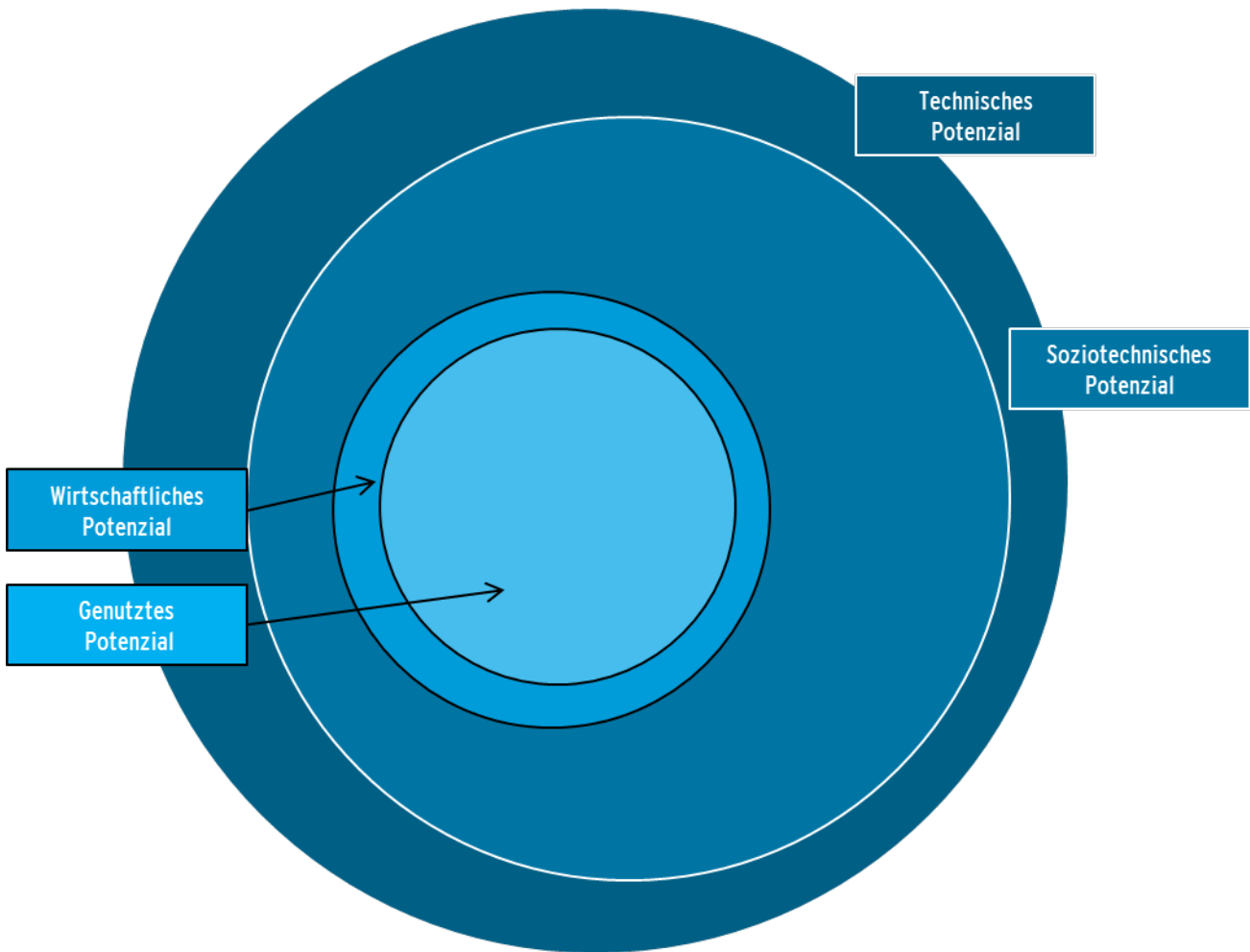


Abbildung 19 Schematisierte Darstellung der mengenmäßigen Beziehungen der verschiedenen verwendeten Potenziale

Die Potenziale unterliegen somit einer Dynamik durch Änderungen des wirtschaftlichen Umfelds auf den Produktmärkten der Unternehmen, auf den Strom- und Energiemärkten und durch den technischen Fortschritt. Zum Beispiel können sich die wirtschaftlichen Gegebenheiten am Strommarkt und dadurch auch zukünftige Lieferverpflichtungen so ändern, dass Lastverzicht, also der Verzicht auf Produktion und damit Deckungsbeiträge, wirtschaftlich sinnvoll ist, obwohl zum Zeitpunkt der Befragung Lastverzicht für einzelne Unternehmen noch nicht als nutzbar und damit nicht als Teil des soziotechnischen Potenzials gesehen wurde.

Im Folgenden werden im Wesentlichen die soziotechnischen und die technischen Potenziale betrachtet, welche eine Momentaufnahme zum Zeitpunkt der Befragung wiedergeben.

8 Branchenscharfe Auswertung der in der Befragung ermittelten Potenziale

Im folgenden Kapitel werden die Flexibilitätspotenziale der einzelnen Branchen vorgestellt. Diese Präsentation erfolgt mit Hilfe der sogenannten Anlagenkennlinien und Summenkennlinien. Neben diesen quantitativen Informationen werden die bestimmenden Faktoren des Flexibilitätspotenzials näher erläutert.

8.1 Papierindustrie

In Deutschland wurden im Jahr 2011 knapp 23 Mio. t Papier (inkl. Karton) mit einem hohen Anteil Altpapierstoff produziert. Zurzeit gibt es in Deutschland rund 80 größere Produktionsstandorte mit einer Jahresproduktion von jeweils mehr als 50.000 t/a. An einigen dieser Standorte wird sowohl Altpapierrecycling als auch eine Frischfaserproduktion durchgeführt. [VDP, Leistungsbericht Papier 2012, S. 24, 27, 43]. Insgesamt decken die in die Befragung einbezogenen Standorte der befragten Unternehmen 5 % der deutschen Produktionsstandorte und 7,8 % der inländischen Produktionsmenge ab.

Zum besseren Verständnis wird nachfolgend der Produktionsprozess beschrieben (Siehe auch Abbildung 20).

8.1.1 Beschreibung der Produktionsprozesse

Am Anfang der Papierproduktion stehen die Stoffaufbereitung des Altpapiers, die Frischfaserverarbeitung oder die Zellstoffproduktion.

In der Altpapieraufbereitung werden Altpapiere unterschiedlicher Qualitäten eingesetzt. In diversen Prozessschritten (vom Auflösen, Sortieren, Cleanern über Eindicken, Deinking und Dispergieren bis zur Bleichung) wird das Altpapier aufbereitet, wobei je nach Endprodukt auch nur ein Teil dieser Prozesse durchlaufen werden kann. In der Frischfaserverarbeitung (Holzstoff) werden große Mühlen (Refiner, Reject-Mühlen) eingesetzt, die in einem oft mehrstufigen Verfahren unter gleichzeitigem Einsatz von Dampf aus Industrieholz oder Sägenebenprodukten Holzfasern produzieren. Bei der Zellstoffproduktion wird das Holz zunächst zu Hackschnitzeln verarbeitet und dann chemisch weiter aufgeschlossen.

Am Ende der Stoffaufbereitung liegt als Zwischenprodukt eine Fasersuspension vor, die in Bütten gelagert wird. Diese Fasersuspension wird im Anschluss in der Papiermaschine weiterverarbeitet.

Je nach Holz-/Zellstoff- bzw. Altpapier-Anteil entfallen bis zu 30 % des gesamten Stromverbrauchs eines Werks auf den energieintensiven Holzerkleinerungs- und Mahlprozess. Die Leistung der Stoffaufbereitung hängt neben dem eingesetzten Ausgangsmaterial (Holz-/Zellstoff- bzw. Altpapier-Anteil) wesentlich vom jeweils erforderlichen Aufbereitungsgrad ab. Sie beträgt bei den befragten Unternehmen zwischen 30 % und 55 % der elektrischen Gesamtleistung des Standorts.

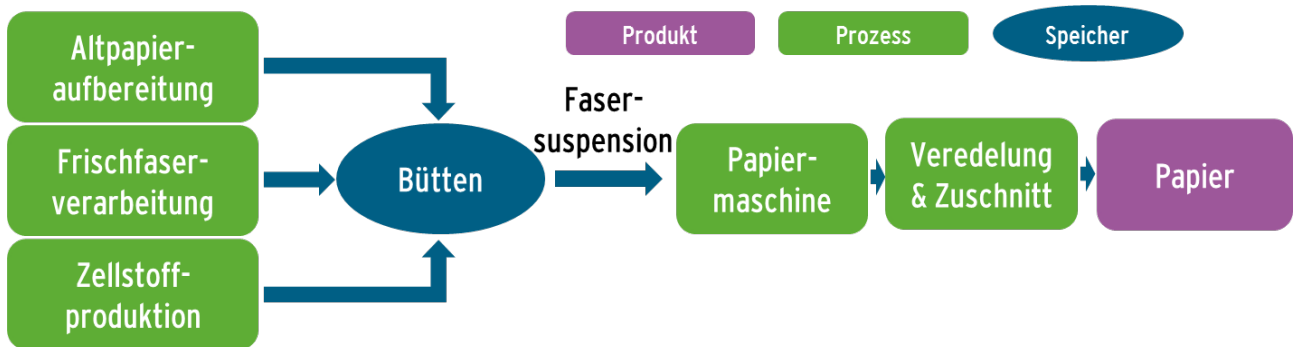


Abbildung 20 Schematische Darstellung der Produktionsprozesse in der Papierindustrie, eigene Darstellung

In der Papiermaschine wird die Fasersuspension der Stoffaufbereitung mit Hilfe von Sieben zuerst zu einem Faservlies weiterverarbeitet und dann gepresst und getrocknet. Es entsteht Rohpapier, welches noch veredelt werden muss. Typische Veredelungsschritte sind die Beschichtung in der Streichmaschine und die Satinierung im Kalander. Am Ende der Produktionskette steht die Schneidmaschine, mit der das fertige Papier in die gewünschten Größen zugeschnitten wird.

Die Papiermaschine ist typischerweise mit den nachfolgenden Veredelungsschritten fest verbunden. Aufgrund der Komplexität der Papiermaschine inkl. nachgelagerter Produktionsschritte ist ein An- und Abfahrprozess zeitaufwändig und mit hohen Materialkosten während des An- und Abfahrens verbunden. Wie sich in den Anlagenkennlinien zeigt, liegen die am einfachsten nutzbaren Flexibilitätspotenziale der Papierindustrie deswegen nicht bei den Papiermaschinen, sondern bei der Stoffaufbereitung.

8.1.2 Bestimmende Faktoren für die Flex-Last-Potenziale

Die Flexibilitätspotenziale für Lastverschiebungen in der Papierbranche hängen vor allem von den vorhandenen Speicherkapazitäten sowie von den vorhandenen (Über-)Kapazitäten in der Stoffaufbereitung ab.

Der wichtigste bestimmende Faktor für die Dauer der Lastreduktionen und Lasterhöhungen ist die Größe der Speicher-Bütten, die der Stoffaufbereitung jeweils nachgelagert sind. Die Kapazitäten dieser Speicher variieren zwischen den einzelnen Anlagen und Unternehmen z. T. beträchtlich. Außerdem verfolgen die Unternehmen unterschiedliche Produktionsphilosophien in Bezug auf die Größe der Bütten. Unternehmen, die häufig die produzierte Papierqualität wechseln, haben, um flexibler zu reagieren, teilweise kleinere Bütten als Unternehmen, die in größeren Tranchen eine Papierqualität produzieren.

Ein weiterer wichtiger Faktor ist das produzierte Endprodukt. Die Befragung hat gezeigt, dass die benötigte Kapazität der Stoffaufbereitung stark schwankt, abhängig davon, welches Endprodukt gerade produziert wird. Je nach Flächengewicht, Altpapieranteil und anderen Besonderheiten reduziert oder erhöht sich der Aufwand in der Stoffaufbereitung und damit die Auslastung der Stoffaufbereitung. In der Praxis zeigt sich, dass nur in seltenen Fällen die gesamte Leistung der Stoffaufbereitung benötigt wird und damit Raum für die Lasterhöhungen und / oder Lastreduktionen mit nachholender Produktion besteht. Dieser ist aber, wie beschrieben, abhängig von der produzierten Papierqualität.

Geringfügig wirken sich auch die komplexen Dampf-, Druckluft-, Wasser- und Abwasseraufbereitungskreisläufe in der Papierindustrie auf das nutzbare Lastmanagement-Potenzial aus. Zum Beispiel kann eine Lastreduktion eines Prozesses in der Stoffaufbereitung

dazu führen, dass Abwasser aus der Papiermaschine nicht direkt genutzt werden kann. Hier existieren z. T. Zwischenspeicher, deren Kapazität aber begrenzt ist. Die von den Unternehmen diesbezüglich geäußerten Einschränkungen wurden im Rahmen der Befragung aufgenommen und sind in den dargestellten Potenzialen enthalten.

Die Art der Dampf-, Druckluft- und Wasserkreisläufe hat auch Einfluss auf die Aktivierungszeit. In aller Regel handelt es sich in der Papierindustrie um diskrete Leistungsänderungen, da mehrere Aggregate (Pumpen, Rührer etc.) zu- oder abgeschaltet werden müssen. Diese müssen wegen der Abhängigkeiten untereinander häufig nacheinander und mit zeitlichem Abstand erfolgen. Deswegen kann die Aktivierungszeit eines Teils der Abrufleistung wesentlich kürzer sein als die Aktivierungszeit der gesamten Leistung.

In einigen wurde Fällen auch eine mehrstündige begrenzte Lastreduktion auf ca. 70-90 % der ansonsten voll ausgelasteten Papiermaschine als machbar angesehen. Diese Lastreduktionen und Lasterhöhungen werden zum Beispiel realisiert durch eine Verringerung der Durchsatzgeschwindigkeit, was eine Verminderung des Druckes in der Pressenpartie und eine reduzierte Leistungsaufnahme der Vakuumpumpen ermöglicht und nach Angaben der entsprechenden Unternehmen ohne Qualitätsverluste durchführbar ist. Diese Möglichkeiten sind jedoch maschinen- und produktabhängig und sie wurden auf Basis der Befragungsergebnisse nicht als allgemein übertragbar eingestuft.

Möglich ist auch eine kontrollierte Vollabschaltung einer Papier- oder Kartonmaschine (wie dies für regelmäßige Wartung und Reparaturen ohnehin durchgeführt wird) und somit Abschaltung der gesamten Anlage mit praktisch unbegrenzter Abrufdauern (Lastverzicht). Diese Möglichkeit erfordert eine Vorlaufzeit von mehreren Stunden. Dies führt aber aufgrund der hohen Auslastung der Papierfabriken in der Regel zu einem Produktionsverzicht mit Deckungsbeitragsverlusten. Insbesondere aufgrund der kurz- und mittelfristig bestehenden Lieferverpflichtungen wurde diese Option nur von einigen Unternehmen angegeben²¹. Wird beim Abschluss zukünftiger Lieferverpflichtungen ein Puffer in der Anlagenauslastung eingeplant, so können grundsätzlich auch in weiteren Anlagen die technischen Potenziale von Vollabschaltungen genutzt werden.

8.1.3 Darstellung des derzeitigen soziotechnischen Potenzials mittels Anlagenkennlinien

Verteilung der Abrufleistungen - Lastreduktion

In Abbildung 21 ist die Verteilung der Abrufleistung aller Abrufe, die von den befragten Unternehmen angegeben wurden, über der Aktivierungszeit dargestellt. Der Wert von 49 % in der Kategorie 15-30 Min bedeutet hierbei, dass die Summe der Abrufleistungen aller Abrufe mit 15-30 Minuten Aktivierungszeit einen Anteil von 49 % an der Summe der Abrufleistungen aller Abrufe, die in der Papierindustrie von den Unternehmen angegeben wurden, hat. Die Verteilung gibt damit Aufschluss darüber, wie schnell Abrufe in der Papierindustrie mobilisiert werden können.

Die Lastreduktionen in der Papierindustrie sind frühestens nach 5 Minuten verfügbar. Bei den am schnellsten aktivierbaren Abrufen handelt es sich meistens um Abschaltungen von Strängen der Altpapieraufbereitung mit eher kleineren Leistungen.

²¹ Eine Vollabschaltung der Stoffaufbereitung und der Papiermaschine führt auch zu relativ hohen Kosten je Abrufleistung. Aufgrund der heutigen und mittelfristig zu erwartenden Preise am Strommarkt haben sich die Unternehmen bisher überwiegend nicht mit der Nutzung dieser Potenziale beschäftigt.

Etwa die Hälfte der möglichen Lastreduktionen hat eine Aktivierungszeit zwischen 15 und 30 Minuten. Hierbei handelt es sich in der Regel um Lastreduktionen der Frischfasergewinnung. Bei der Aktivierung der gesamten Abrufleistung der Stoffaufbereitung, z. B. einer TMP²² - Einheit, müssen häufig begrenzende Parameter berücksichtigt werden. So muss z. B. wegen des bestehenden Druckluft- und/ oder Dampf- und Wasserkreislaufes die Ab- oder Leerlaufschaltung der einzelnen Mühlen mit 2-3 Minuten Abstand erfolgen. Die Aktivierungszeit ist somit nicht linear von der Abschaltleistung abhängig, sondern Teile der Abschaltleistung können mit deutlich höherer Geschwindigkeit aktiviert werden als die gesamte Abschaltleistung.

Bei den Lastreduktionen mit einer Aktivierungszeit größer einer halben Stunde handelt es sich überwiegend um Lastreduktionen der Papier- oder Kartonmaschine (wenn möglich) oder eine Vollabschaltung der Papiermaschine mit oder ohne Vollabschaltung der Stoffaufbereitung. Bei einer kontrollierten Vollabschaltung der Papierfabrik kann ein Teil der Leistung relativ schnell (binnen weniger Minuten) abgeschaltet werden, die komplette Vollabschaltung dauert jedoch über eine Stunde.

Die Summe der installierten elektrischen Leistungen der befragten Unternehmen beträgt 243 MW.

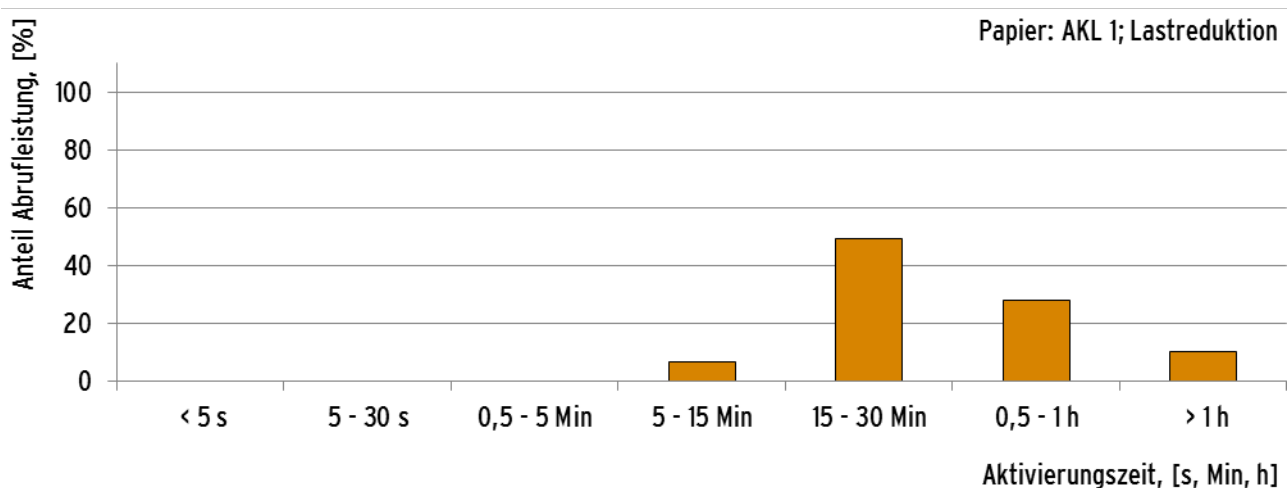


Abbildung 21 Anlagenkennlinie 1 (AKL 1): Verteilung der Abrufleistungen aller angegebenen Abrufe der befragten Unternehmen der Papierindustrie, eigene Darstellung

Abrufdauer - Lastreduktion

In Abbildung 22 sind die Abrufdauern über der Aktivierungszeit dargestellt. Die schnelleren Abrufe (5-15 Min) haben kurze Abrufdauern zwischen einer halben und einer dreiviertel Stunde, die langsameren Abrufe (15-30 Min und 0,5-1 h) sind mit durchschnittlich 5 h Abrufdauer deutlich länger verfügbar. Die Länge der Abrufe ist häufig von der Größe der Speicherbütten abhängig. Die Kapazitäten der Speicherbütten sind bei den befragten Unternehmen sehr unterschiedlich und wirken potenzialbegrenzend für Lastverschiebungen, sowohl bei Lasterhöhungen als auch bei Lastreduktionen.

Längere Abrufdauern von 1-2 Tagen bzw. unbegrenzt lange Abrufe stellen die Minderheit der angegebenen Abrufen dar, da diese Abrufdauern nur von Lastreduktionen ohne nachholende

²² thermomechanical pulp (thermomechanischer Holzstoff).

Produktion also durch eine Abschaltung einer Papier- oder Kartonmaschine erreicht werden. Diese Möglichkeit wurde nur von einigen Unternehmen angegeben. Abrufe von unbegrenzter Länge sind in den Diagrammen durch Balken dargestellt, die über den Zeitraum von 168 Stunden, d. h. einer Woche, hinausragen.

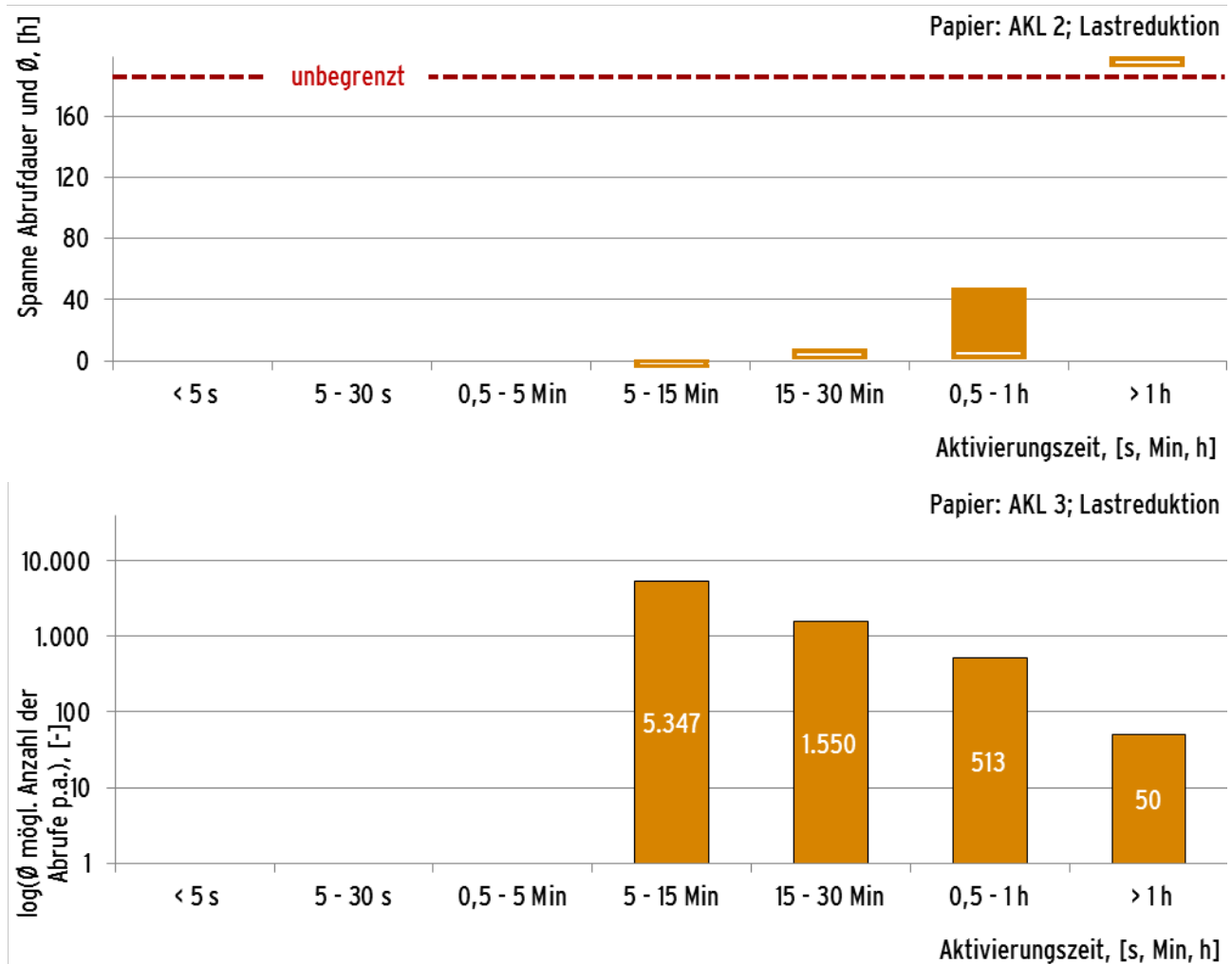


Abbildung 22 Anlagenkennlinien 2 und 3: Abrufdauern und mögliche Anzahl der angegebenen Abrufe der befragten Unternehmen in der Papierindustrie²³, eigene Darstellung

Mögliche Anzahl der Abrufe – Lastreduktion

In Abbildung 22 ist die minimal mögliche Anzahl der Abrufe ebenfalls über der Aktivierungszeit (als Durchschnittswert der betrachteten Anlagen) dargestellt. Die Berechnung geht von der Durchführung der Abrufe jeweils mit der angegebenen maximalen Abrufdauer und maximalen Abrufleistung aus. Bei kürzeren Abrufdauern oder kleineren Abrufleistungen ergeben sich höhere Abrufanzahlen. Bei den schnelleren, aber kurzen Abrufen ist tendenziell nur ein geringer Mindestabstand bis zum Folgeabruf einzuhalten. Dieser ist umso kürzer, wenn die Anlagen der Stoffaufbereitung, die diese Abrufe anbieten, mit einer gewissen Überkapazität ausgelegt sind und die nachholende Produktion im Anschluss an die Lastreduktion deshalb relativ schnell erfolgen kann. Demzufolge sind die schnellen und kurzen Abrufe sehr oft

²³ Bei den Abrufdauern stehen Werte über 168 Stunden (=1 Woche) für eine unbegrenzte Abrufdauer.

verfügbar, während die mögliche Wiederholungsanzahl mit der Länge der Aktivierungszeit deutlich abnimmt.

Variable Kosten der Abrufe – Lastreduktion

In Abbildung 23 sind die variablen Kosten für die möglichen Abrufe dargestellt. Die variablen Kosten der schnellen Abrufe (5-15 Minuten) sind mit weniger als 10 €/MWh im Vergleich zu den anderen Abrufen gering. Etwa ein Drittel aller Abrufe bewegt sich im Rahmen von wenigen hundert Euro pro Megawattstunde. Auffällig ist die Bandbreite der variablen Kosten in der Kategorie 0,5-1 h Aktivierungszeit, in der sowohl Abrufe ohne variable Kosten als auch Abrufe mit besonders hohen variablen Kosten vertreten sind. Letzteres erklärt sich aus der Art der Abrufe: Insbesondere ein Teillastbetrieb der Papiermaschine (außerhalb des optimalen Betriebspunkts) oder ein Leerlaufbetrieb (mit Strom- und Wärmeverlusten sowie teilweise mit Deckungsbeitragsverlusten durch den Verzicht auf Produktion) verursacht bei einzelnen Abrufen hohe variable Kosten von mehreren hundert bis mehrere tausend Euro pro Megawattstunde. Der teuerste angegebene Abruf kostet 2.000 €/MWh und steht etwa 8-10 Stunden Abrufdauer zur Verfügung. Bei diesem Abruf mit Lastverzicht sind Deckungsbeitragsverluste ausschlaggebend für die Höhe der variablen Kosten. Für 15 % der Abrufe wurden keine variablen Kosten angegeben.

Fixkosten und Bereitstellungskosten – Lastreduktion

Die einmaligen Fixkosten der Unternehmen in der Papierindustrie betragen zwischen 0 € und 10.101 €/MW, laufende Fixkosten (z. B. fixe Betriebskosten für erhöhten Lagerbestand oder höheren Personalbedarf) variieren zwischen 0 € und bis zu 2.000 €/MW/a. Die durchschnittlichen einmaligen und laufenden Fixkosten liegen entsprechend bei 4.387 €/MW und 869 €/MW/a. Bereitstellungskosten wurden für Lastreduktionen nicht angegeben.

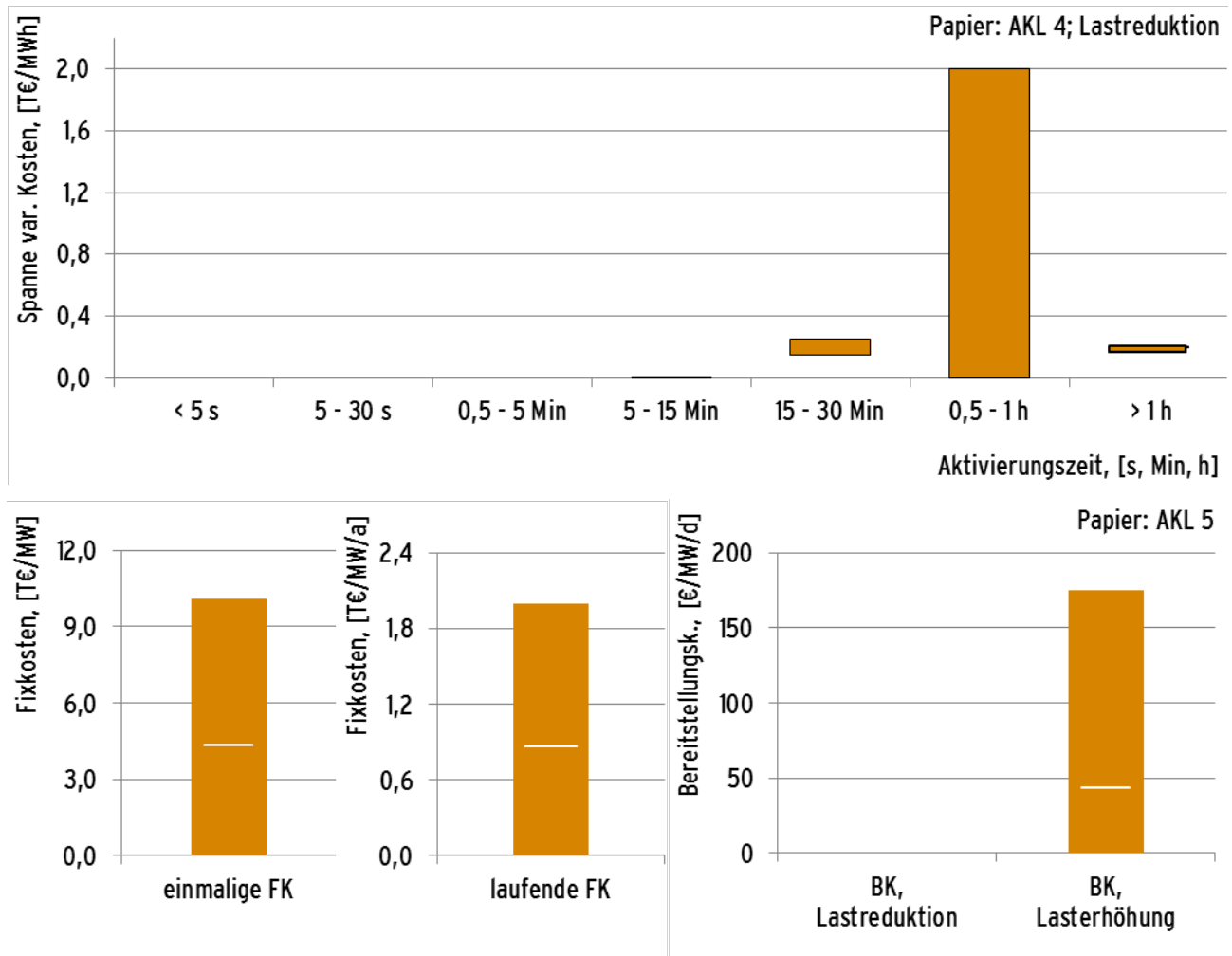


Abbildung 23 Anlagenkennlinie 4 und 5: Variable Kosten, Bereitstellungskosten und Fixkosten aller angegebenen Abrufe der befragten Unternehmen der Papierindustrie, eigene Darstellung

Verteilung der Abrufleistungen – Lasterhöhung

Aufgrund der hohen Auslastung in der Papierbranche werden viele Anlagen (mit Ausnahmen von Wartung und Reparaturen) durchgehend betrieben. Die Möglichkeit zur Lasterhöhung bieten daher vor allem Produktionsbereiche mit Überkapazitäten, die sich z. B. häufig in der Stoffaufbereitung finden lassen. Die Potenziale liegen hier vor allem in der Frischfaseraufbereitung (TMP, Refiner). Die möglichen Lasterhöhungen unterteilen sich in das Hochfahren laufender Anlagen und die Inbetriebnahme zusätzlicher Anlagen. Während ersteres eher schnell geht (5-15 Min Aktivierungszeit), sind letztere Abrufe häufig durch prozessbedingte Anforderungen, z. B. eine notwendige Aufwärmphase, weniger flexibel und haben daher eine Aktivierungszeit von mehr als einer Stunde (vgl. Abbildung 24).

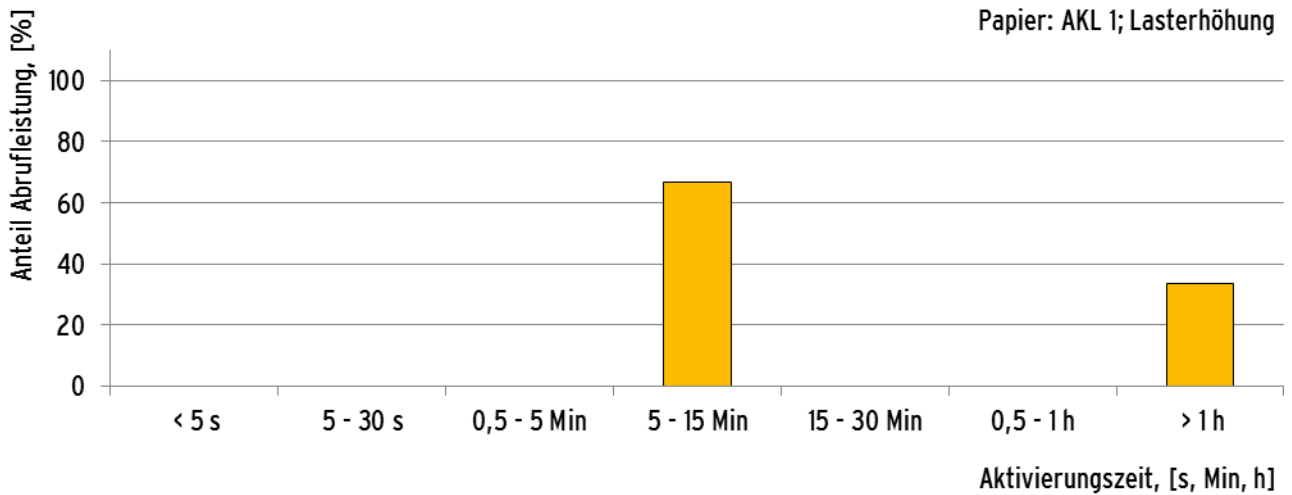


Abbildung 24 Anlagenkennlinie 1: Verteilung der Zuschaltleistungen aller angegebenen Abrufe der befragten Unternehmen der Papierindustrie, eigene Darstellung

Abrufdauer - Lasterhöhung

Die durchschnittliche Abrufdauer dieser Abrufe liegt in der Stichprobe bei 6 h (vgl. Abbildung 25). Die Lasterhöhung muss dann beendet werden, wenn die produzierte Menge nicht mehr gespeichert werden kann, d. h. die Abrufdauer ist in hohem Maße abhängig von der Kapazität der nachgelagerten Bütte und variiert, je nach Anfangsbüttenstand, in der Stichprobe zwischen 4 und 8 Stunden.

Mögliche Anzahl der Abrufe – Lasterhöhung

Aufgrund des Mindestabstands, der zwischen zwei Lasterhöhungen einzuhalten ist, um die volle Speicherbütte wieder teilweise zu leeren, ist die minimal mögliche Anzahl der Abrufe mit jeweils maximaler Abrufleistung und maximaler Abrufdauer auf etwa 700 pro Jahr begrenzt (vgl. Abbildung 25).

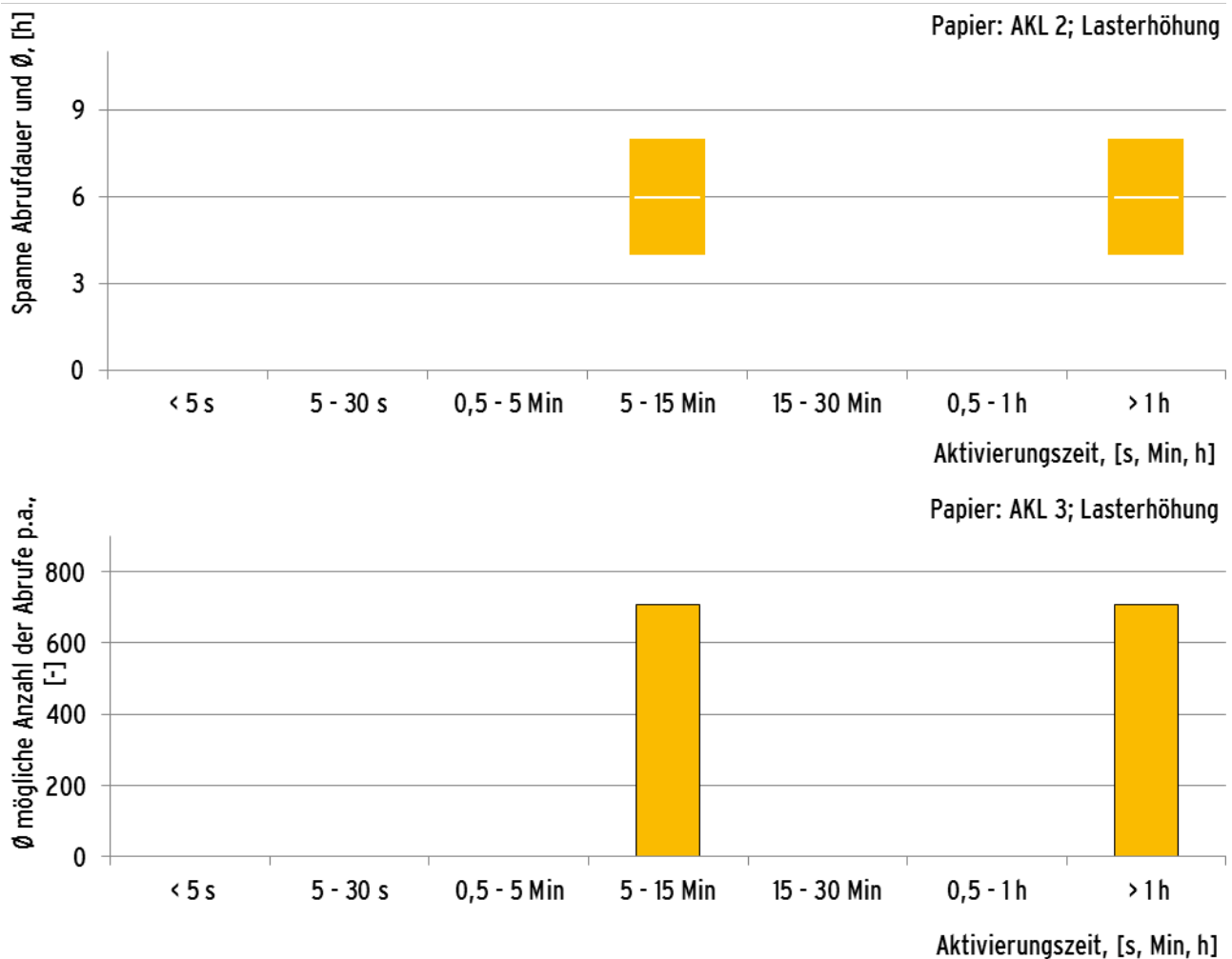


Abbildung 25 Anlagenkennlinie 2 und 3: Abrufdauern und mögliche Anzahl der angegebenen Abrufe der befragten Unternehmen der Papierindustrie, eigene Darstellung

Variable Kosten der Abrufe, Fixkosten und Bereitstellungskosten – Lasterhöhung

Die dargestellten Lasterhöhungen verursachen laut Angabe der befragten Unternehmen keine variablen Kosten. Es wurde deswegen auf die Darstellung als Anlagenkennlinie verzichtet. Allerdings verursachen Lasterhöhungen in der Papierindustrie Bereitstellungskosten, die zwischen 0 €/MW/d und 175 €/MW/d und durchschnittlich 43,75 €/MW/d betragen (vgl. Abbildung 23). Die Fixkosten sind aufgrund der rechnerischen Ermittlung identisch mit den einmaligen und laufenden Fixkosten der Lastreduktionen und variieren entsprechend zwischen 0 und 10.101 €/MW bzw. 0 und 2.000 €/MW/a. Die durchschnittlichen einmaligen Fixkosten liegen bei 4.387 €/MW, die durchschnittlichen laufenden Fixkosten liegen bei rd. 869 €/MW/a.

8.1.4 Darstellung des derzeitigen soziotechnischen Potenzials der Branche auf Basis exemplarischer Nutzungsformen

Das Ziel der zweiten Stufe der Auswertung ist es, einen Überblick über die derzeit nutzbaren Potenziale auf Basis exemplarischer Nutzungsformen zu erhalten. Zu diesem Zweck wurden die Abrufe ausgesucht, die im Rahmen der vordefinierten Nutzungsformen (vgl. Kapitel 4.2) vermarktbare sind, und hierfür jeweils die maximale Abrufleistung zur Verfügung stellen können. Um eine Aussage für das gesamte Potenzial der Branche in Deutschland zu ermitteln, wurden die Ergebnisse der Stichprobe über den Stromverbrauch und die

Produktionskapazitäten hochgerechnet. Das Ergebnis sind die hochgerechneten Summenkennlinien für die gesamte Branche in Deutschland nach den vorgegebenen Nutzungsformen. In Abbildung 26 ist das derzeitige soziotechnische Potenzial für Lastreduktionen und in Abbildung 27 für Lasterhöhungen dargestellt.

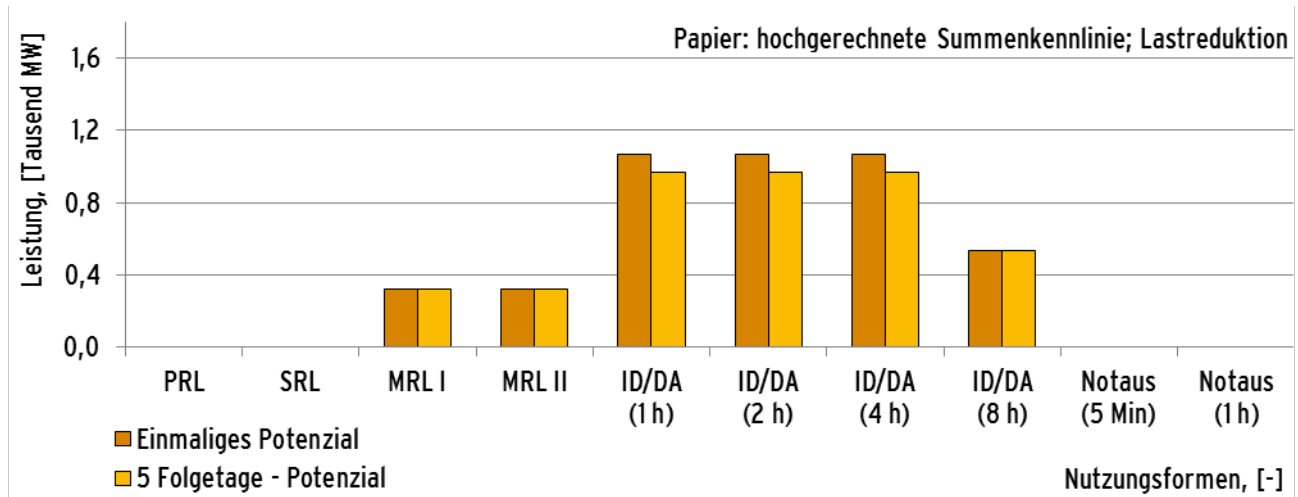


Abbildung 26 Hochgerechnete Summenkennlinie der Papierindustrie nach exemplarischen Nutzungsformen (Lastreduktionen), eigene Darstellung

Die Lastmanagement-Potenziale der Papierindustrie sind demnach überwiegend für den Einsatz am Day-Ahead- und Intraday-Markt geeignet. Insgesamt wurde hier ein Lastreduktionspotenzial zwischen ca. 200 und 1.100 MW und ein Lasterhöhungspotenzial von etwa 150 MW in den exemplarischen Nutzungsformen identifiziert.

Für eine Teilnahme am Regelleistungsmarkt (Minutenreserve) ist etwa ein Drittel der fast ausschließlich diskreten Abrufe der befragten Unternehmen geeignet.

Das Potenzial des 8 h - Produkts fällt geringer aus als das Potenzial der 1 h, 2 h und 4 h Produkte, da die vorhandenen Speicherkapazitäten das Flexibilitätspotenzial häufig auf wenige Stunden begrenzen.

Mögliche (Lastreduktions-)Abrufe, die eine Aktivierungszeit größer als 60 Minuten haben, wurden bei der Befragung auch angegeben, sind hier jedoch nicht berücksichtigt, da sie im Rahmen der vorgegebenen Nutzungsformen (aufgrund der für diese Nutzungsformen definierten Aktivierungszeiten) nicht einsetzbar sind. In der Praxis sind diese Potentiale jedoch sehr wohl am Spotmarkt nutzbar, da Anforderungen an die Aktivierungszeit weder am Day-ahead-Markt noch am Intraday-Markt bestehen. Die Potentiale sind in den technischen Potenzialen enthalten.

Die Leistung, die an fünf Tagen in Folge einmal täglich abgerufen werden könnte, ist sowohl bei den Lastreduktionen als auch bei den Lasterhöhungen nur unwesentlich geringer als das einmalige Potenzial. Das liegt daran, dass die nachholende Produktion (bzw. das Wieder-Leerfahren gefüllter Speicher) in der Regel innerhalb eines Tages vollständig erfolgen kann und somit ein Großteil der Lastreduktion bzw. Lasterhöhung am Folgetag erneut stattfinden können.

Bei den Lasterhöhungen fällt als auf, dass die Potentiale absolut gesehen in allen Nutzungsformen wesentlich kleiner sind als die Potentiale der Lastreduktionen. Das Maximum beträgt 153 MW in den Nutzungsformen MRL I, MRL II und ID/DA.

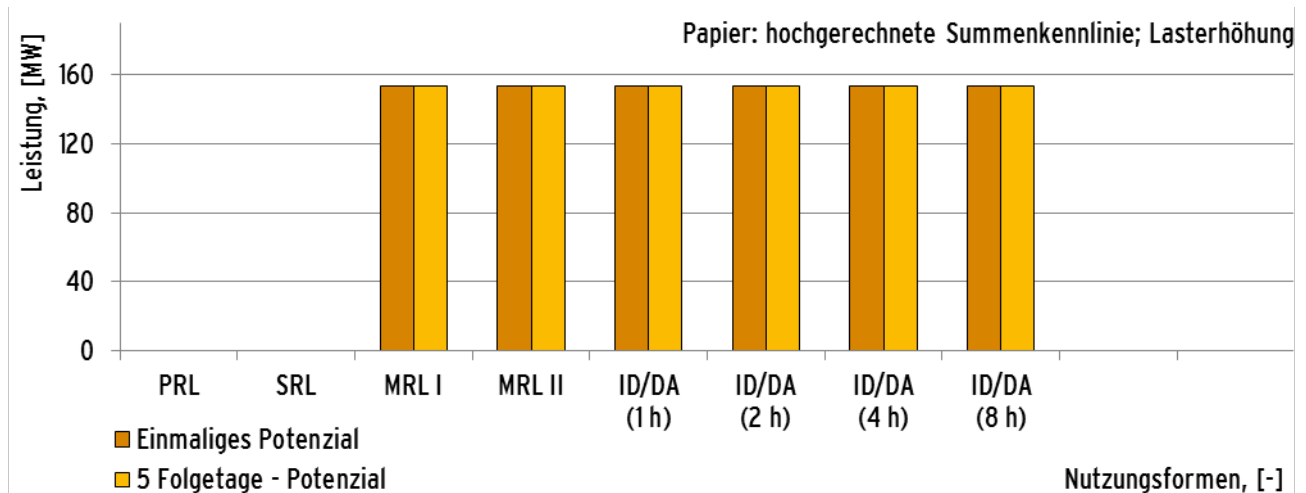


Abbildung 27 Hochgerechnete Summenkennlinie der Papierbranche nach Nutzungsformen (Lasterhöhungen), eigene Darstellung

8.1.5 Technisches Potenzial für Lastreduktionen

In der Befragung hatten einige Unternehmen auch die Möglichkeit einer gezielten Vollabschaltung der Papier- oder Kartonmaschinen (wie dies für regelmäßige Wartung und Reparaturen ohnehin durchgeführt wird) sowie der gesamten Produktionsanlage als möglichen Abruf angegeben. Dabei steht praktisch die vollständige elektrische Leistungsaufnahme der Produktionsanlage zur Lastreduktion zur Verfügung. Ein derartiger Abruf würde aber aufgrund der hohen Auslastung der Papierfabriken in der Regel zu einem Produktionsverzicht mit Deckungsbeitragsverlusten führen. Dies ist zusammen mit den kurz- und mittelfristig bestehenden Lieferverpflichtungen der Hauptgrund, warum eine derartige Vollabschaltung von anderen Unternehmen ausgeschlossen wurde.

Die Vollabschaltung der gesamten Produktionsanlagen der Papierfabriken ist aus technischer Sicht möglich, so dass diese bei der Ermittlung des technischen Potenzials berücksichtigt wurde. Dementsprechend steht die vollständige Produktionsleistung im Normalbetrieb zur Lastreduktion zur Verfügung. Hochgerechnet auf die gesamte Branche beträgt das technische Potenzial der Lastreduktionen ca. 2.600 MW.

8.1.6 Einordnung der Ergebnisse

Die Hochrechnung erfolgte für die Papierindustrie über die Produktionsmenge. Der Fehler der Summenkennlinie, der aus der Hochrechnung für die befragten Standorte auf die gesamte Branche resultiert, wird als mittel eingeschätzt. Hauptgrund für diese Einschätzung ist der im Vergleich zu den anderen Branchen hohe Hochrechnungsfaktor.

Die prinzipielle Übertragbarkeit der Potenziale konnte im Rahmen der Befragung für mehr als 50 % der Standorte mit eigener Faserstoffherzeugung (inkl. Altpapier) überprüft werden. Dabei wurden die Potenziale aus der quantitativen Erhebung von den befragten Unternehmen prinzipiell auch für weitere Produktionsstandorte bestätigt.

Die befragten Unternehmen decken die sehr unterschiedliche Produktpalette der Papierindustrie offenbar gut ab, denn die Standorte liegen beim Rohstoffeinsatz bzgl. des Anteils von Altpapier und Frischfasereinsatz etwa im Branchendurchschnitt und weisen eine breite Produktpalette auf, die von Wellpappe über Spezialkarton, Zeitungs- und Katalogpapiere bis hin zu Spezial- und Feinpapieren reicht. Auch liegt der durchschnittliche spezifische

Stromverbrauch der Stichprobe sehr nah am Durchschnittswert der gesamten Papierbranche. Unsicherheiten verbleiben im Wesentlichen aufgrund des relativ kleinen Anteils der befragten Unternehmen sowohl am Stromverbrauch (7,5 %) als auch an der deutschen Papierproduktion (7,8 %) sowie aufgrund der Tatsache, dass im Rahmen der Stichprobe keine Zellstoffproduktion untersucht wurde.

Je nach Art des eingesetzten Rohstoffs (Industrierestholz, Sägenebenprodukte) und des produzierten Faserstoffs (Zell- oder Holzstoff) ist der mechanische Zerkleinerungsprozess, der große Flexibilitätspotenziale bietet, mehr oder weniger aufwendig. Die Stichprobe ist hier nicht repräsentativ, da nur Holzschliff- und TMP-Prozess untersucht wurden, die in Deutschland nur knapp die Hälfte der Frischfaserproduktion ausmachen. Der Holzschliff bietet vermutlich die höheren Potenziale gegenüber der Zellstoffproduktion, da der mechanische Zerkleinerungsaufwand größer ist und bei der Zellstoffproduktion bereits zerkleinerte Hackschnitzel eingesetzt oder erzeugt und im Anschluss chemisch aufgeschlossen werden. Für diesen Teil erfolgte die Hochrechnung sehr konservativ, indem für den Branchenanteil der Zellstoffproduktion keinerlei Flexibilitätspotenziale berücksichtigt wurden.

8.2 Chloreelektrolysen

In Deutschland wurden nach Angaben des VCI²⁴ im Jahr 2011 3.858.073 t Chlor produziert [VCI 2012; S. 14]. Die Unternehmen und deren Standorte, die in die Befragung einbezogen wurden, produzierten im selben Zeitraum 3.140.500 t Chlor, also 81 % der inländischen Jahresproduktion der Branche.

8.2.1 Beschreibung der Produktionsprozesse

Eine Chloreelektrolyse zerlegt Salzlösung mit Hilfe von Strom in Natronlauge, Wasserstoff und Chlor. Alle drei Endprodukte der Chloreelektrolyse werden in der chemischen Industrie genutzt. Während das produzierte Chlor fast immer direkt am Standort in unterschiedlichsten nachgelagerten Prozessen genutzt wird, wird Natronlauge teilweise auch an Dritte außerhalb des Standorts verkauft.

Für die Chloreelektrolyse existieren drei überwiegend genutzte Verfahren: das Membran-Verfahren, das Diaphragma-Verfahren und das Amalgam-Verfahren. Weil für das Amalgam-Verfahren eine Selbstverpflichtung des Europäischen Branchenverbands Eurochlor besteht, die betreffenden Anlagen bis 2020 stillzulegen, wurden diese Anlagen in diesem Forschungsprojekt nicht näher betrachtet.

Chloreelektrolysen mit dem Membran- oder Diaphragmaverfahren sind typischerweise in mehrere Zellen aufgeteilt, die bei modernen Anlagen auch einzeln steuerbar sind. Die Anlagen haben einen optimalen Auslastungspunkt, der unterhalb ihrer maximalen Produktionskapazität liegt. Die Anlagen sind teillastfähig, wobei die Angaben zur Mindestlast zwischen 25 % und 50 % variierten.

Chloreelektrolysen sind mit den nachgelagerten Produktionsprozessen in zwei typischen Grundformen verbunden (siehe auch Abbildung 28):

- Im ersten Grundtyp steht die Chloreelektrolyse am Anfang einer längeren Kette von Produktionsprozessen mit dem Ziel, ein Endprodukt (z. B. PVC) zu produzieren.

²⁴ Verband der chemischen Industrie e.V.

- Im zweiten Grundtyp steht die Chlorelektrolyse am Anfang von mehreren parallel produzierenden Ketten von Produktionsprozessen, die auch grundsätzlich verschiedene Endprodukte produzieren. Hier ist es teilweise so, dass das Chlor aus der Chlorelektrolyse in einem Chlorlager zwischengespeichert wird und die parallel laufenden Prozesse aus diesem Chlorlager bedient werden.

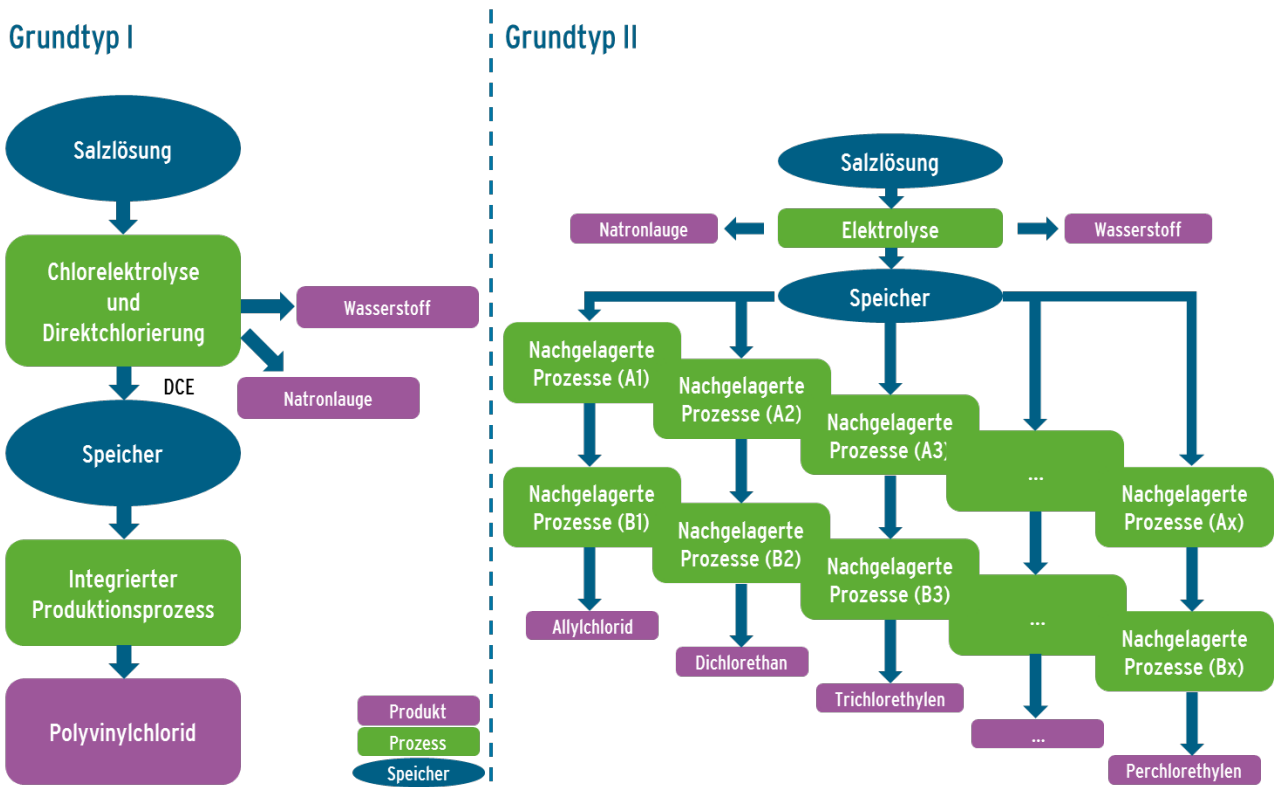


Abbildung 28 Schematische Darstellung der Chlorelektrolysen und der nachgelagerten Produktionsprozesse am Beispiel der PVC-Herstellung, eigene Darstellung

8.2.2 Bestimmende Faktoren für die Flex-Last-Potenziale

Bestimmende Faktoren für das Flex-Last-Potenzial der Chlorelektrolysen sind die Anlagenkonstellation, die Verfügbarkeit, die Auswirkungen von Lastreduktionen und Lasterhöhungen auf die Anlagen und die Qualität der End-/ Zwischenprodukte der Chlorelektrolyse.

Anlagenkonstellation: Bei allen befragten Unternehmen waren die Chlorelektrolysen die mit Abstand stromintensivsten Produktionsprozesse in der Produktionskette. Die Berücksichtigung von Abrufen beschränkte sich deswegen auf die Chlorelektrolysen, die teillastfähig und sehr gut regelbar sind. Die Angaben zur Teillastfähigkeit variierten bei den befragten Unternehmen zwischen 50 % und 80 %. Ein weiteres Merkmal der Chlorelektrolysen ist, dass sie immer am Anfang einer Kette von nachgelagerten Produktionsprozessen oder sogar mehrerer voneinander unabhängiger Ketten von Produktionsprozessen stehen.

Der Großteil der befragten Unternehmen hatte nach der Chlorelektrolyse einen Chlorspeicher unterschiedlicher Größe. Die meisten Unternehmen gaben an, dass dieser Speicher dafür da sei, bei einem Ausfall der Chlorelektrolysen noch genügend Chlor vorrätig zu haben, um die nachgelagerten Produktionsprozesse geordnet abzuschalten. Teilweise ist der Chlorspeicher aber auch größer als für das Abschalten der Prozesse erforderlich. Die Größe dieses verfügbaren

Speichers ist in vielen Fällen der bestimmende Faktor des möglichen Flex-Last-Potenzials für Lastverschiebung.

Bei einigen der Anlagen kann der nachgelagerte Prozess der Direktchlorierung im Gleichklang mit der Chlorelektrolyse geregelt werden kann. Das Zwischen- bzw. teilweise Endprodukt der Direktchlorierung heißt DCE und ist ein international handelbarer, leicht lagerbarer Stoff. Anlagenbetreiber mit dieser Anlagenkonstellation gaben mehrfach nicht nur Abrufe an, die mit nachholender Produktion verknüpft sind, sondern auch Abrufe, bei denen durch Verzicht auf die eigene DCE-Produktion keine nachholende Produktion notwendig ist. Alternativ zur Produktion muss bei diesen Abrufen DCE für die nachgelagerten Produktionsprozesse oder zur Belieferung von Kunden eingekauft werden, so dass diese Potenziale mit entsprechend Deckungsbeitragsverlusten verbunden sind.

Die Länge des Mindestabstands zwischen den Abrufen leiteten die meisten befragten Unternehmen im Fall bei Lastverschiebungen von der Länge der nachholenden Produktion ab. Da die Chlorelektrolysen sehr gut ausgelastet sind (aber einen optimalen Auslastungspunkt unterhalb ihrer maximalen Produktionskapazität haben), stehen meist deutlich weniger als 10 % der Anlagenleistung für die nachholende Produktion zur Verfügung. Die nachholende Produktion für einen Abruf mit 50 % der Anlagenleistung über mehrere Stunden Länge dauert somit ein Mehrfaches der eigentlichen Abrufdauer. Bei Abrufen mit Produktionsverzicht beträgt der Mindestabstand 0 Stunden und die Abrufdauer ist unbegrenzt Hintergrund dieser Einschätzung ist das permanente Vorhandensein der Alternativbeschaffung.

Mehrere der befragten Unternehmen haben eine Verbindung zwischen der Aktivierungsgeschwindigkeit der Lastveränderung und der Qualität der Zwischen- / Endprodukte der Chlorelektrolysen (Qualität des Chlors und insbesondere der Natronlauge) genannt. Die Unterschiede in den angegebenen Aktivierungsgeschwindigkeiten resultieren somit zum großen Teil aus den unterschiedlichen Anforderungen an die Qualität der Zwischen- / Endprodukte der Chlorelektrolysen, da schnelle Aktivierungen größere Auswirkungen auf die Produktqualität haben als langsamere.

Die Kosten werden bei Abrufen mit nachholender Produktion maßgeblich vom höheren Stromeinsatz bei der nachholenden Produktion bestimmt, da die Anlagen bei einer Auslastung über ihren optimalen Betriebspunkt einen leicht schlechteren Wirkungsgrad haben. Diesen Wirkungsgradverlust gaben die meisten Unternehmen mit sechs bis acht Prozent an. In Abhängigkeit der Abrufdauer und der Abrufleistung sowie der daraus resultierenden Dauer der nachholenden Produktion entstehen aufgrund des schlechteren Wirkungsgrades unterschiedlich hohe variable Kosten dieser Abrufe, die bei einer längeren nachholenden Produktion auch relativ hoch werden können.

Die Kosten bei Abrufen mit Lastverzicht (Produktionsverzicht) werden maßgeblich bestimmt durch die Höhe des Deckungsbeitragsverlusts und die Logistikkosten für den Alternativeinkauf des DCE.

8.2.3 Darstellung des derzeitigen soziotechnischen Potenzials mittels Anlagenkennlinien

Verteilung der Abrufleistungen - Lastreduktion

Abbildung 29 zeigt die Verteilung der Abschaltleistungen aller Abrufe, die von den befragten Unternehmen angegeben wurden, über der Aktivierungszeit dargestellt. Neben einer Gruppe von sehr schnell und schnell aktivierbaren Abrufen mit einem Anteil in Höhe von 25,2 % (< 5 s) und 12,9 % (5 – 30 s) existiert eine zweite Gruppe von Abrufen, die mittelmäßig schnell (das heißt zwischen 5 Minuten und einer Stunde) aktivierbar sind. Die Anteile dieser Gruppen an

der Gesamtsumme der Abrufleistungen aller Abrufe betragen ca. 26 % (5-15 Min), ca. 15 % (15-30 Min) und ca. 22 % (0,5-1h). Die unterschiedliche Aktivierungszeit resultiert oft aus der Tatsache, dass schnelle Aktivierungen größere Auswirkungen auf die Produktqualität haben als langsamere. Abrufe mit einer Aktivierungszeit größer einer Stunde existieren nicht.

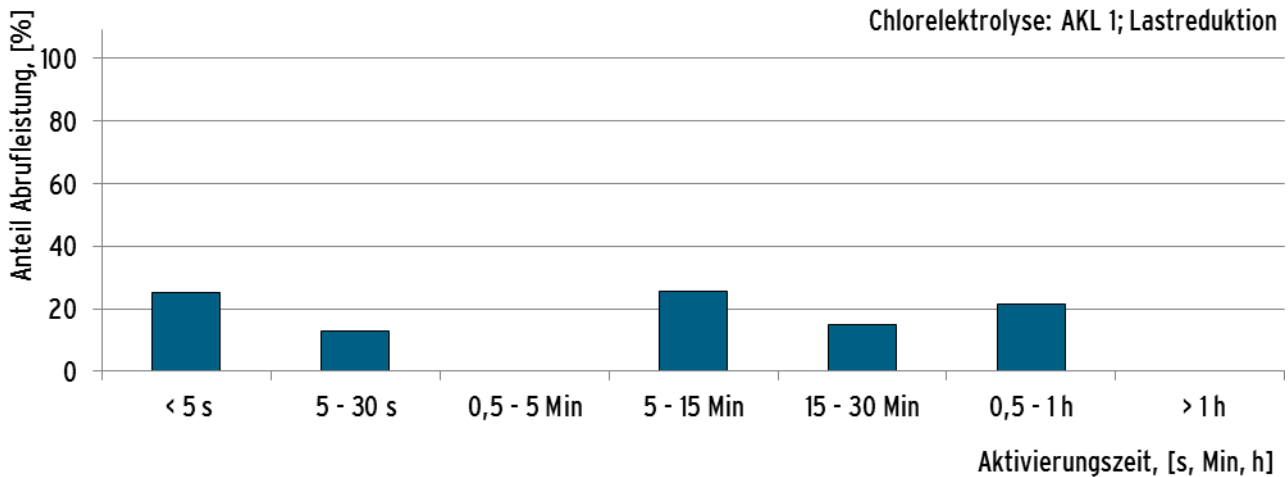


Abbildung 29 Anlagenkennlinie 1: Verteilung der Abschaltleistungen aller angegebenen möglichen Abrufe der Chlorelektrolyse, eigene Darstellung

Die Summe der installierten Leistungen der befragten Unternehmen beträgt 1.114 MW. Die Anteile der Abrufleistungen an den jeweiligen installierten elektrischen Leistungen betragen maximal 100 %.

Abrufdauer - Lastreduktion

Die möglichen Abrufdauern der Lastreduktionen der Chlorelektrolysen variieren sehr stark (vgl. Abbildung 30). Während die Gruppe der schnellen Abrufe (5 – 30 s) nur relativ kurz abgerufen werden kann, ist bei einzelnen sehr schnellen Abrufen auch eine unbegrenzte Abrufdauer möglich. In der Gruppe der mittelmäßig schnell aktivierbaren Abrufe (5 Minuten bis eine Stunde) existieren ebenfalls mehrere Abrufe mit einer unbegrenzten Abrufdauer. Es ist also nicht möglich, einen eindeutigen Zusammenhang zwischen Abrufdauer und Aktivierungsgeschwindigkeit abzuleiten.

Mögliche Anzahl der Abrufe – Lastreduktion

In Abbildung 30 ist die minimal mögliche Anzahl der Abrufe mit jeweils maximaler Abrufdauer und maximaler Abrufleistung über der Aktivierungszeit dargestellt. Während die schnellen Abrufe (5 – 30 s) 97 Mal pro Jahr aufgerufen werden können, schwankt die mögliche Anzahl bei den anderen Abrufen zwischen 51 und 97 Mal pro Jahr. Hierbei ist zu beachten, dass für Abrufe, die eine unbegrenzte Abruflänge haben, die Häufigkeit so berechnet ist, als ob sich immer wieder einwöchige Abrufe aneinander anschließen. Die mögliche Anzahl, die sich daraus für einen derartigen Abruf ergibt, beträgt 51.

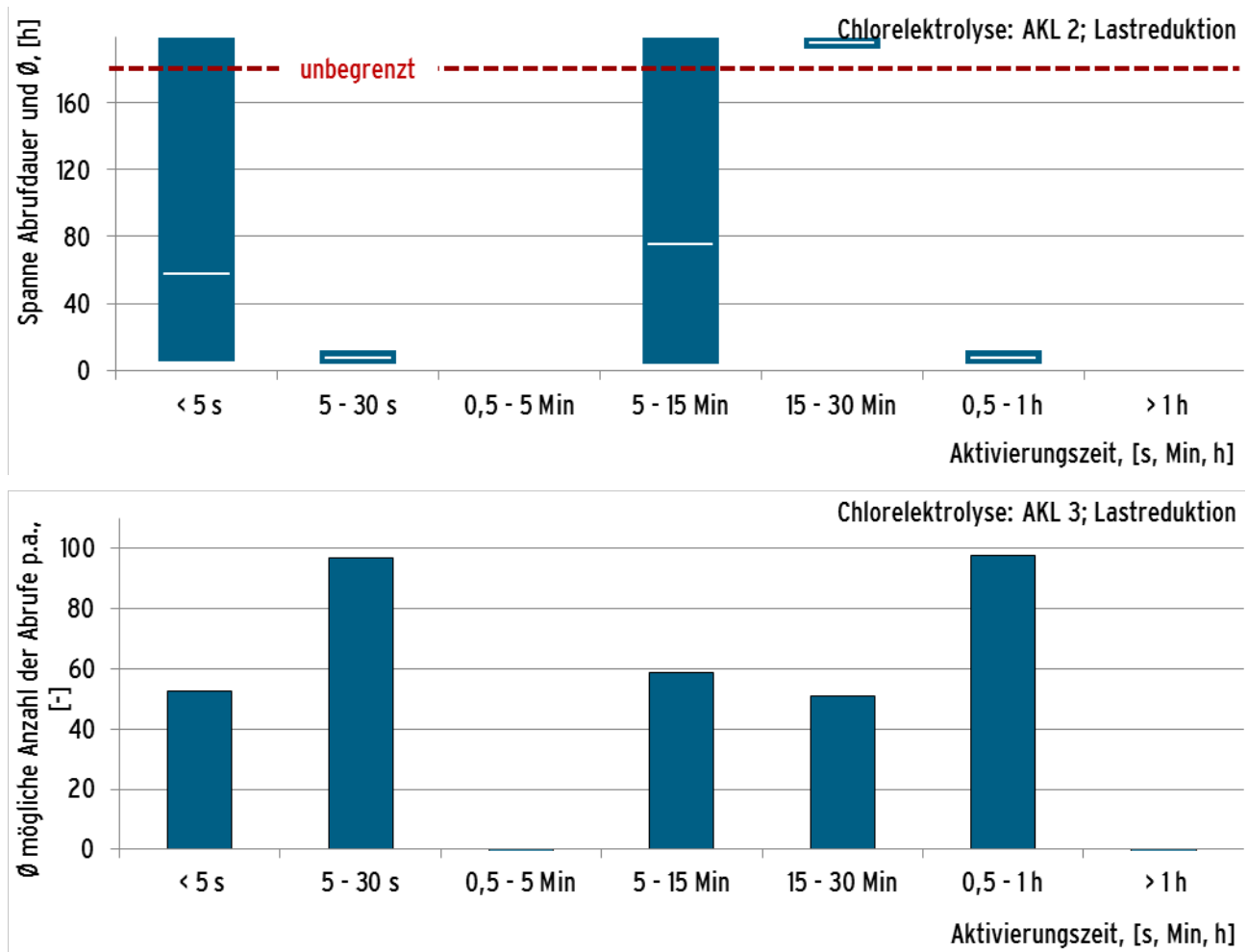


Abbildung 30 Anlagenkennlinien 2 und 3: Abrufdauern und mögliche Anzahl der Abrufe der befragten Unternehmen der Chlorelektrolyse. Abrufdauern oberhalb 168 Stunden bedeuten eine unbegrenzte Abrufdauer, eigene Darstellung

Variable Kosten der Abrufe – Lastreduktion

In Abbildung 31 sind die variablen Kosten der möglichen Abrufe dargestellt. Auffällig ist, dass das Minimum der variablen Kosten in der Gruppe der sehr schnellen und schnellen Abrufe mit 48 €/MWh relativ gering ist. Bei den Abrufen mit niedrigen variablen Kosten handelt es sich immer um Abrufe mit nachholender Produktion. Die variablen Kosten der Abrufe werden hierbei fast ausschließlich von den Strommehrkosten der nachholenden Produktion bestimmt (vgl. Kapitel 8.2.2).

Bei den Abrufen mit hohen variablen Kosten handelt es sich entweder um Abrufe mit nachholender Produktion, die entweder mit hohen Wirkungsgradverlusten einhergeht und/oder sehr lange dauert. Oder es handelt sich um Abrufe mit Lastverzicht, d. h. die Kosten entstehen typischerweise indem auf eigene Produktion und damit eigene Deckungsbeiträge verzichtet wird. Wie in Abbildung 31 deutlich wird, variieren die Einschätzungen der Unternehmen, wie hoch die Kosten eines Deckungsbeitragsverlustes sind, erheblich. Der teuerste Abruf beträgt 316 €/MWh und steht für eine unbegrenzte Dauer zur Verfügung.

Fixkosten und Bereitstellungskosten – Lastreduktion

Die einmaligen Fixkosten betragen bei den Unternehmen mit Chlorelektrolyse zwischen 50 und 769 €/MW, laufende Fixkosten (z. B. fixe Betriebskosten für erhöhten Lagerbestand oder

höheren Personalbedarf) liegen zwischen 0 und 625 €/MW/a (vgl. Abbildung 31). Die einmaligen Fixkosten liegen also unter den laufenden Fixkosten. Hierbei ist zu bemerken, dass ein befragtes Unternehmen erhebliche Organisationskosten als einmalige Fixkosten angegeben hat, die möglicherweise bei den anderen Unternehmen auch auftreten würden, aber nicht angegeben wurden und deswegen auch nicht in der Auswertung berücksichtigt sind.

Durchschnittlich betragen die einmaligen Fixkosten rd. 232 €/MW und die laufenden Fixkosten rd. 104 €/MW/a. Die Bereitstellungskosten für die Lastreduktion variiert bei den Unternehmen zwischen 0 und 559 €/MW/d mit einem Durchschnittswert von 25 €/MW/d.

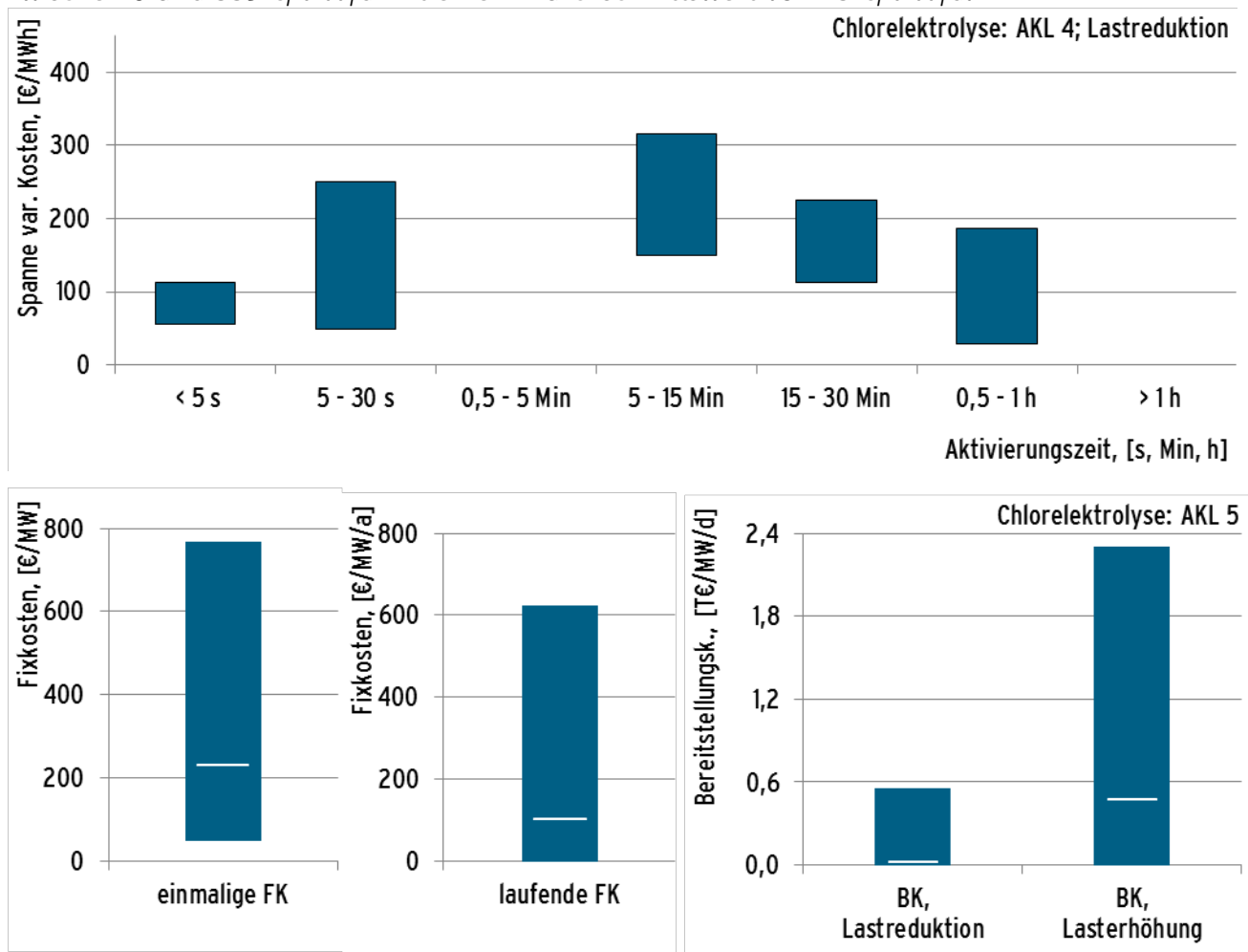


Abbildung 31 Anlagenkennlinien 4 und 5: Variable Kosten, Bereitstellungskosten und Fixkosten der befragten Unternehmen der Chlorelektrolyse, eigene Darstellung

Verteilung der Abrufleistungen – Lasterhöhung

Das Potenzial für Lasterhöhungen verteilt sich bei den Chlorelektrolysen zu 59 % auf die Abrufe mit 5-15 Minuten Aktivierungszeit und 38 % auf sehr schnell verfügbare Abrufe (Aktivierungszeit < 5 s). Daneben besteht ein geringes Zuschaltpotenzial mit einer Aktivierungszeit zwischen 0,5 – 5 Minuten (vgl. Abbildung 32).

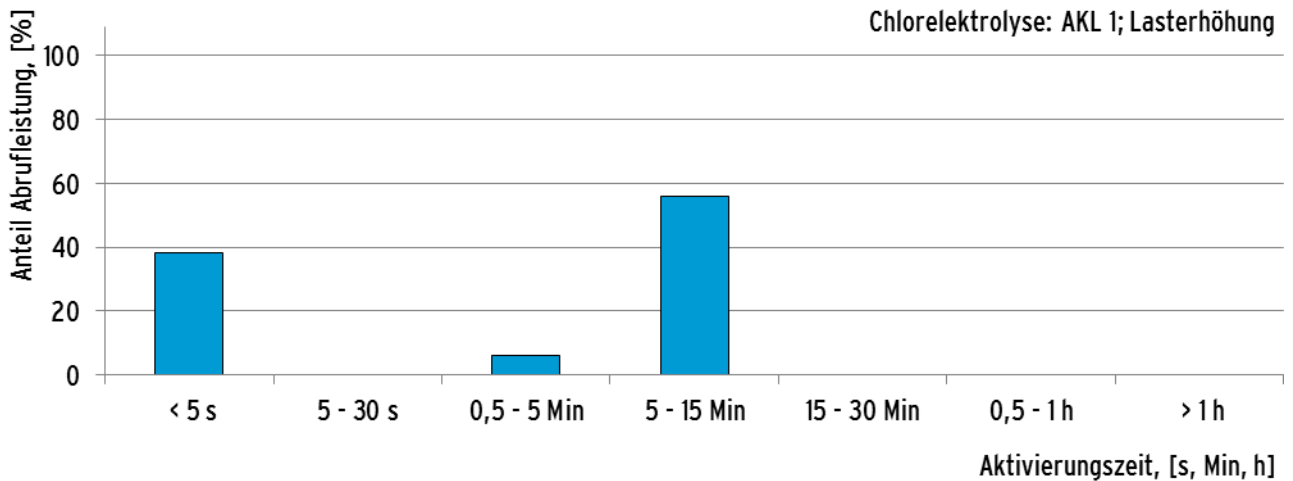


Abbildung 32 Anlagenkennlinie 1: Verteilung der Zuschaltleistungen der Abrufe der befragten Unternehmen mit Chlorelektrolysen, eigene Darstellung

Abrufdauer und mögliche Anzahl der Abrufe - Lasterhöhung

Bis auf das letztgenannte Zuschaltpotenzial handelt es sich um Abrufe mit eher kurzen Abrufdauern zwischen einer und fünf. Diese können deswegen auch sehr häufig pro Jahr aktiviert werden. Die minimal mögliche Anzahl der Abrufe mit jeweils maximaler Abrufdauer und Abrufleistung beträgt 3.361 (vgl. Abbildung 33).

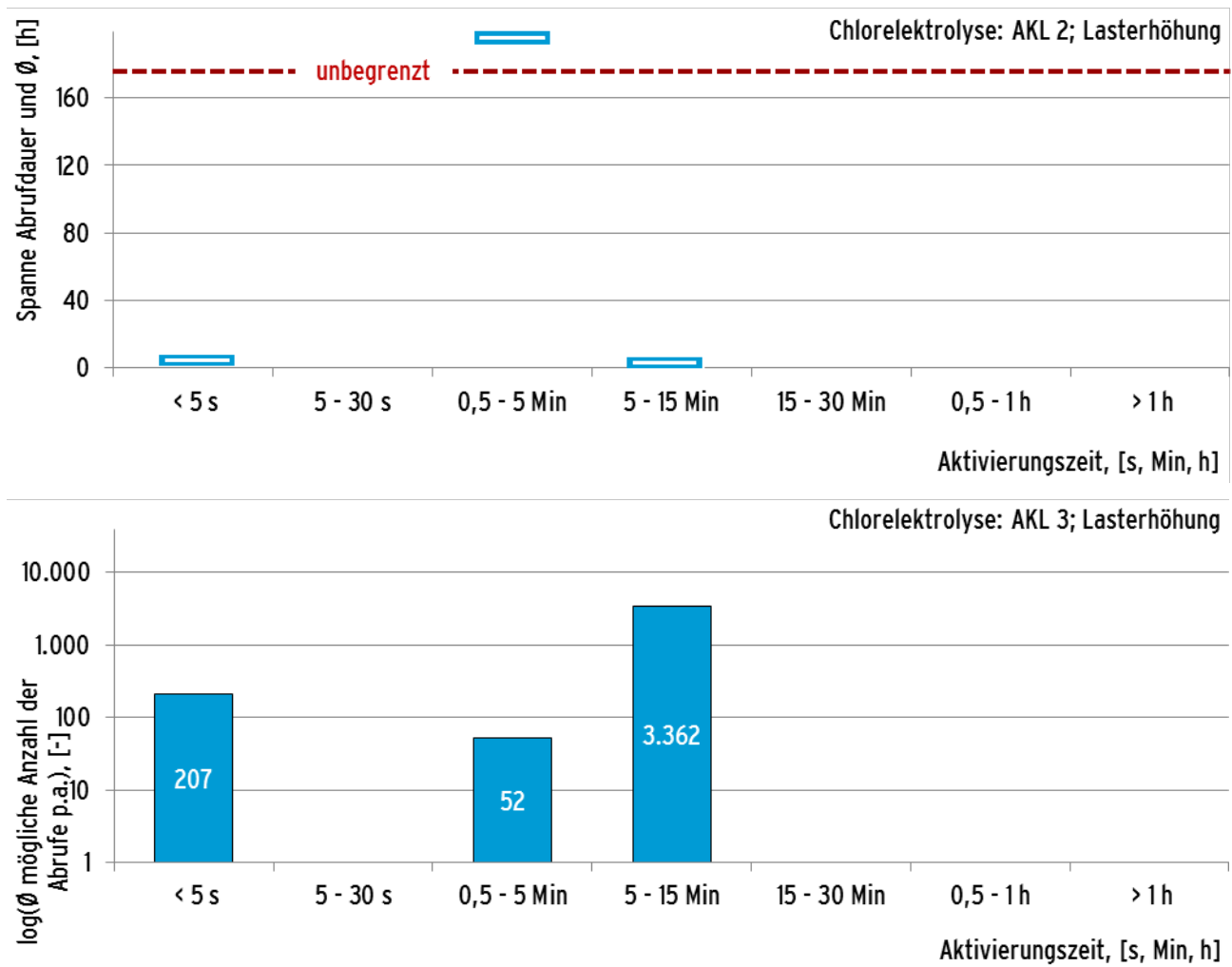


Abbildung 33 Anlagenkennlinien 2 und 3: Abrufdauern und mögliche Anzahl der Abrufe der Lasterhöhungen der befragten Unternehmen mit Chlorelektrolyse. Abrufdauern oberhalb 168 Stunden bedeuten eine unbegrenzte Abrufdauer

Variable Kosten der Abrufe, Fixkosten und Bereitstellungskosten – Lasterhöhung

Die variablen Kosten der Lasterhöhungen sind mit weniger als 10 €/MWh eher klein, allerdings existieren teilweise erhebliche Bereitstellungskosten bis zu 2.304 €/MW/d. Diese ergeben sich, wenn für die Möglichkeit einer Lasterhöhung auf Produktion verzichtet wird, d. h. weniger produziert wird als möglich, um Raum für Lasterhöhungen zu haben. Die Fixkosten der Lasterhöhung sind identisch mit den einmaligen und laufenden Fixkosten der Lastreduktion und liegen entsprechend zwischen 50 und 769 €/MW bzw. 0 und 625 €/MW/a. Durchschnittlich betragen die einmaligen Fixkosten rd. 232 €/MW und die laufenden Fixkosten 104 €/MW/a.

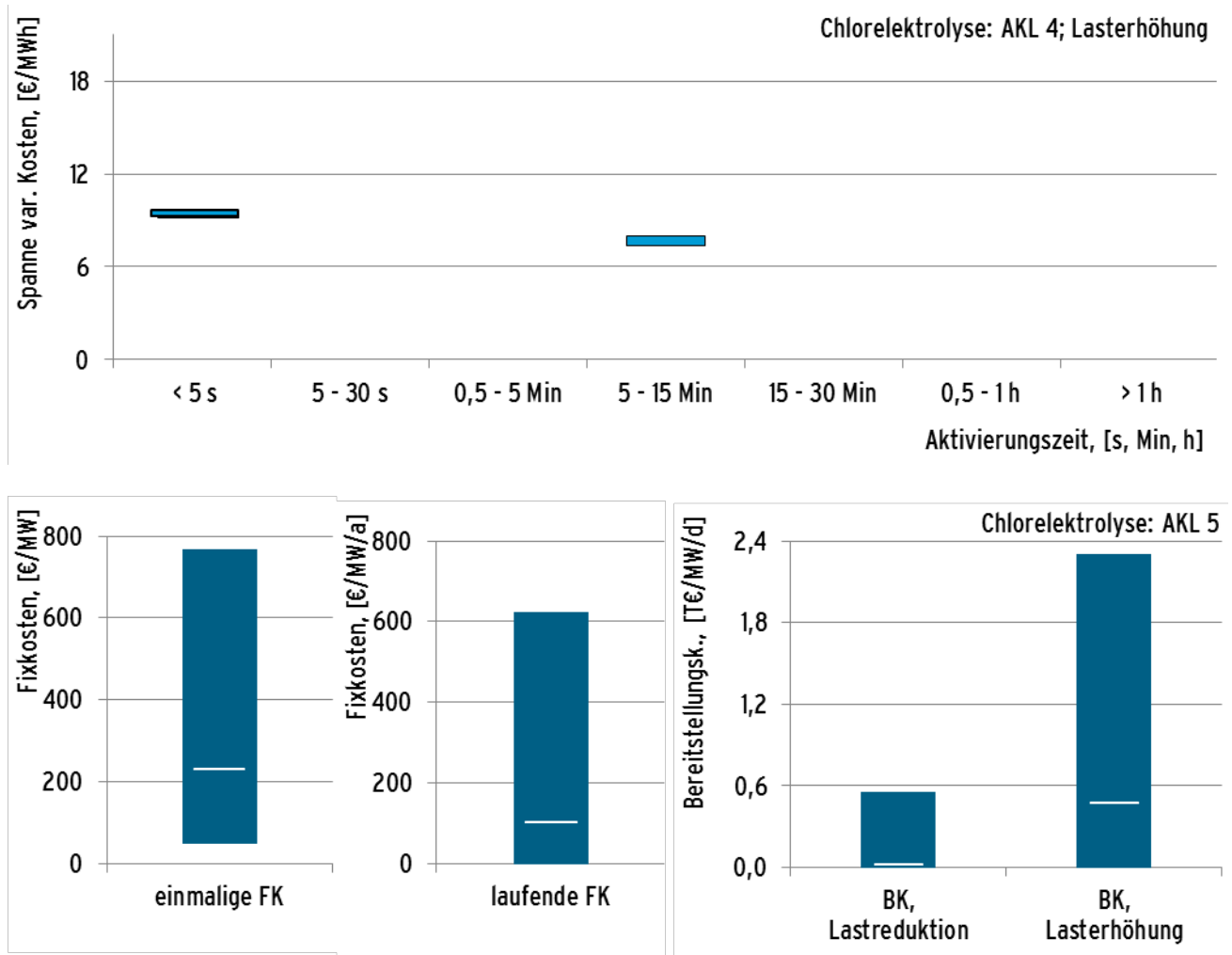


Abbildung 34 Anlagenkennlinien 4 und 5: Variable Kosten, Bereitstellungskosten und Fixkosten der befragten Unternehmen mit Chlorelektrolyse, eigene Darstellung

8.2.4 Darstellung des derzeitigen soziotechnischen Potenzials der Branche auf Basis exemplarischer Nutzungsformen

Das Ziel der zweiten Stufe der Auswertung ist es, einen Überblick über die derzeit nutzbaren Potenziale auf Basis exemplarischer Nutzungsformen zu erhalten. Dazu wurden die Abrufe identifiziert, welche im Rahmen der vordefinierten Nutzungsformen vermarktet werden können und hierfür jeweils die maximale Abrufleistung zur Verfügung stellen können. Um eine Aussage für das gesamte Potenzial der Branche in Deutschland zu ermitteln, wurden die Ergebnisse der Stichprobe über Produktionskapazitäten hochgerechnet. Das Ergebnis sind die hochgerechneten Summenkennlinien für die gesamte Branche in Deutschland nach den vorgegebenen Nutzungsformen. In Abbildung 35 ist das derzeitige soziotechnische Potenzial für Lastreduktionen und in Abbildung 36 für Lasterhöhungen dargestellt.

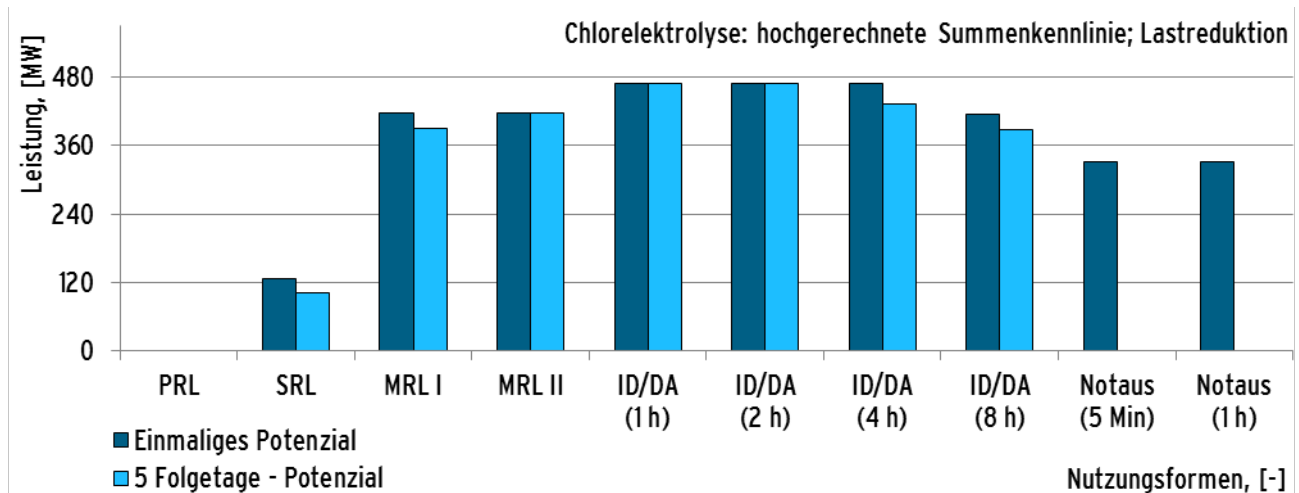


Abbildung 35 Hochgerechnete Summenkennlinie, Lastreduktionen der Chlorelektrolysen in Deutschland, eigene Darstellung

Die Lastmanagement-Potenziale (bestehend aus Lastverlagerung & Lastverzicht) der Chlorelektrolysen sind demnach sowohl am Regelleistungsmarkt als auch am Day-ahead- und Intraday-Markt vermarktbar. Insgesamt wurde hier ein Lastreduktionspotenzial zwischen ca. 100 und 500 MW und ein Lasterhöhungspotenzial von knapp 100 MW identifiziert.

Bei den Nutzungsformen am ID / DA fällt auf, dass dieses Potenzial mit der Abrufdauer fällt und bei 1 Stunden Abrufdauer sein Maximum mit 469 MW erreicht.

Bei den Lastreduktionen wurde in den exemplarischen Nutzungsformen des Regelleistungsmarktes mit 418 MW ein relativ hohes einmaliges Potenzial für die Vermarktung innerhalb der Nutzungsformen MRL I und MRL II identifiziert. In der SRL ist das Potenzial demgegenüber mit 127 MW wesentlich geringer, da die Aktivierungsgeschwindigkeit der größeren Abrufleistungen häufig gering ist und somit innerhalb der vorgegebenen Frist bis zur vollständigen Aktivierung nur vergleichsweise kleine Abrufleistungen aktiviert werden können. Kein Potenzial besteht in der PRL, da kein ausreichend schnell aktivierbarer Abruf angegeben wurde. Die mit 332 MW im Vergleich zur SRL sehr hohen Werte des Notaus überraschen. Sie sind jedoch mit dem Vorhandensein von Abrufen, die sehr schnell aktivierbar sind, die aber nach Aussage des Unternehmens außer für den Fall des Notaus nicht vermarktet werden sollen, zu erklären.

Die Leistung, die an fünf Tagen in Folge einmal täglich abgerufen werden könnte, ist sowohl bei den Lastreduktionen als auch bei den Lasterhöhungen nur unwesentlich geringer als das einmalige Potenzial. Das liegt zum einen daran, dass bei Abrufen mit Lastverschiebung die nachholende Produktion (bzw. das Wieder-Leerfahren gefüllter Speicher) in der Regel innerhalb eines Tages vollständig erfolgen kann und somit ein Großteil der Lastreduktionen bzw. Lasterhöhungen am Folgetag erneut stattfinden können. Zum anderen liegt es daran, dass die Abrufe, die Lastverzicht vorsehen (d. h. ohne nachholende Produktion), entweder in kurzer Folge hintereinander bzw. unbegrenzt lang vorgenommen werden können.

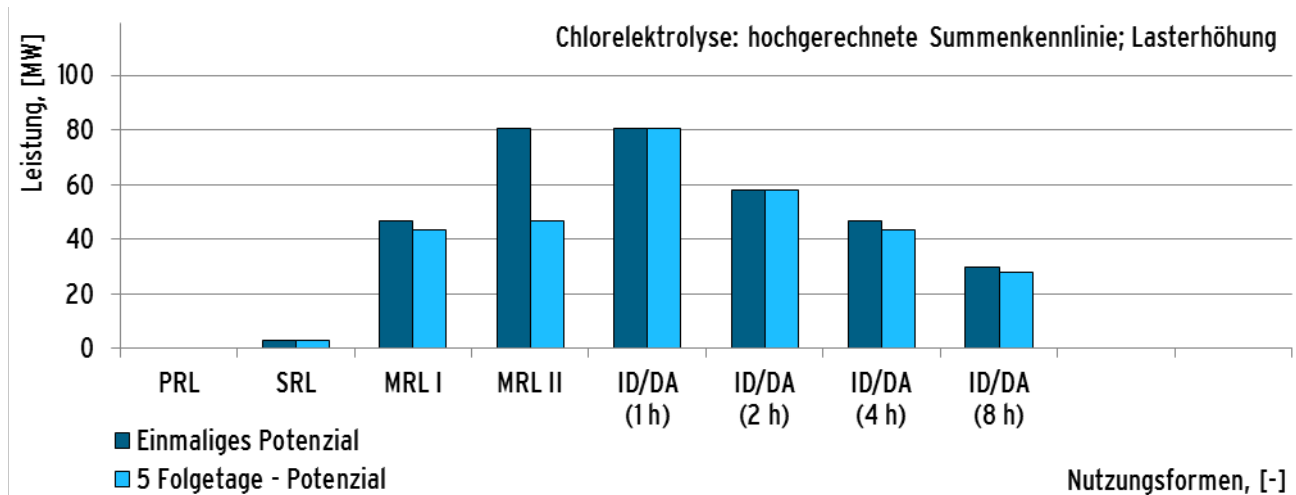


Abbildung 36 Hochgerechnete Summenkennlinie, Lasterhöhungen der Chlorelektrolysen in Deutschland

Bei den Lasterhöhungen fällt als auf, dass die Potenziale absolut gesehen in allen Nutzungsformen wesentlich kleiner sind als die Potenziale der Lastreduktionen. Das Maximum beträgt 81 MW in den Nutzungsformen MRL II und ID/DA (1h).

8.2.5 Technisches Potenzial für Lastreduktionen

Die befragten Unternehmen haben teilweise auch die Möglichkeit von Lastreduktionen mit Lastverzicht angegeben. Darunter waren sowohl Unternehmen, bei denen auf die Chlorelektrolyse nur ein Strang nachgelagerter Produktion folgte als auch Unternehmen, bei denen die Chlorelektrolyse einer Vielzahl von parallel arbeitenden Strängen von Produktionsprozessen vorgelagert war. Unternehmen mit nur einem nachgelagertem Produktionsstrang haben teilweise auch eine Vollabschaltung der Chlorelektrolyse für möglich erklärt. Unternehmen, bei denen der Chlorelektrolyse mehrere parallel arbeitende Produktionsstränge nachgelagert waren, haben grundsätzlich eine Vollabschaltung als technisch außerordentlich unerwünscht angegeben.

Das technische Potenzial wurde deswegen so ermittelt, dass bei Unternehmen mit nur einem nachgelagerten Strang eine Vollabschaltung des Elektrolyseurs als möglich angesehen wurde und folglich die durchschnittliche Entnahmeleistung bei Normalbetrieb als technisches Potenzial angesetzt wurde. Diese Anlagen stellen aber nur einen kleinen Teil der installierten Leistung. Bei Unternehmen mit mehreren nachgelagerten Produktionssträngen wurde der maximal mögliche angegebene Abruf (Lastverschiebung oder Lastverzicht) der Berechnung zu Grunde gelegt. Passend zu den angegebenen Teillastfähigkeiten von 50-80%, betragen die Abrufleistungen dieser Abrufe zwischen 20% und 50% der installierten Leistung. Die Betrachtung für die befragten Unternehmen wurde danach auf die Branche hochgerechnet. Es ergibt sich auf diese Art für die Chlorelektrolysen ein technisches Potenzial in Höhe von 530 MW. Dieses technische Potenzial ist erheblich kleiner als die installierte elektrische Leistung, die 1.370 MW beträgt.

8.2.6 Einordnung der Ergebnisse

Die Hochrechnung erfolgte bei den Chlorelektrolysen über die Produktionskapazitäten der Elektrolysen. Der Verband Eurochlor veröffentlicht diese im Internet [Eurochlor 2013]. Bei der Hochrechnung wurden nur die Anlagen in die Rechnung einbezogen, die nach dem Membranverfahren oder dem Diaphragmaverfahren arbeiten. Der Abdeckungsgrad der

befragten Unternehmen ist sehr hoch und deswegen wird der Fehler infolge der Hochrechnung als gering eingeschätzt.

Die Hochrechnung nach Produktionsmenge wurde zur Plausibilisierung ebenfalls durchgeführt, jedoch nicht verwendet. Die Hochrechnung nach dem Stromverbrauch war zwar möglich, dürfte aber sehr fehleranfällig sein, weil der Stromverbrauch des Sub-Wirtschaftszweiges „WZ 2013 Herstellung von sonstigen anorganischen Grundstoffen u. Chemikalien“ auch das Amalgamverfahren und sehr wahrscheinlich zahlreiche andere chemische Prozesse enthält. Die Ergebnisse dieser Hochrechnung wurden deswegen ebenfalls nicht berücksichtigt.

8.3 Elektrostahlwerke

Im Jahr 2011 wurden in 20 deutschen Elektrostahlwerken rund 14 Mio. t Stahl erzeugt [Stahl-Zentrum, Jahresbericht 2011, S. 2 und Tabelle Stahlerzeugung in Deutschland]. Die Stichprobe im Rahmen dieses Forschungsvorhabens repräsentiert einen Anteil von 20-25 % an der Jahresproduktionsmenge bzw. am Strombedarf der Branche. Die meisten der befragten Unternehmen arbeiten im Dreischichtbetrieb.

8.3.1 Beschreibung der Produktionsprozesse

Bei der Elektrostahlproduktion wird der Schmelzofen (Elektrolichtbogenofen) mit Stahlschrott gefüllt. Zwischen dem Stahl und einer oder mehreren Kohlenstoffelektroden wird ein Lichtbogen gezündet, der den Schmelzprozess in Gang setzt. Während des Schmelzvorgangs fällt der Stahlschrott zusammen, der Lichtbogen verändert sich und als Folge schwankt die Leistungsaufnahme des Schmelzprozesses stark. Der Schmelzvorgang dauert je nach Ofengröße und Beladung durchschnittlich etwa zwischen 45 und 75 Minuten. Im Anschluss erfolgt der Abstich in den Pfannenofen. In diesem Ofen werden der Stahlschmelze Legierungszusätze zugeführt. Die Pfanne wird unter einen kleineren Elektrolichtbogenofen gefahren, der Energie für die Auflösung der Legierungselemente bereitstellt und Wärmeverluste ausgleicht. Nach dem Pfannenofen folgt die Weiterverarbeitung im Strangguss (rd. 95 %) oder Blockguss (rd. 5 %). Die Schmelze mehrerer Pfannen wird in den sogenannten Verteiler, eine geschlossene Wanne, gefüllt, von der aus die (nachfolgende) Stranggussanlage kontinuierlich beschickt wird. Der Verteiler dient so als ein Puffer von geringer Kapazität (wenigen Minuten) für die nachgelagerten Prozesse, die ihrerseits weniger Potenzial für flexible Leistung besitzen. Während Stranggießanlagen i.d.R. mit konstanter Gießgeschwindigkeit arbeiten und daher bei zu niedrigem Stahlpegelstand im Verteiler entleert und ganz abgeschaltet werden müssen, kann die Leistung beim Blockguss durch eine geringere Anzahl der Güsse (Gießen von weniger Blöcken) in gewissem Rahmen angepasst werden.

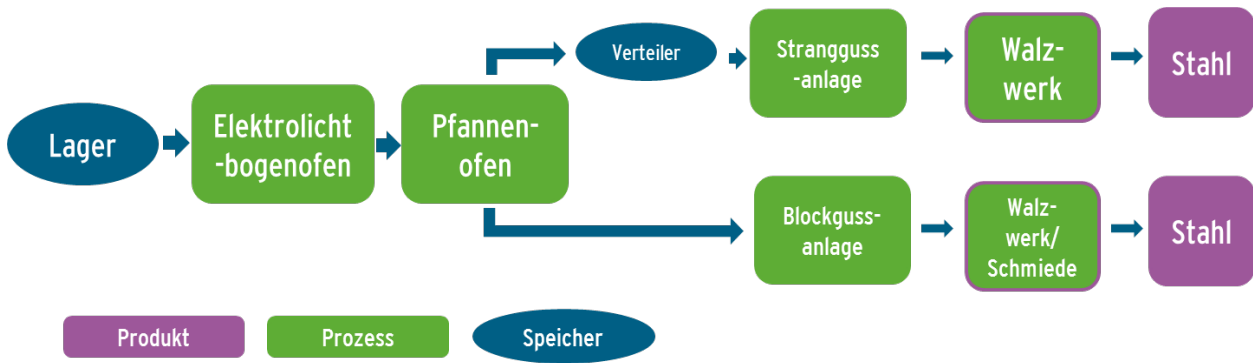


Abbildung 37 Schematische Darstellung der Stahlproduktion im Elektrostahlwerk, eigene Darstellung

Bei der Elektrostahlproduktion kann flexible Leistung vor allem durch die Lichtbogenöfen, den größten stromintensiven Produktionsprozess, bereitgestellt werden. Diese Öfen können kurzzeitig entweder in Teillast betrieben oder auch ganz abgeschaltet werden. Da der Schmelzprozess im Lichtbogenofen chargenweise erfolgt, kann auch das Wiederanfahren des Ofens nach dem Abstich verzögert oder ganz auf einen Schmelzzyklus verzichtet werden. Bei Stranggussanlagen erfordert der Verzicht auf einen Schmelzzyklus jedoch ein Abfahren und Wiederanfahren der Stranggussanlage, was je nach Anlage zwischen 5 und 6 Stunden dauern kann und mit entsprechenden Produktionseinbußen und Mehrkosten für den Anfahrprozess verbunden ist. Bei Blockguss kann die Auswirkung auf die nachgelagerten Produktionsprozesse weniger gravierend sein.

Häufig werden in einem Werk mehrere zehn bis mehrere hundert verschiedene Stahlsorten zeitnah nach Kundenbestellung produziert. Die Produktion erfolgt geplant mit hoher Auslastung und bietet mit der derzeit üblichen Produktionsplanung aufgrund kurz- und mittelfristig bestehender Lieferverpflichtungen nur wenig Spielraum für eine geringere Produktion²⁵. Eine Vorproduktion als Basis für flexible Produktionsverschiebungen scheidet häufig aufgrund der hohen Anzahl der Stahlsorten ebenfalls aus.

8.3.2 Bestimmende Faktoren für die Flex-Last-Potenziale

Die Flexibilitätspotenziale im Elektrostahlwerk bestehen entweder in (teilweisen) Lastreduktionen und Lasterhöhungen des Schmelzofens oder in der Abschaltung des Ofens inklusive der nachgelagerten Prozesse. Der wichtigste bestimmende Faktor des Flexibilitätspotenzials ist deswegen die Anlagenkonstellation.

Bei Elektrostahlwerken, die im Nachgang des Pfannenofens eine oder mehrere Stranggussanlage(n) und daran anschließend ein Walzwerk betreiben, sind die Flexibilitätspotenziale – mit Ausnahme von Vollabschaltungen (Abschaltungen des Schmelzofens inklusive der nachgelagerten Prozesse) – stark begrenzt, insbesondere durch die geringen Speicherkapazitäten vor dem Strangguss und die Vorgabe, dass die nachfolgende Produktion möglichst nicht beeinträchtigt werden sollte. Hintergrund ist, dass ein Abriss des

²⁵ Derzeit ist die verfügbare Produktionszeit aufgrund von Lieferverpflichtungen weitgehend verplant. Sollte die Nutzung von Lastmanagement durch steigende Strompreise wirtschaftlich attraktiver werden, dann kann dies in den zukünftigen Lieferverpflichtungen berücksichtigt werden, sodass ein größerer Spielraum für Lastmanagement verfügbar ist.

Stranggusses aufgrund fehlender Schmelze zu einem kompletten Stillstand der nachgelagerten Produktionsprozesse führen kann.

Während die Verlängerung des Ofenzyklus (Abschaltung oder das Nicht-Anfahren des Schmelzofens), also ein schnell aktivierbarer Abruf mit langer Abrufdauer, von einigen Unternehmen als (z. T. schon nutzbares) Flexibilitätpotenzial angegeben wird, schließen andere Unternehmen die Nutzung dieser Option aus. Hintergrund bei Stranggussanlagen ist der mit der langanhaltenden Abschaltung des Schmelzofens einhergehende Lastverzicht, der aufgrund der hohen Anlagenauslastung sowie der kurz- und mittelfristig bestehenden Lieferverpflichtungen für diese Unternehmen derzeit als problematisch eingeschätzt wurde. Bei der Bewertung dieser Option spielen neben der Auslastung des Werks auch wirtschaftliche Aspekte (insb. die damit verbundenen Kosten und die derzeit niedrigen Strompreisspitzen) eine entscheidende Rolle. Wird beim Abschluss zukünftiger Lieferverpflichtungen ein Puffer in der Anlagenauslastung eingeplant, so können auch in Stranggussanlagen die technischen Potenziale von Vollabschaltungen von Schmelzofen und Gussanlage genutzt werden.

Etwas anders sieht die Situation aus, wenn Blockguss erfolgt. Hier kann die Leistung beim Blockguss durch eine geringere Anzahl der Güsse (Gießen von weniger Blöcken) in gewissem Rahmen angepasst werden. Daneben existieren offenbar noch weitere Anlagenkonstellationen, die weitere Flexibilitätpotenziale bieten.

Eine weitere Herausforderung ist die Quantifizierung der tatsächlich erbrachten Abrufleistung, da der Verbrauch des Ofens während des Schmelzprozesses ständig um mehrere Megawatt nach oben und unten schwankt. Jede Abweichung vom gemeldeten Fahrplan wird hier als Flexibilität gewertet.

Die variablen Kosten sind bei den Kurzzeitabrufen des Schmelzofens nahe 0 €/MWh. Bei den Lastreduktionen, die die Stranggussanlage und das Walzwerk betreffen, werden diese bestimmt durch hohe An- und Abfahrverluste, die vor allem auch durch vorübergehende Qualitätseinbußen entstehen sowie durch Deckungsbeitragsverluste bei Lastverzicht.

Mit den heutigen Lieferverpflichtungen muss bei allen Unternehmen bei derartigen, langen Abrufen eine nachholende Produktion erfolgen. Ein Zukauf von Stahl als Handelsware wurde typischerweise als Möglichkeit ausgeschlossen, weil die Stähle zu speziell sind und teilweise auch, weil Lieferbeziehungen durch Managementsysteme so abgesichert sind, dass Lieferungen Dritter ausgeschlossen sind.

8.3.3 Darstellung des derzeitigen soziotechnischen Potenzials mittels Anlagenkennlinien

Verteilung der Abrufleistungen - Lastreduktion

Abbildung 38 zeigt die Verteilung der Abrufleistung aller angegebenen und auswertbaren Abrufe der Elektrostahlwerke, unterteilt nach ihrer Aktivierungszeit. Ungünstigerweise war bei den Elektrostahlwerken der Anteil nicht auswertbarer angegebener Abrufe relativ hoch. Die Summe der installierten Leistungen der befragten Unternehmen beträgt 395 MW. Die Anteile der Abrufleistungen an den jeweiligen installierten elektrischen Leistungen betragen durchschnittlich 59 %, minimal 20 % und maximal 92 %. Charakteristisch ist die große Lücke zwischen den sehr schnellen Lastreduktionen und den Lastreduktionen mit einer Aktivierungszeit von mehr als einer Stunde.

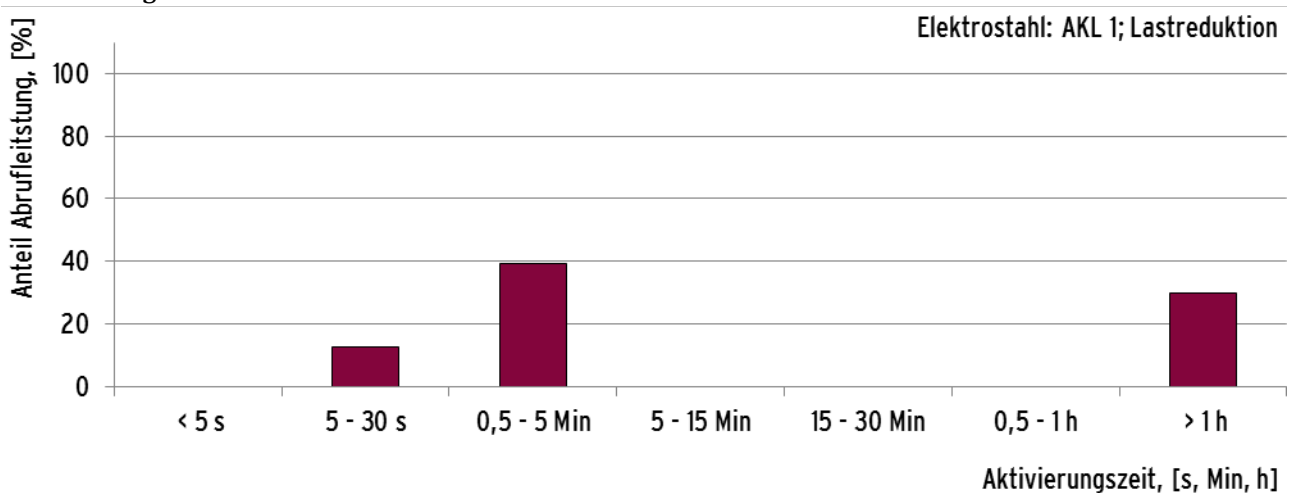


Abbildung 38 Anlagenkennlinie 1: Verteilung der Abschaltleistungen aller angegebenen Abrufe der befragten Elektrostahlwerke

Abrufdauer - Lastreduktion

Hinter den sehr schnellen Abrufen verbergen sich vor allem kurzzeitige (Teil-)Lastreduktionen des Lichtbogenofens mit Abrufdauern von wenigen Minuten (vgl. Abbildung 39). Diese Abrufe wurden von allen befragten Unternehmen als mögliche Option genannt. Technisch kann der Lichtbogenofen ohne Auswirkungen auf den Produktionsprozess kurzzeitig abgeschaltet werden und somit Flexibilität ohne variable Kosten bereitgestellt werden kann.

Bei den langsameren Abrufen handelt es sich um Lastreduktionen des Elektrolichtbogenofens mit Auswirkungen auf die nachgelagerten Produktionsprozesse.

Mögliche Anzahl der Abrufe – Lastreduktion

Die minimal mögliche Anzahl der Abrufe mit jeweils maximaler Abrufdauer und maximaler Abrufleistung über der Aktivierungszeit schwankt zwischen einmal pro Schmelzprozess und einmal pro Schicht. Längere Lastreduktionen über einige Stunden sind zwar ebenfalls machbar, aber aufgrund der geschilderten Auswirkungen auf die nachfolgenden Prozesse nur selten möglich.

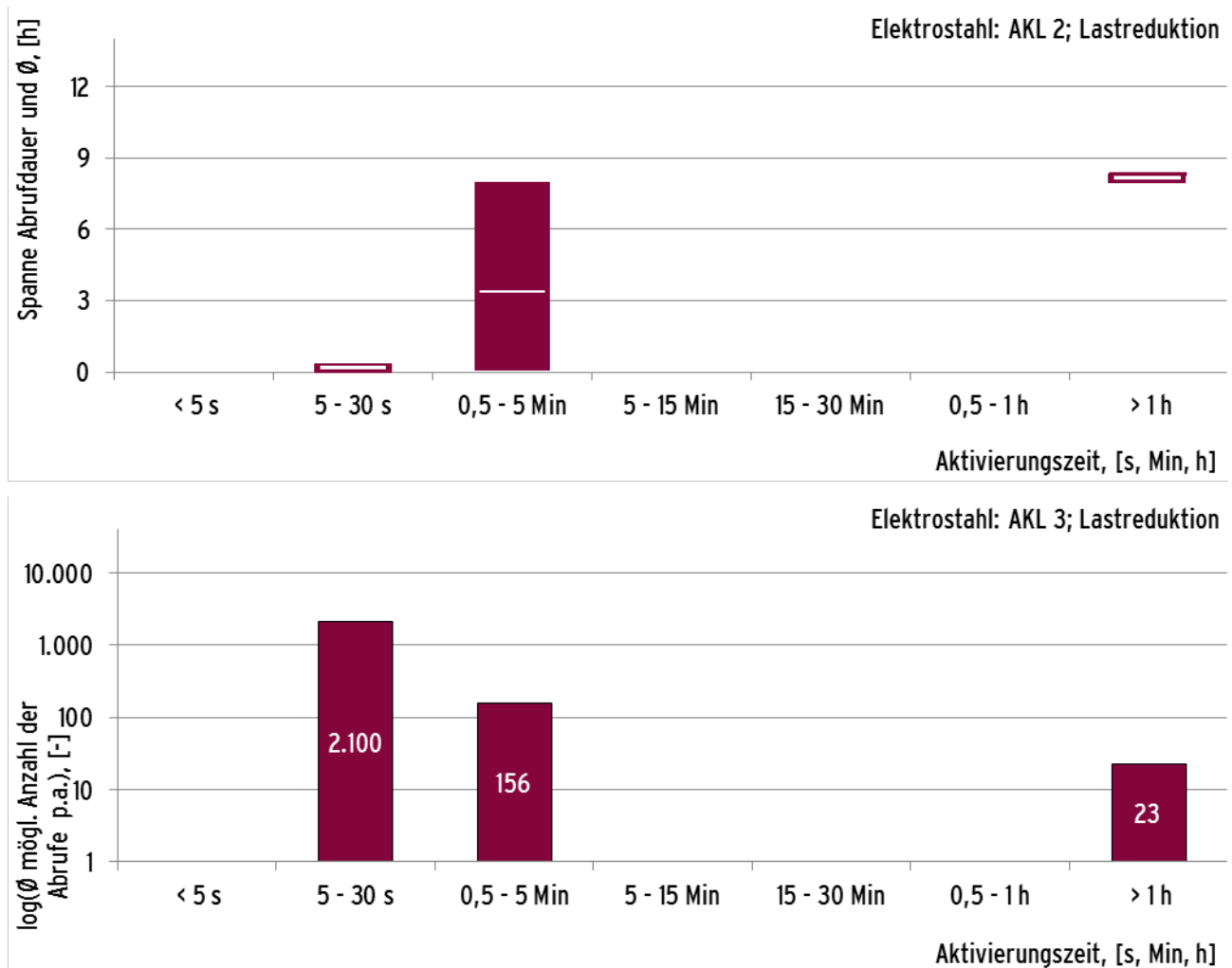


Abbildung 39 Anlagenkennlinien 2 und 3: Abrufdauern und mögliche Anzahl der angegebenen Abrufe der befragten Elektrostahlwerke

Variable Kosten der Abrufe – Lastreduktion

Die schnellen Lastreduktionen über mehrere Stunden sind, im Unterschied zu den Lastreduktionen über wenige Minuten, mit erheblichen variablen Kosten verbunden. Dies sind z. B. Kosten für Aufwandsverluste und ggf. auch erhöhte Personalkosten bei der nachholenden Produktion (vgl. Abbildung 40).

Bei den langsamen Lastreduktionen handelt es sich in allen Fällen um Vollabschaltungen der Produktionsanlagen, die mit längeren Abschalt Dauern von mehreren Stunden und hohen variablen Kosten verbunden sind (vgl. Abbildung 41). Diese Abrufe sind von den Unternehmen i.d.R. derzeit nicht gewünscht, da sie mit sehr hohem (technischem, organisatorischem und personellem) Aufwand verbunden sind. Für die variablen Kosten wurde bei diesen Abrufen mit Aktivierungszeit größer 1 Stunde nur ein Minimalwert angegeben (vgl. schwarzer Strich in Abbildung 40). Der Maximalwert ist nach Angabe der Unternehmen wesentlich höher, er wurde in keinem Fall konkret beziffert.

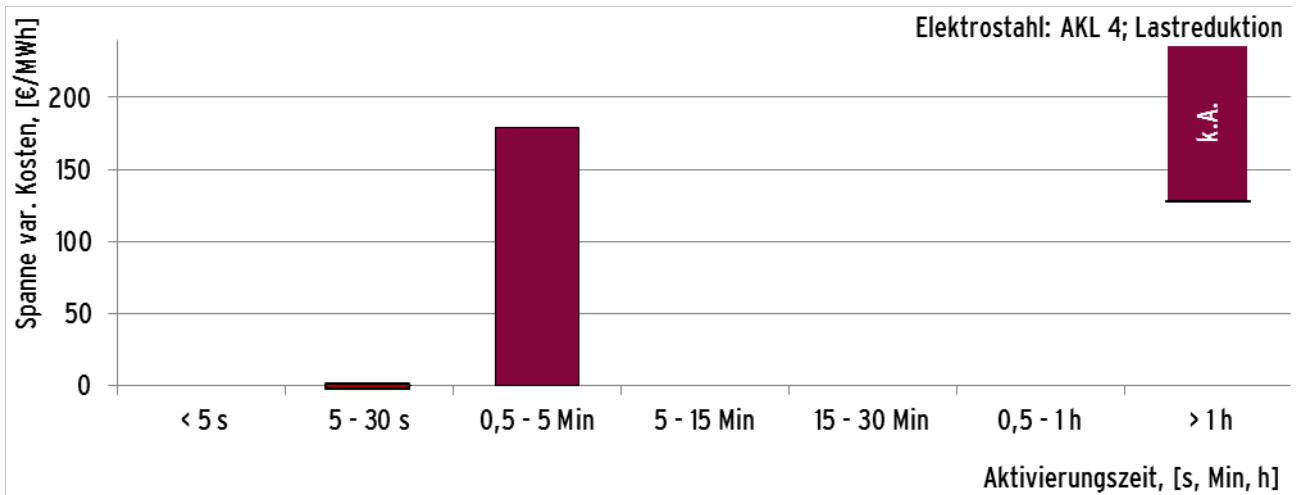


Abbildung 40 Anlagenkennlinie 4: Variable Kosten der befragten Unternehmen mit Elektro Stahlwerken

Fixkosten und Bereitstellungskosten - Lastreduktion

Die einmaligen Fixkosten liegen Unternehmensangaben zufolge zwischen 167 und 1.071 €/MW, laufende Fixkosten (z. B. fixe Betriebskosten für erhöhten Lagerbestand oder höheren Personalbedarf) bewegen sich zwischen 0 und 5.500 €/MW/a. Die durchschnittlichen einmaligen Fixkosten belaufen sich auf rd. 619 €/MW und die durchschnittlichen laufenden Fixkosten liegen bei rd. 2750 €/MW/a (vgl. Abbildung 41). Die befragten Elektro Stahlwerke haben keine Bereitstellungskosten angegeben.

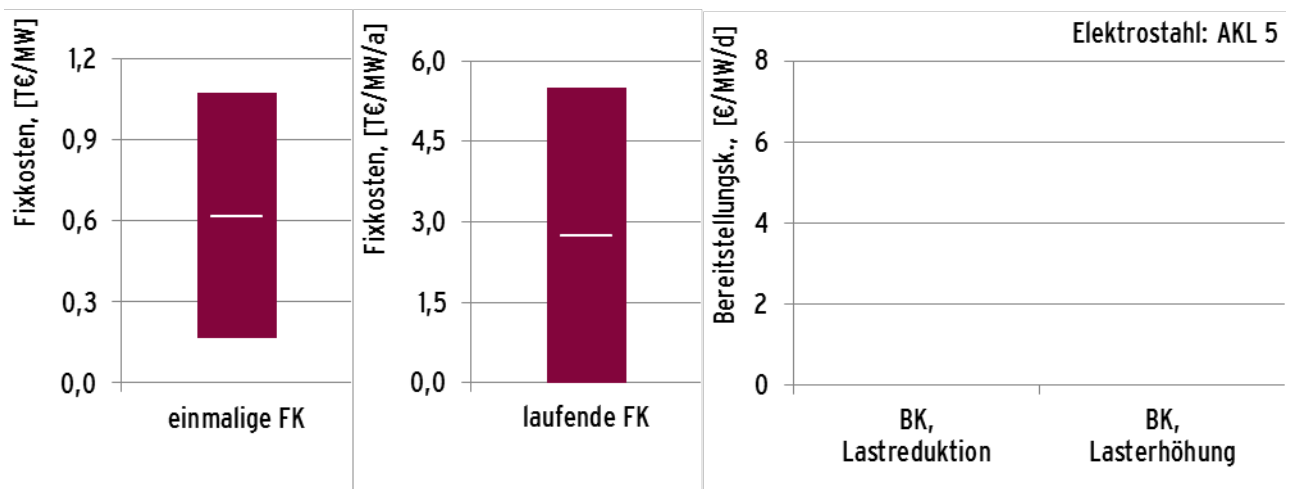


Abbildung 41 Anlagenkennlinien 5: Bereitstellungskosten und Fixkosten aller angegebenen Abrufe der befragten Elektro Stahlwerke

Verteilung der Abrufleistungen und Abrufdauer – Lasterhöhung

In wenigen Fällen haben Unternehmen auch die Möglichkeit einer (geringfügigen) Leistungserhöhung des Schmelzofens mit entsprechender Beschleunigung des Schmelzprozesses angegeben (vgl. Abbildung 42). Dieses Zuschaltpotenzial ist sehr schnell und prinzipiell über den gesamten Schmelzprozess verfügbar. Die maximal mögliche Abrufdauer dieser Lasterhöhungen liegt daher auch in der Größenordnung eines Schmelzvorgangs (vgl. Abbildung 43).

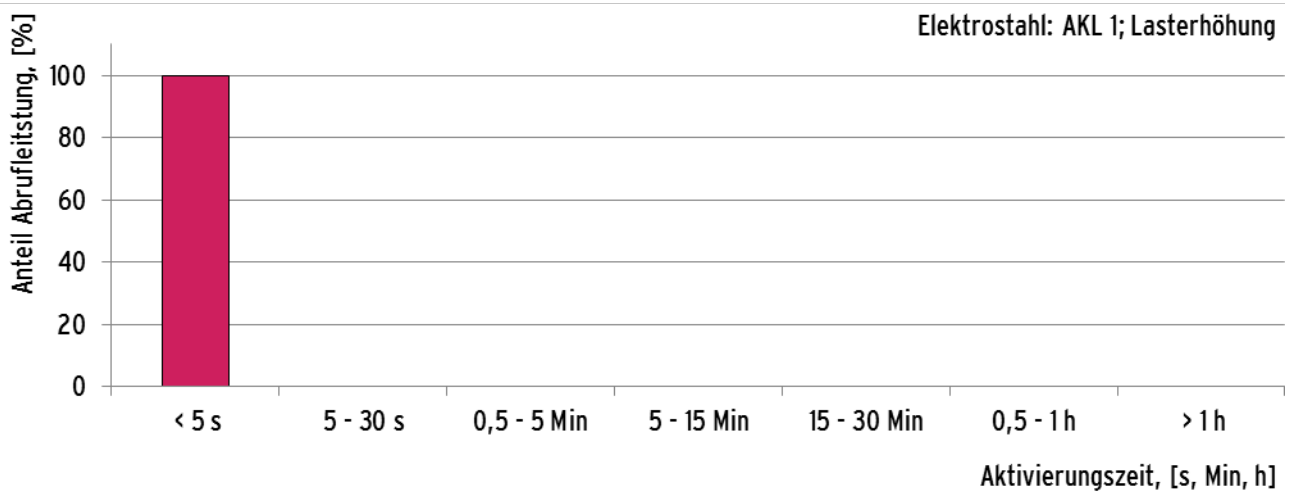


Abbildung 42 Anlagenkennlinie 1: Verteilung der Zuschaltleistungen aller angegebenen Abrufe der befragten Elektro Stahlwerke

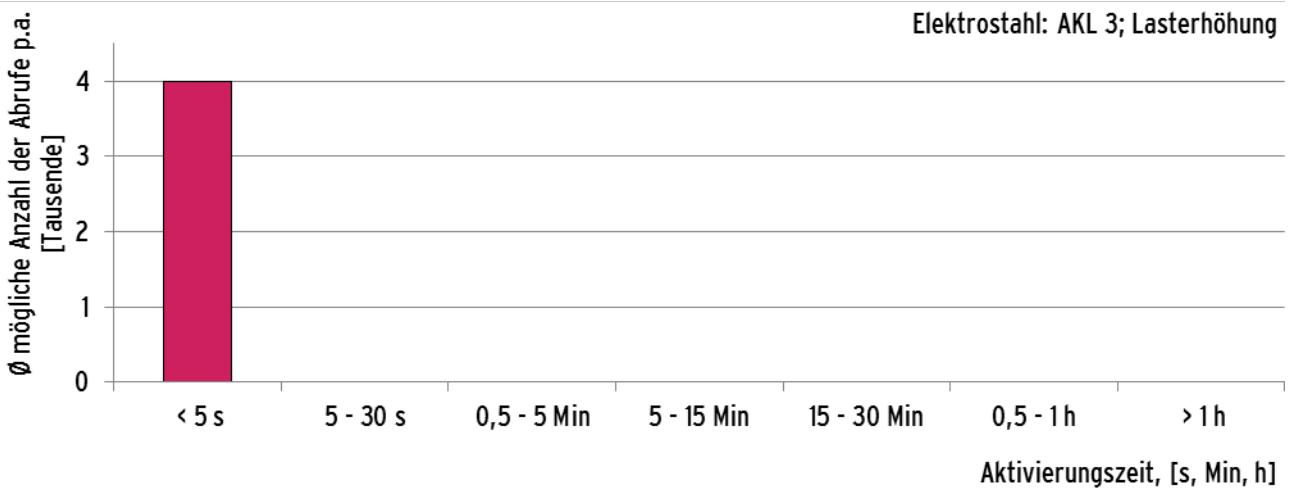
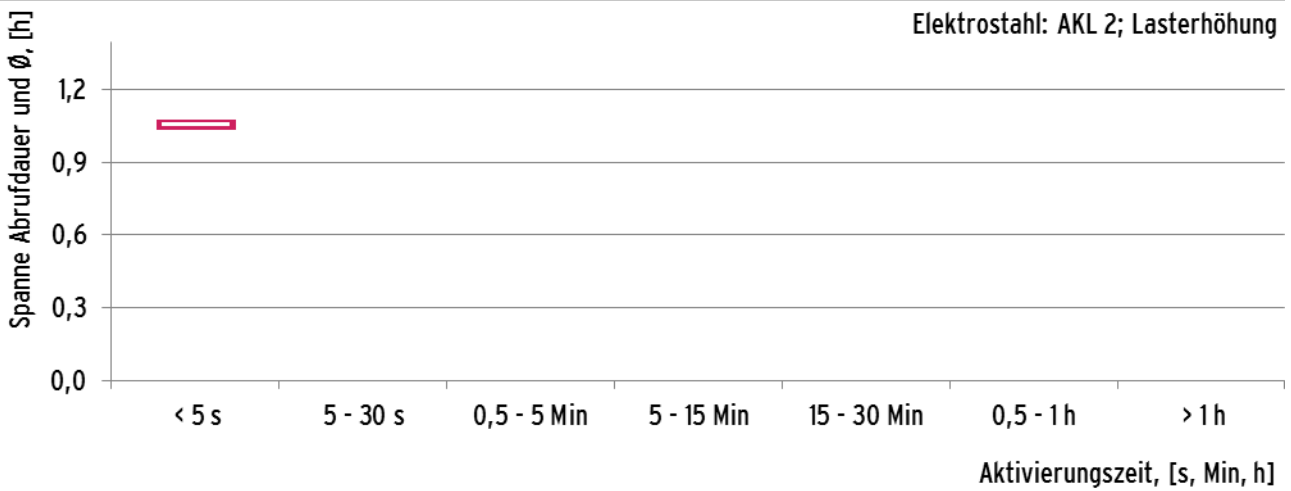


Abbildung 43 Anlagenkennlinien 2 und 3: Abrufdauern und mögliche Anzahl der angegebenen Abrufe der Elektro Stahlwerke

Mögliche Anzahl der Abrufe – Lasterhöhung

Die minimal mögliche Anzahl der Abrufe mit jeweils maximaler Abrufdauer und maximaler Abrufleistung über der Aktivierungszeit wird bestimmt durch die Anzahl der durchgeführten Schmelzprozesse (vgl. Abbildung 44) und liegt bei mehreren Tausend Abrufen pro Jahr.

Variable Kosten der Abrufe, Fixkosten und Bereitstellungskosten – Lasterhöhung

Diese Abrufe haben lt. Unternehmensangaben keine variablen Kosten, Bereitstellungskosten wurden von den Unternehmen auch keine angegeben. Die Fixkosten der Lasterhöhung sind identisch mit den einmaligen und laufenden Fixkosten der Lastreduktion und bewegen sich entsprechend zwischen 167 und 1.071 €/MW bzw. 0 und 5.500 €/MW/a. Die durchschnittlichen einmaligen Fixkosten betragen gleichermaßen 619 €/MW und die durchschnittlichen laufenden Fixkosten 2.750 €/MW/a.

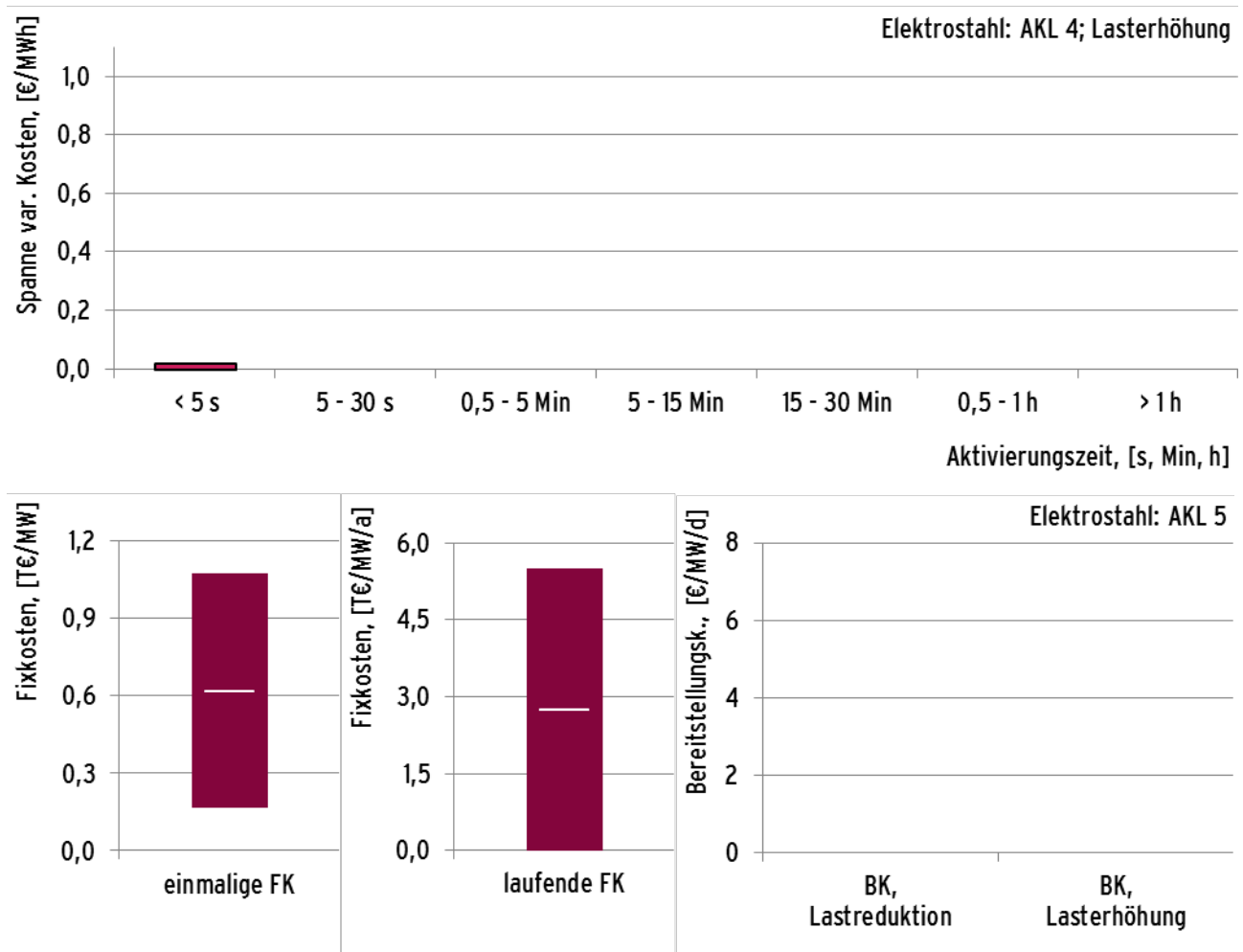


Abbildung 44 Anlagenkennlinien 4 und 5: Variable Kosten, Bereitstellungskosten und Investitionskosten aller angegebenen Abrufe der befragten Elektrostaahlwerke

8.3.4 Darstellung des derzeitigen soziotechnischen Potenzials der Branche auf Basis exemplarischer Nutzungsformen

Das Ziel der zweiten Stufe der Auswertung ist es, einen Überblick über die derzeit nutzbaren Potenziale auf Basis exemplarischer Nutzungsformen zu erhalten. Dazu wurden die Abrufe identifiziert, welche im Rahmen der vordefinierten Nutzungsformen vermarktet werden können und hierfür jeweils die maximale Abrufleistung zur Verfügung stellen können. Um eine Aussage für das gesamte Potenzial der Branche in Deutschland zu ermitteln, wurden die

Ergebnisse der Stichprobe über den Stromverbrauch und die Produktionsmenge hochgerechnet. Das Ergebnis sind die hochgerechneten Summenkennlinien für die gesamte Branche in Deutschland nach den vorgegebenen Nutzungsformen. In Abbildung 45 ist das derzeitige soziotechnische Potenzial für Lastreduktionen und in Abbildung 46 für Lasterhöhungen dargestellt.

Die Lastmanagement-Potenziale in den Elektrostahlwerken sind demnach sowohl am Regelleistungsmarkt als auch am Day-ahead- und Intraday-Markt vermarktbar.

Die in der Anlagenkennlinie angegebenen Abrufe mit Aktivierungszeiten kleiner 5 Minuten sind mit ihren sehr kurzen Abrufdauern überwiegend nicht in den definierten Nutzungsformen vermarktbar. Eine Ausnahme bildet hier das Notaus für 5 Minuten, wo zumindest ein Teil der Abrufe vermarktbar ist (vgl. hochgerechnete Summenkennlinie in Abbildung 45).

Die zum Teil bereits jetzt in der Minutenreserve genutzten Lastreduktionen sind mit einer Abrufdauer von maximal 4 Stunden auch für den Einsatz am ID/DA geeignet. Derartige Abrufe bilden den „Sockel“ in Höhe von 344 MW in den Nutzungsformen MRL und ID/DA. Da die maximale Abrufdauer und die Dauer für die nachholende Produktion bei diesen Abrufen in Summe unter 24 Stunden betragen, gleicht das 5-Folgetage-Potenzial dem einmaligen Potenzial (vgl. Abbildung 45).

Interessant ist das mit 589 MW hohe einmalige Potenzial in der Nutzungsform ID / DA (8h). Hinter diesem Potenzial verbirgt sich die Vollabschaltung eines Elektrostahlwerks inklusive Walzwerk. Aufgrund der langen Aktivierungszeit ist diese nur als lang andauernde Lastreduktion vermarktbar. Sie ist nach Angaben des Unternehmens derzeit nur mit langem Mindestabstand zwischen zwei Lastreduktionen erwünscht und taucht deswegen beim 5-Folgetage-Potenzial nicht auf. Zu bemerken ist weiterhin, dass dieses Potenzial sehr hohe variable Kosten hat, auch wenn hierfür leider keine konkreten Angaben gemacht werden können (vgl. oben).

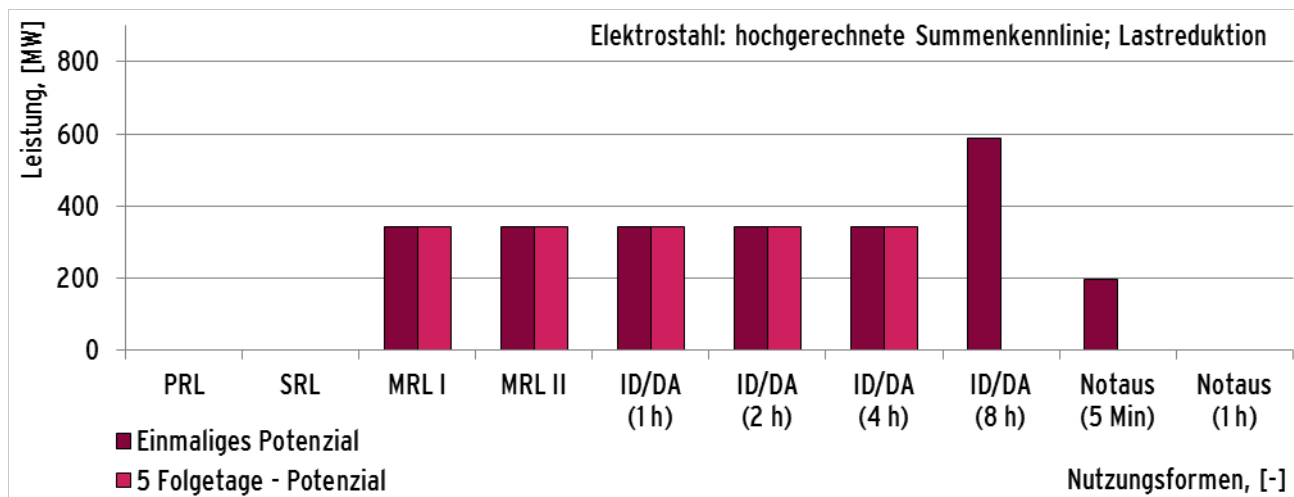


Abbildung 45 Hochgerechnete Summenkennlinie nach Nutzungsformen (Lastreduktionen) für die Elektrostahlherstellung

Die Zuschaltleistung ist am ID- und DA-Markt als Stundenprodukt vermarktbar (vgl. Abbildung 46). Das 5-Folgetage-Potenzial gleicht dem einmaligen Potenzial.

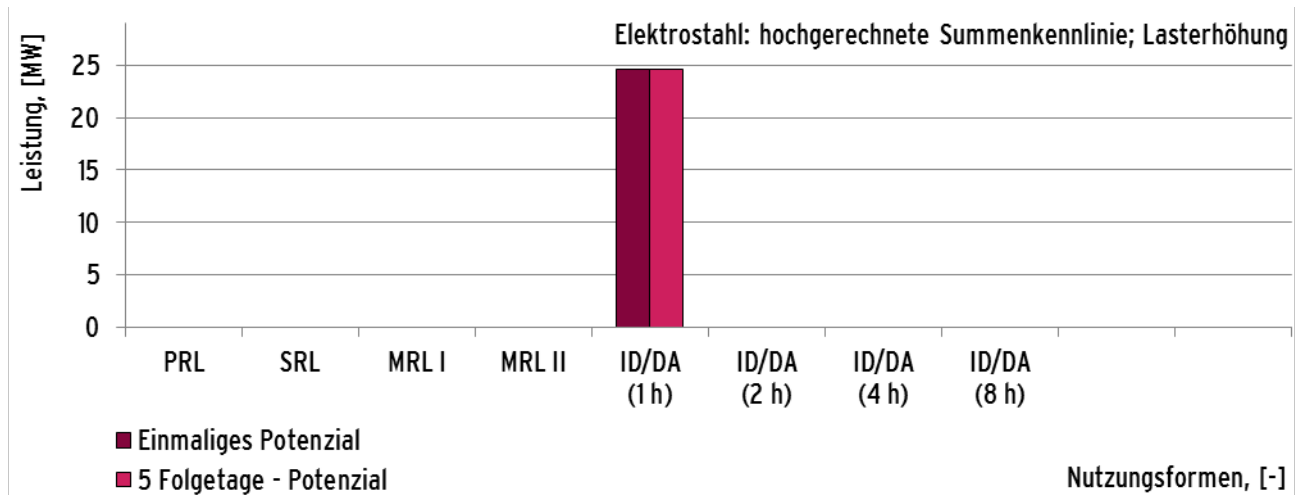


Abbildung 46 Hochgerechnete Summenkennlinie der Elektrostahlherstellung, Lasterhöhungen

8.3.5 Technisches Potenzial für Lastreduktionen

In der Befragung hatten Unternehmen auch die Möglichkeit einer gezielten Vollabschaltung (wie dies für regelmäßige Wartung ohnehin mehrfach im Monat und Reparaturen durchgeführt wird) angegeben. Derzeit wird jedoch eine Vollabschaltung eines Elektrostahlwerkes nur von einem Unternehmen als sinnvoll eingeschätzt. Ein weiteres Unternehmen lehnte eine Vollabschaltung als derzeit nicht sinnvoll ab, nannte aber trotzdem die Parameter einer derartigen Lastreduktion. Aus diesen Angaben wird deutlich, dass eine vollständige Abschaltung des Elektrostahlwerkes inklusive der nachgelagerten Prozesse technisch machbar ist. Daher wurde das technische Potenzial abgeleitet von den Vollabschaltungen (Abschaltungen des Schmelzofens inklusive der nachgelagerten Prozesse) entsprechend der elektrischen Leistungsaufnahme der Elektrostahlwerke im Normalbetrieb. Das technische Potenzial beträgt ca. 1.450 MW für die gesamte Branche.

8.3.6 Einordnung der Ergebnisse

Die Hochrechnung in der Branche Elektrostahl erfolgte über den Stromverbrauch und die Produktionsmenge. Beide Hochrechnungen resultierten in ungefähr gleichen Hochrechnungsfaktoren. Etwas problematisch bei der Hochrechnung der Summenkennlinien für die soziotechnischen Potenziale ist jedoch, dass sehr wenige Abrufe die Summenkennlinie prägen und diese Abrufe teilweise auf Sondersituationen in der Anlagenkonstellation zurückzuführen sind. Im Ergebnis besteht bei den soziotechnischen Potenzialen im Bereich Elektrostahl eine hohe Unsicherheit, dass die befragten Unternehmen die Realität der übrigen Unternehmen widerspiegeln.

8.4 Zementherstellung und Behälterglasindustrie

Aufgrund der geringen Anzahl an befragten Unternehmen im Bereich Zementherstellung und Behälterglasindustrie wurde die Auswertung dieser Branchen aus Gründen des Datenschutzes zusammengefasst. Diese bedeutet, dass die angegebenen Abrufe der befragten Unternehmen in den Anlagenkennlinien gemeinsam dargestellt werden. Bei der Ermittlung der hochgerechneten Summenkennlinien werden in einem ersten Schritt die Summenkennlinien der beiden Branchen jeweils einzeln ermittelt und getrennt hochgerechnet und danach die

Summe gebildet. Aufgrund dieser Summenbildung und der großen Unterschiede in den branchenspezifischen Herstellungsprozessen ist die branchenbezogene Aussagekraft begrenzt.

In Deutschland wurden im Jahr 2011 unter Einsatz von rd. 3,7 TWh Strom über 33 Mio. t Zement [VDZ 2013] produziert. Die befragten Unternehmen besitzen rund ein Drittel der deutschen Produktionsstandorte und haben einen Anteil von knapp 40 % am Stromeinsatz und gut 40 % an der Produktionsmenge der Branche.

In Deutschland wurden im Jahr 2013 knapp 4 Mio. t Behälterglas produziert. Dies entspricht 17 Mrd. Glasbehältern. Je nach Farbe des Glases beträgt der Anteil der „Altscherben“ an den produzierten Behältern zwischen 60 und 90 % [Bundesverband Glasindustrie 2015].

8.4.1 Beschreibung der Produktionsprozesse

Zementherstellung

Die Zementherstellung besteht aus mehreren stromintensiven Arbeitsschritten: Nach der Gewinnung im Steinbruch wird Schotter mit Hilfe von elektrisch betriebenen Brechern erzeugt und danach mit Förderbändern in die Rohgesteinsmühlen transportiert, getrocknet und zu Rohgesteinsmehl gemahlen. Der anschließende Brennprozess ist energie-, aber auch stromintensiv, bedingt durch den Einsatz zahlreicher Gebläse und Pumpen, ebenso wie das nachfolgende Mahlen des Klinkers zu Zement in der Klinkermühle.

Sowohl die Rohgesteinsmühlen als auch die nachfolgenden Klinkermühlen sind stromintensive Produktionsprozesse, die prinzipiell regelbar sind (Einschränkungen vgl. Kapitel 8.4.2). In der Regel existieren auch Lagerkapazitäten, die eine Nutzung der flexiblen Leistungen erlauben. Neben diesen beiden Mahlprozessen gibt es weitere prinzipiell regelbare Prozesse (z. B. Kohlemühlen, Trocknungsanlagen für Hüttensand etc.), die aber wegen ihrer vergleichsweise geringen Leistungsaufnahme in Interview und Auswertung nicht näher betrachtet werden.

Behälterglasindustrie

Bei der Behälterglasproduktion im ersten Schritt soweit es sich nicht um wannenfertige Scherben handelt, Scherben aufbereitet. Danach werden die aufbereiteten bzw. wannenfertigen Scherben und weitere Rohstoffe in einer Schmelzwanne geschmolzen (kontinuierlicher Prozess). Der größte Teil der Schmelzwärme wird dabei über Brennstoffe (Erdgas oder Öl) zugeführt. Viele brennstoffbeheizte Schmelzwannen besitzen daneben elektrische Zusatz-Heizungen. Nach dem Schmelzen wird das flüssige Glas in mehreren Schritten in die gewünschte Form gebracht und dann abgekühlt.

Neben der Druckluftherzeugung und der Scherbenaufbereitung gehören die Schmelzwannen mit den elektrischen Zusatzheizungen zu den stromintensiven Produktionsprozessen der Behälterglasindustrie.

8.4.2 Bestimmende Faktoren für die Flex-Last-Potenziale

In der Zementindustrie wird an vielen Standorten der Großteil der stromintensiven Prozesse (z. B. Mahlen des Zementklinkers) nur in Zeiten mit niedrigen Strompreisen (bisher NT) betrieben. Daher ist ein Großteil der zusätzlichen Lastreduktionspotenziale nicht in Zeiten mit hohen Strompreisen (bisher HT) verfügbar. Andererseits bedeutet dies, dass die Abschaltung stromintensiver Prozesse bereits derzeit an vielen Standorten genutzt wird. Diese Abschaltungen sind aber nicht unbedingt als Lastverzicht zu werten. Zum Teil bestehen einfach ausreichend Kapazitäten, um nur in den NT-Zeiten zu produzieren und trotzdem den Lieferverpflichtungen nachzukommen.

Die in der Zementherstellung identifizierten Flexibilitätspotenziale hängen zum einen wesentlich von den vorhandenen Speicherkapazitäten (Größe der Silos), zum anderen ggf. auch von der jeweiligen Anlagenkonstellation bzw. von einer subjektiv sehr unterschiedlichen Bewertung der technischen und wirtschaftlichen Auswirkungen einer Lastreduktion auf den Produktionsprozess ab. Aus den Befragungen ergibt sich ein sehr heterogenes Bild zur Regelbarkeit der Lasten. An einigen Standorten wird z. B. die Regelbarkeit der Rohgesteinsmühlen aufgrund des engen technischen Verbunds mit dem Zementofen als stark eingeschränkt bewertet, denn die heißen Abgase aus dem Zementofen werden zur Trocknung des Rohmaterials genutzt. Bei einer Lastreduktion der Mühlen müssten zum einen die Abgase des Zementofens mit Wasser abgekühlt werden, was höhere Kosten, eine geringe Energieeffizienz und evtl. negative Auswirkungen auf die Abgasreinigung zur Folge hätte. An diesen Standorten werden eher die Klinkermühlen als gut steuerbar angesehen. Andere Standorte wiederum geben die Rohgesteinsmühlen als gut regelbare Lasten an, bewerten aber die Regelbarkeit der Klinkermühlen als eher eingeschränkt vor dem Hintergrund, dass An- und Abfahrprozesse zu erheblichen Qualitätsschwankungen führen können.

Auch bei der Behälterglasproduktion ist die Produktqualität ein bestimmender Faktor für die Dauer und Häufigkeit der Abrufe bei der Nutzung der Flexibilitätspotenziale der elektrischen Zusatzheizungen der Schmelzwannen. Hier ist jedoch den befragten Unternehmen derzeit nicht bekannt, ab welcher Häufigkeit und/oder Abrufdauer Qualitätseinbußen entstehen, die nicht toleriert werden können. Die Größe des Scherbenlagers ist ein weiterer bestimmender Faktor des Flexibilitätspotenzials der Scherbenaufbereitung.

Abrufe ohne nachholende Produktion (Lastverzicht) sind in der Behälterglasindustrie zwar teilweise als prinzipiell denkbar genannt worden. In der Praxis besteht derzeit aber häufig keine Möglichkeit das jeweilige Endprodukt oder Zwischenprodukt in der nötigen Qualität aufzukaufen²⁶. Wird beim Abschluss zukünftiger Lieferverpflichtungen ein Puffer in der Anlagenauslastung eingeplant, so können auch die technischen Potenziale von Abrufen ohne nachholende Produktion (Lastverzicht) genutzt werden.

8.4.3 Darstellung des derzeitigen soziotechnischen Potenzials mittels Anlagenkennlinien

Verteilung der Abrufleistungen - Lastreduktion

Abbildung 47 zeigt die Verteilung der Abrufleistungen nach der Aktivierungszeit für die Branchen Zementherstellung und Behälterglasindustrie. Die allermeisten Abrufe haben eine Aktivierungszeit von 5-15 Minuten. Hierunter fallen z. B. auch Anlagen, die produktions- oder technisch-bedingt nur schrittweise abgeschaltet werden können. Nur einige wenige Abrufe haben eine kürzere Aktivierungszeit.

²⁶ Zum Beispiel ist der Zukauf von wannenfertigen Scherben in den jeweils gewünschten Farben schwierig bis unmöglich.

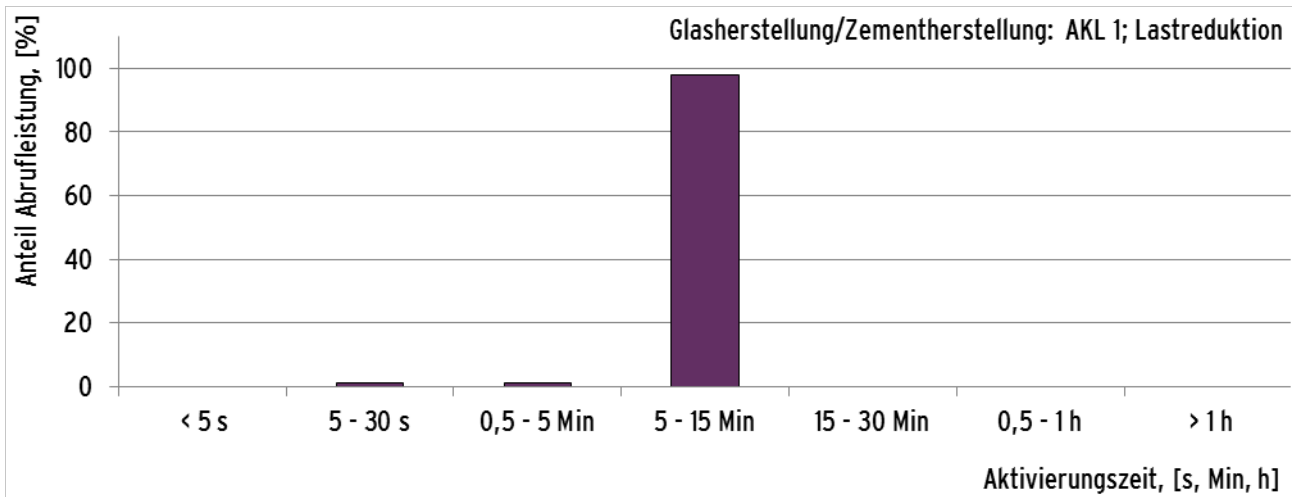


Abbildung 47 Anlagenkennlinie 1: Verteilung der Abschaltleistungen aller angegebenen möglichen Abrufe der befragten Unternehmen der Zementherstellung und Behälterglasindustrie

Abrufdauer - Lastreduktion

Die mögliche Abrufdauer dieser Abrufe variiert sehr stark und reicht von wenigen Minuten bei den sehr schnell verfügbaren Abrufen über maximal 6 Stunden im Cluster 0,5-5 Minuten bis zu mehreren Tagen bei Aktivierungszeiten von 5-15 Minuten (vgl. Abbildung 48). Die meisten der Abrufe sind über mehrere Stunden verfügbar, die durchschnittliche Abrufdauer dieser Gruppe liegt bei rund 2 Produktionsschichten.

Mögliche Anzahl der Abrufe – Lastreduktion

Aufgrund dieser sehr langen Abrufdauern ist die minimal mögliche Anzahl der Abrufe mit maximaler Abrufleistung und maximaler Abrufdauer über der Aktivierungszeit über das Jahr begrenzt, (vgl. Abbildung 48). Die Zementherstellung ist stark konjunktur- und witterungsabhängig, produziert wird hier in der Regel von März bis Mitte November und vorwiegend in Phasen mit niedrigen Strompreisen. Dies schränkt die mögliche Anzahl der Abrufe der Branche weiter ein.

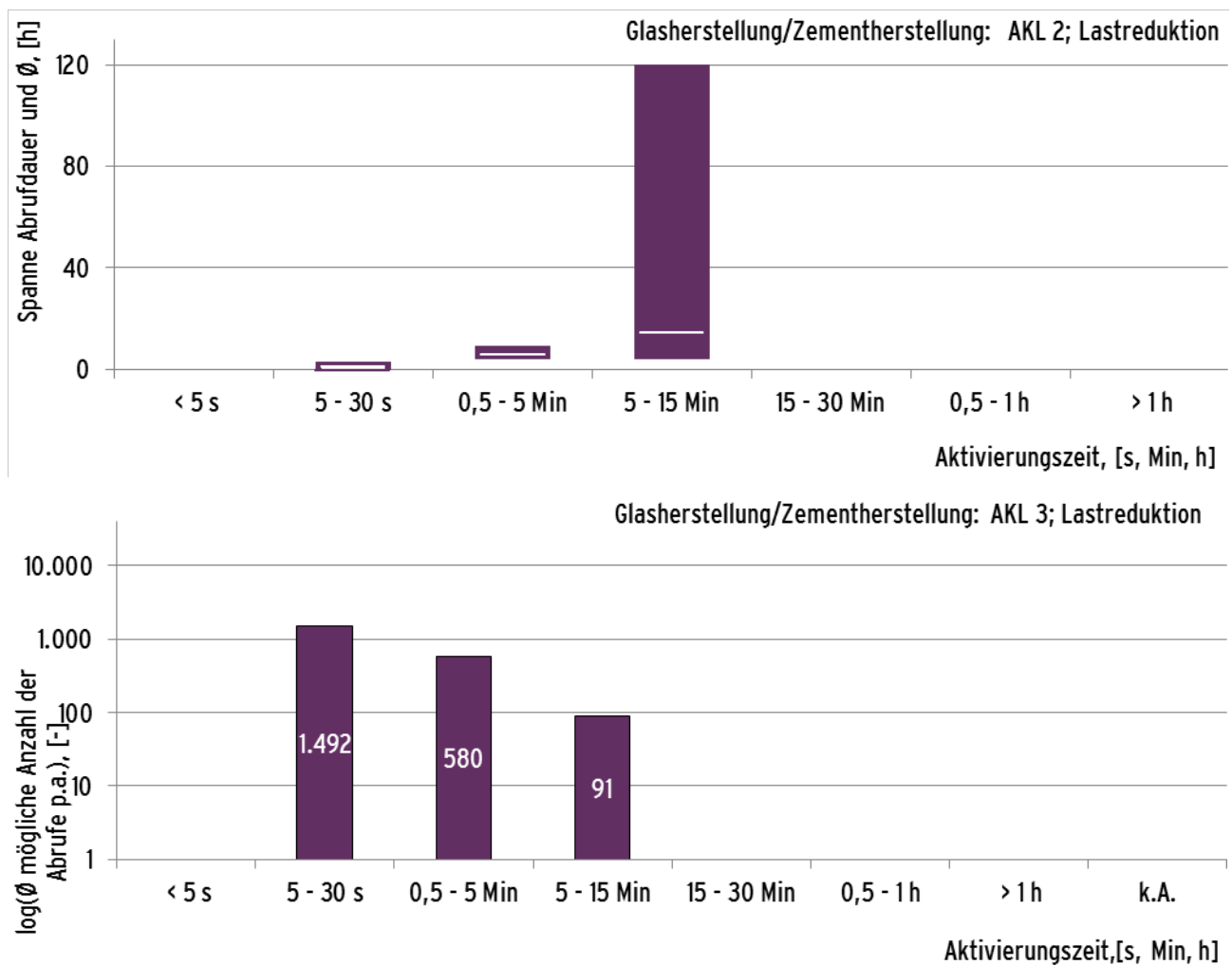


Abbildung 48 Anlagenkennlinie 2 und 3: Abrufdauern und mögliche Anzahl der angegebenen Abrufe der befragten Unternehmen der Zementherstellung und Behälterglasindustrie

Variable Kosten der Abrufe – Lastreduktion

Die variablen Kosten der größten Abrufgruppe liegen bei mindestens 6 €/MWh, eine Obergrenze konnte im Rahmen der Befragung nicht ermittelt werden (vgl. Abbildung 49).

Bei den wenigen schneller verfügbaren Abrufen handelt es sich ausnahmslos um sehr kleine Leistungen (1,5 MW und kleiner) mit kurzen Abrufdauern von wenigen Minuten bis max. einer Stunde (vgl. Abbildung 48). Diese Abrufe sind deutlich häufiger verfügbar, und es fallen keine variablen Kosten an.

Fixkosten und Bereitstellungskosten – Lastreduktion

Die einmaligen Fixkosten der befragten Unternehmen aus der Zementherstellung und Behälterglasindustrie liegen zwischen 0 und 12.500 €/MW, laufende Fixkosten (z. B. fixe

Betriebskosten für erhöhten Wartungsaufwand oder höheren Personalbedarf) bewegen sich zwischen 0 und 22.989 €/MW/a. Auffällig ist, dass die durchschnittlichen einmaligen Fixkosten mit rund 1.505 €/MW deutlich niedriger ausfallen als die durchschnittlichen laufenden Fixkosten von rund 19.157 €/MW/a. Die Ursache für die hohen laufenden Fixkosten ist die Angabe für erhöhten Wartungsaufwand eines Unternehmens, die möglicherweise sehr pessimistisch angegeben worden ist. (vgl. Abbildung 49). Die Bereitstellungskosten einer Lastreduktion in den Unternehmen der Zementherstellung- und Behälterglasindustrie bewegen sich zwischen 29 und 86 €/MW/d. Im Durchschnitt liegen sie bei rd. 45 €/MW/d.

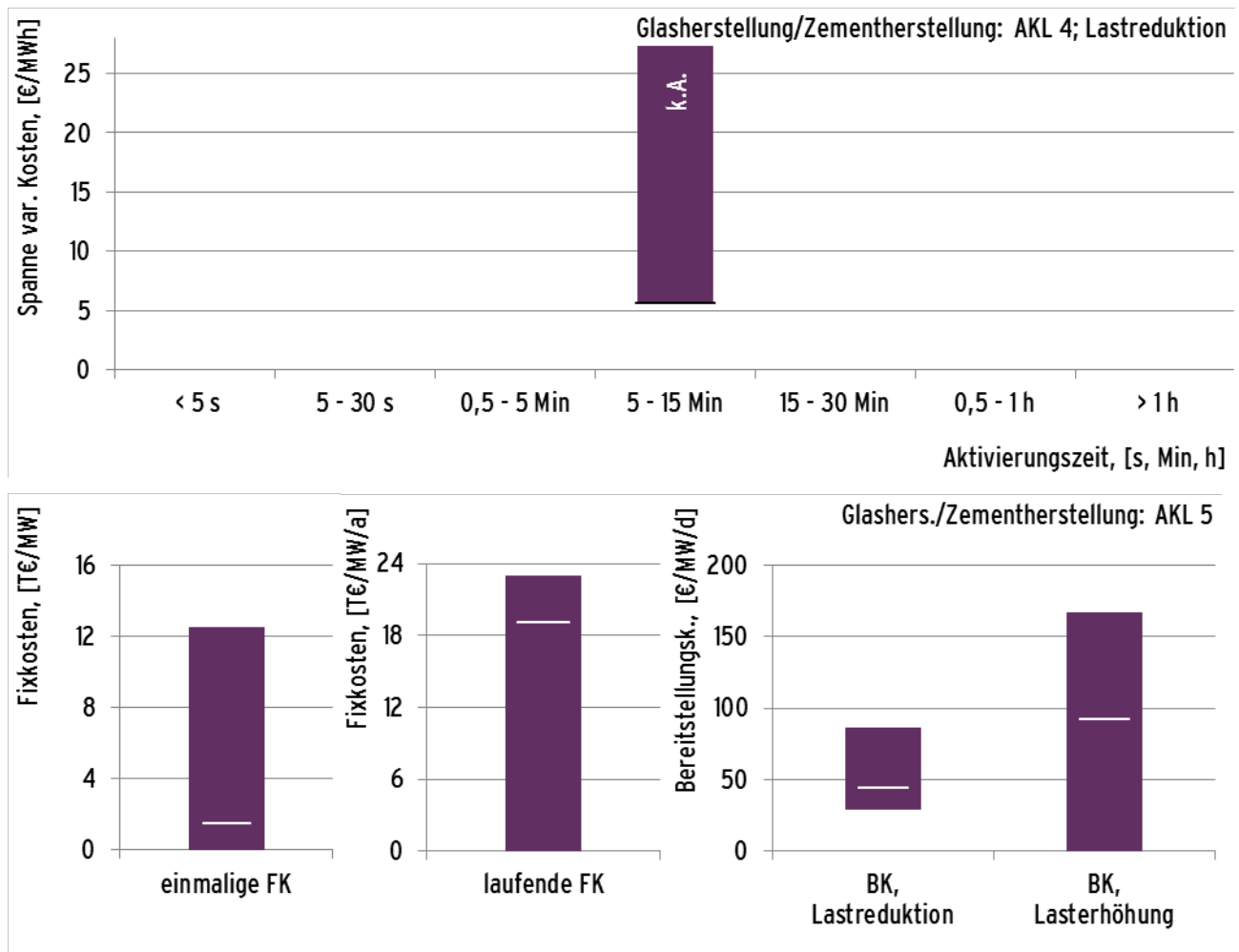


Abbildung 49 Anlagenkennlinien 4 und 5: Variable Kosten, Bereitstellungskosten und Fixkosten aller angegebenen Abrufe der befragten Unternehmen der Zementherstellung und Behälterglasindustrie

Verteilung der Abrufleistungen – Lasterhöhung

Bei den Lasterhöhungen (vgl. Abbildung 50) ergibt sich ein ähnliches Bild wie bei den Lastreduktionen. Häufig verbergen sich hinter den Lastreduktions- und Lasterhöhungspotenzialen die gleichen Anlagen, was die ähnliche Charakteristik der Abrufgruppen erklärt.

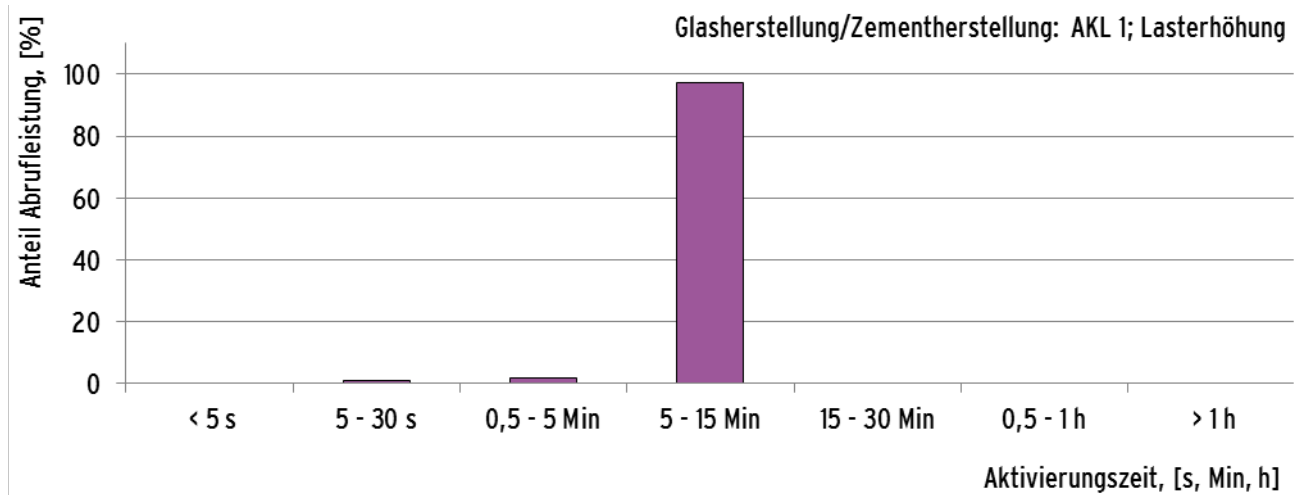


Abbildung 50 Anlagenkennlinie 1: Verteilung der Zuschaltleistungen aller Abrufe der befragten Unternehmen der Zementherstellung und Behälterglasindustrie

Abrufdauer - Lasterhöhung

Der größte Teil der Zuschaltleistung steht nach einer Aktivierungszeit von 5 bis max. 15 Minuten für eine Dauer von 12 - 20 Stunden zur Verfügung (vgl. Abbildung 51).

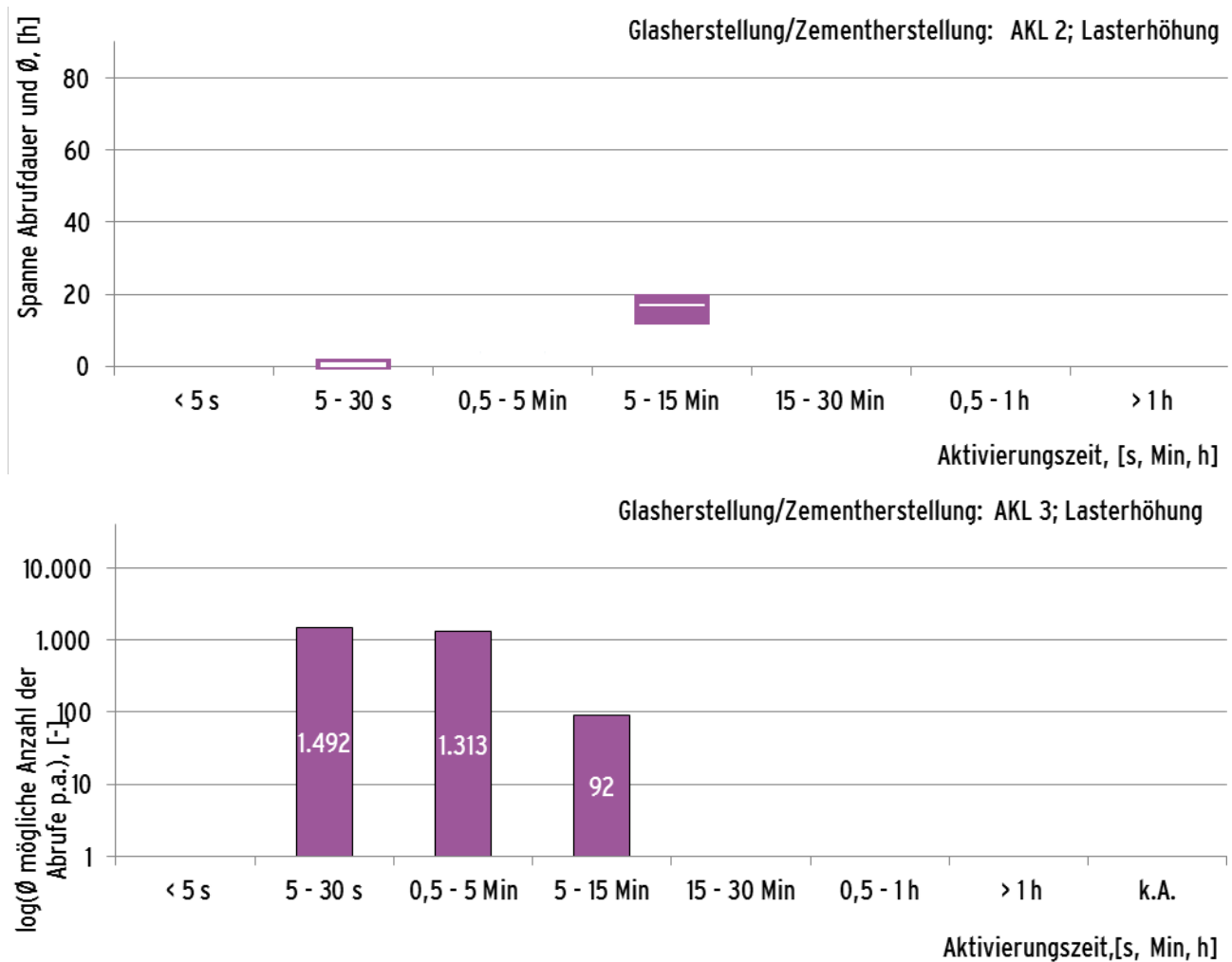


Abbildung 51 Anlagenkennlinien 2 und 3: Abrufdauern und mögliche Anzahl der Abrufe der befragten Unternehmen der Zementherstellung und Behälterglasindustrie

Mögliche Anzahl der Abrufe – Lasterhöhung

Die minimal mögliche Anzahl der Abrufe mit jeweils maximaler Abrufdauer und maximaler Abrufleistung beträgt bei den Abrufen mit 5-15 Minuten Aktivierungszeit ca. 100 pro Jahr.²⁷ Die schnelleren Abrufe, bei denen es sich überwiegend um kleine Zuschaltleistungen mit deutlich kürzeren Abrufdauern handelt können bei jeweils maximalen Abrufdauer und Abrufleistung wesentlich häufiger abgerufen werden könnten, (vgl. Abbildung 51).

Variable Kosten der Abrufe, Fixkosten und Bereitstellungskosten – Lasterhöhung

Für die Lasterhöhungen in der Zementherstellung- und Behälterglasindustrie wurden keine variablen Kosten angegeben. Die einmaligen Fixkosten belaufen sich, wie bei der Lasterhöhung, auf 0 bis 12.500 €/MW und die laufenden Fixkosten auf 0 bis 22.989 €/MW/a an laufenden Fixkosten. Die durchschnittlichen einmaligen Fixkosten liegen gleichermaßen bei 1.505 €/MW und die durchschnittlichen laufenden Fixkosten bei 19.157 €/MW/a. Die Bereitstellungskosten für die Lasterhöhung in den Unternehmen bewegen sich zwischen 0 bis zu 167 €/MW/a und betragen durchschnittlich rund 93 €/MW/a.

²⁷ Als Durchschnittswert der betrachteten Anlagen.

8.4.4 Darstellung des derzeitigen soziotechnischen Potenzials der Branchen auf Basis exemplarischer Nutzungsformen

Das Ziel der zweiten Stufe der Auswertung ist es, einen Überblick über die derzeit nutzbaren Potenziale auf Basis exemplarischer Nutzungsformen zu erhalten. Dazu wurden die Abrufe identifiziert, welche im Rahmen der vordefinierten Nutzungsformen vermarktet werden können und hierfür jeweils die maximale Abrufleistung zur Verfügung stellen können.

Um eine Aussage für das gesamte Potenzial der Branche in Deutschland zu ermitteln, wurden die Ergebnisse der Stichprobe auf der Basis des Stromverbrauchs und der Produktionsmenge hochgerechnet. Das Ergebnis sind die hochgerechneten Summenkennlinien für die gesamte Branche in Deutschland nach den vorgegebenen Nutzungsformen. In Abbildung 52 ist das derzeitige soziotechnische Potenzial für Lastreduktionen und in Abbildung 53 für Lasterhöhungen dargestellt.

Die Lastmanagement-Potenziale in der Zementherstellung und Behälterglasindustrie sind demnach sowohl am Regelleistungsmarkt als auch am Day-ahead- und Intraday-Markt vermarktbar.

Bei den Lastreduktionen wurden in den exemplarischen Nutzungsformen des Regelleistungsmarktes sowie des Day-ahead- und Intraday-Marktes nur kleine Potenziale ermittelt. Diese betragen 18 MW für MRL I und 22 MW für MRL II und nur 1,4 MW in der SRL. Die Potenziale für Lastreduktionen am Day-ahead- und Intraday-Markt liegen ebenfalls nur in der Größenordnung von 20 MW (vgl. Abbildung 52).

Diese Potenziale fallen so gering aus, weil für die Zementherstellung nur die in Zeiten mit hohen Strompreisen verfügbaren Abrufe in der Potenzialberechnung berücksichtigt wurden. Standorte, die überwiegend oder ausschließlich in Zeiten mit niedrigen Strompreisen produzieren, wurden bei der Berechnung der Summenkennlinie und Hochrechnung nicht berücksichtigt. Weiterhin muss zum Potenzial der Zementherstellung einschränkend vermerkt werden, dass es nur während des saisonalen Produktionszeitraums jeweils zwischen März und November verfügbar ist. Trotz der langen Abrufdauern und nachholender Produktion sind die Potenziale in der Zementherstellung und Behälterglasindustrie in gleicher Höhe an 5 Folgetagen verfügbar.

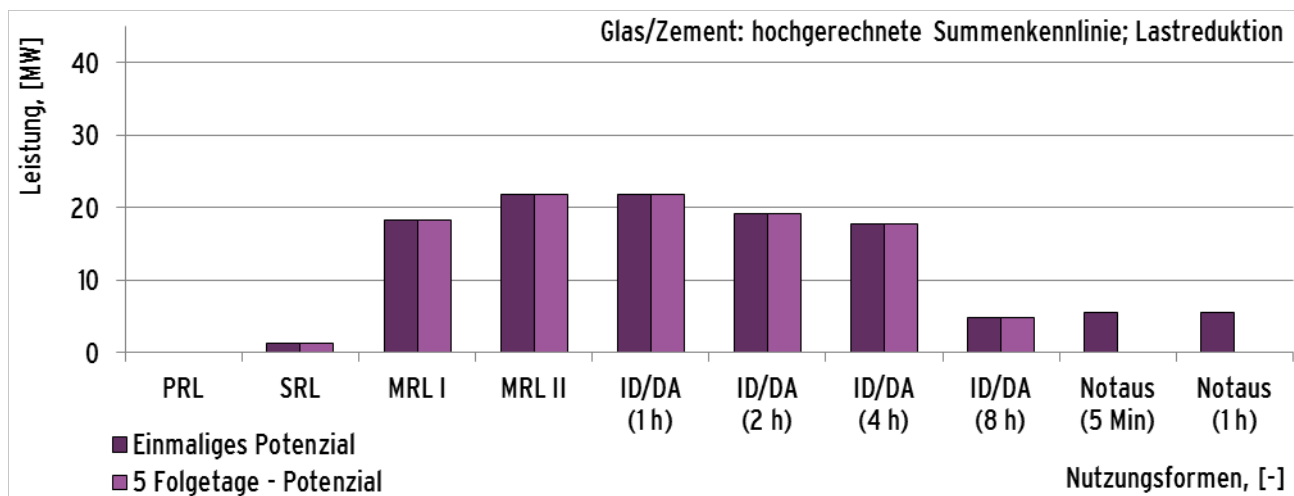


Abbildung 52 Hochgerechnete Summenkennlinie, Lastreduktion der Zementherstellung und der Behälterglasindustrie

Bei den möglichen Lasterhöhungen zeigt sich ein ähnliches Bild: Auch hier sind mit rund 10 MW eher geringe Potenziale verfügbar, die überwiegend gleichermaßen im

Regelleistungsmarkt (praktisch nur MRL) und im Day-ahead- und Intraday-Markt nutzbar sind. Sie bieten ebenfalls lange Abrufdauern von mehreren Stunden. Auch bei den Lasterhöhungen entspricht das 5-Folgetage-Potenzial in etwa dem einmaligen Potenzial.

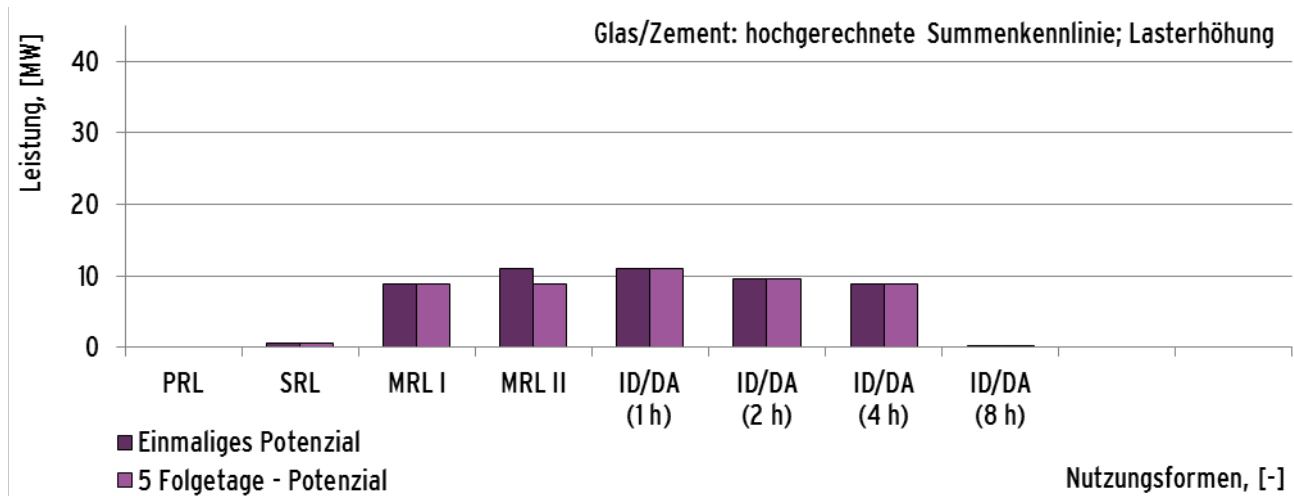


Abbildung 53 Hochgerechnete Summenkennlinie, Lasterhöhungen der Zementherstellung und der Behälterglasindustrie

8.4.5 Technisches Potenzial für Lastreduktionen

In der Behälterglasindustrie kann die Produktion nicht über einen längeren Zeitraum abgeschaltet werden, weil die Glasproduktion in der Schmelzwanne ein kontinuierlicher Prozess ist, der derzeit nicht ohne erhebliches Schadensausmaß unterbrochen werden kann. Daraus folgt, dass die Behälterglasproduktion mit ihren elektrischen Antrieben und der Druckluftproduktion ebenfalls nicht abgeschaltet werden können. Als technisches Potenzial stehen deswegen nur die Abschaltung der Scherbenaufbereitung und die Abschaltung der elektrischen Zusatzheizung zur Verfügung.

Eine Vollabschaltung des gesamten Zementwerkes inklusive Rohgesteinsmühle, Drehrohrofen und Klinkermühle wurde von einem Unternehmen als prinzipiell denkbar, aber mit hohen Kosten für die Energieverluste verbunden, angegeben. Das technische Potenzial umfasst deswegen die Abschaltung des gesamten Zementwerkes. Da jedoch von den befragten Unternehmen keine vollständigen Angaben über Leistungsaufnahmen aller Aggregate vorliegen, ist das hier berechnete technische Potenzial (auf Basis der stromintensiven Prozesse) eine Untergrenze, die deutlich unterhalb des tatsächlichen Potenzials liegt. Da Zement saisonal produziert wird und zu erheblichem Teil das Mahlen des Zementklinkers nur in der NT Zeit stattfindet, ist das technische Potenzial (wie das soziotechnische Potenzial) jahres- und uhrzeitabhängig. Im Unterschied zum soziotechnischen Potenzial wird als technisches Potenzial für Lastreduktionen das Potenzial zu NT-Zeiten im Sommer angegeben.

Das technische Potenzial der Branchen Zementherstellung und Behälterglasindustrie beträgt dann 419 MW, ist jedoch nur in NT-Zeiten verfügbar. Das technische Potenzial in HT-Zeiten ist mit 22 MW (wie auch beim soziotechnischen Potenzial) wesentlich niedriger. Die hochgerechnete installierte Leistung beträgt 770 MW, wobei die Einschränkungen bei den Angaben der installierten Leistungen zu beachten sind.

8.4.6 Einordnung der Ergebnisse

Die Hochrechnungen wurden sowohl für die Zementherstellung als auch für die Behälterglasindustrie auf der Basis des Stromverbrauchs und der Produktionsmenge durchgeführt. In beiden Branchen ist der Abdeckungsgrad durch die befragten Unternehmen eher gering, so dass in beiden Branchen Hochrechnungsfaktoren größer 5 resultierten. Folglich werden die Unsicherheiten der soziotechnischen Potenziale im Vergleich zu anderen betrachteten Branchen als eher groß bewertet.

8.5 Aluminiumelektrolyse und Luftzerlegung

Aufgrund der geringen Anzahl an befragten Unternehmen im Bereich Aluminiumelektrolyse und Luftzerlegung wurde die Auswertung aus Gründen des Datenschutzes zusammengefasst. Diese bedeutet, dass die angegebenen Abrufe der befragten Unternehmen in den Anlagenkennlinien gemeinsam dargestellt werden. Bei der Ermittlung der hochgerechneten Summenkennlinien wurden in einem ersten Schritt die Summenkennlinien der beiden Branchen jeweils einzeln ermittelt und getrennt hochgerechnet und danach die Summe gebildet. Aufgrund dieser Summenbildung und der großen Unterschiede dieser Prozesse ist die branchenbezogene Aussagekraft begrenzt. Die Zusammenfassung wird aufgrund der vorhandenen Potenziale und des Kenntnisstandes dieser beiden Branchen als bestmögliche Zusammenfassung im Rahmen dieses Projekts angesehen.

Aluminiumherstellung: In Deutschland produzieren vier Primäraluminiumhütten zwischen 291.700 t (2009) und 605.900 t (2008) Aluminium pro Jahr. Im Jahr 2011 betrug die Produktion 432.500 t Aluminium [GDA 2013]. An der Befragung nahmen drei der vier Aluminiumhütten teil.

Luftzerlegung: In Deutschland stellten im Jahr 2012 zehn Unternehmen mit 2711 Beschäftigten Industriegase her [Destatis 2014]. Eine Angabe der Produktionsmenge ist aufgrund der heterogenen Struktur der Produkte nicht möglich.

8.5.1 Beschreibung der Produktionsprozesse

Aluminiumelektrolyse

Die Vorprodukte der Aluminiumelektrolyse sind Tonerde (Aluminiumoxid) und verschiedene Schmelzmittel zur Herabsenkung des Schmelzpunktes der Tonerde. Die Elektrolyse findet statt, indem die Anode, bestehend aus Graphitstäben, in das flüssige Tonerde/Schmelzmittel - Gemisch eingeführt wird und dann ein Stromfluss zur Kathode, dem Boden der Ofenzelle, zum einen für die Erwärmung des Gemisches und zum anderen für die Aufrechterhaltung der Redoxreaktion des Aluminiumoxids sorgt. Am Boden der Ofenzelle reichert sich das flüssige, reine Aluminium an. Das fertige Aluminium wird vom Ofenboden permanent abgesaugt und fließt dann in Mischbehälter. Der Prozess findet gleichzeitig in mehreren Ofenzellen / Elektrolyseöfen statt, die elektrisch in Reihenschaltung miteinander verbunden sind. Der Stromverbrauch der Aluminiumelektrolyse beträgt ungefähr 13 MWh/t.

Das flüssige Aluminium wird dann zu Walzbarren oder anderen Blöcken gegossen oder teilweise in flüssigem Zustand an andere Unternehmen geliefert. Damit steht es für die Weiterverarbeitung zur Verfügung.

Luftzerlegung

Bei der Luftzerlegung wird im ersten Schritt Luft über den Luftverdichter angesaugt und auf etwa 5 bar verdichtet und abgekühlt. Bei etwa -190°C wird eine Tieftemperatur-Rektifikation durchgeführt. Über die verschiedenen Siedepunkte der Luftbestandteile erfolgt die Abtrennung und Aufspaltung in die unterschiedlichen Bestandteile Sauerstoff, Stickstoff und Edelgase.

In der Folge gibt es vier Optionen, mit den jeweiligen Gasen weiter zu verfahren:

- Einspeisung in das Pipeline-Netz (Sauerstoff, Stickstoff, Wasserstoff): Hierzu wird das jeweilige Gas im Produktverdichter auf etwa 30-40 bar verdichtet,
- Direkteinspeisung des Gases in Prozesse von Kunden (Anlagen am Kundenstandort),
- Verflüssigung: Verdichtung mit anschließender Speicherung in Sauerstoff- und Stickstofftanks,
- Abgabe an die Luft: nicht benötigte Teile der abgetrennten Gase werden teilweise an die Luft abgegeben (Koppelproduktion).

Die Kunden stammen i. d. R. aus der Industrie und werden über ein lokal vorhandenes Gasnetz, aus Anlagen am Kundenstandort oder über den Transportweg beliefert. Die wesentlichen stromintensiven Produktionsprozesse sind die Luftverdichtung und die Produktverdichtung.

8.5.2 Bestimmende Faktoren für die Flex-Last-Potenziale

Sowohl bei der Primäraluminiumherstellung als auch bei der Luftzerlegung ist die vorhandene Regelungstechnik ein wesentlicher Faktor für die Aktivierungszeit. Mehrfach und in beiden Branchen wurden Möglichkeiten genannt, wie die Aktivierungszeit durch weitere Investitionen in Regelungstechnik verkürzt werden könnte.

Bei den Aluminiumelektrolysen ist die Auskühlung der Elektrolysen der maßgebliche begrenzende Faktor der Abrufdauer.

Die Auslastung ist ebenfalls in beiden Branchen ein wichtiger Faktor des flexiblen Lastpotenzials. Nur wenn die geplante Auslastung der Anlagen geringer ist als die Vollausslastung, ist Raum für Lasterhöhungen bzw. Lastreduktionen, die eine nachholende Produktion erfordern.

Die große Mehrheit der Abrufe in der Primäraluminiumherstellung und der Luftzerlegung erfordert aufgrund der kurz- und mittelfristig bestehenden Lieferverpflichtungen eine nachholende Produktion. Wird beim Abschluss zukünftiger Lieferverpflichtungen ein Puffer in der Anlagenauslastung eingeplant, so können grundsätzlich auch größere Anteile der technischen Potenziale genutzt werden²⁸. In der Befragung wurde aber auch geäußert, dass Aluminium und sogar Industriegase als Handelsware eingekauft werden können und deswegen eine Lastreduktion ohne nachholende Produktion (Lastverzicht) prinzipiell auch denkbar wäre.

8.5.3 Darstellung des derzeitigen soziotechnischen Potenzials mittels Anlagenkennlinien

Verteilung der Abrufleistungen - Lastreduktion

²⁸ Mögliche Anpassungen von Lieferverpflichtungen wurden von den Unternehmen nicht als Möglichkeit genannt.

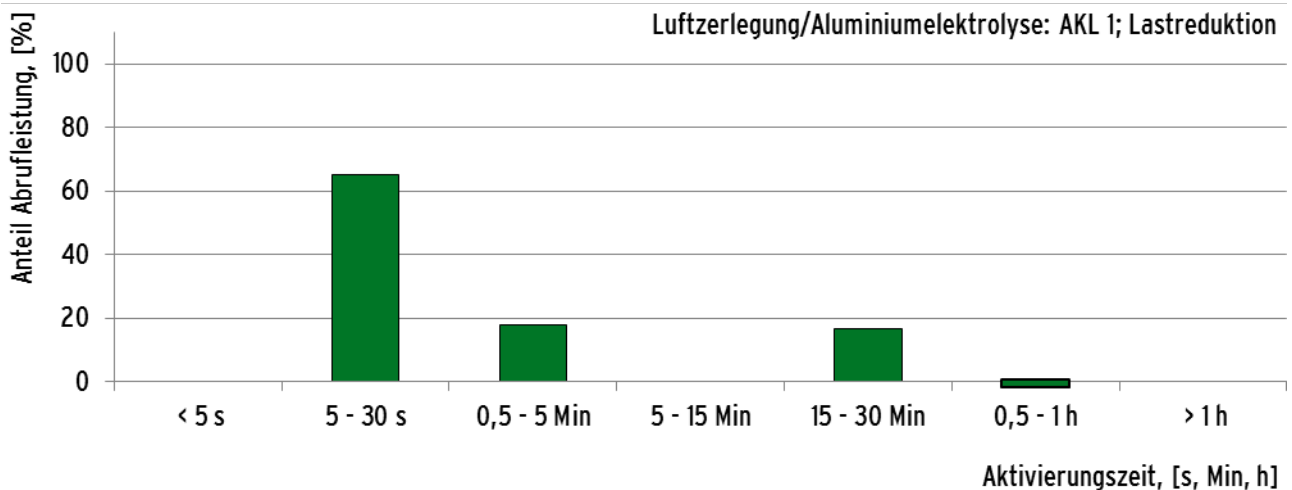


Abbildung 54 Anlagenkennlinie 1: Verteilung der Abschaltleistungen aller angegebenen Abrufe der befragten Unternehmen der Luftzerlegung/Aluminiumelektrolyse

In Abbildung 54 ist die Verteilung der Abrufleistung aller Abrufe, die von den befragten Unternehmen angegeben wurden, über der Aktivierungszeit dargestellt. Mit 65 % stellen die sehr schnellen Abrufe mit einer Aktivierungszeit zwischen 5 und 30 Sekunden mehr als die Hälfte der Abrufleistungen. 18 % der Abrufleistungen haben eine Aktivierungszeit zwischen 0,5 – 5 Minuten, 17 % Aktivierungszeiten von 15 - 30 Minuten und unter 1 % der Abrufleistung ist mit einer Aktivierungszeit von 0,5 bis 1 Stunde aktivierbar. Die Abrufleistungen der einzelnen Abrufe betragen minimal 7 % und maximal 100 % der installierten Leistungen. Die Summe der installierten elektrischen Leistungen der befragten Unternehmen beträgt 1.144 MW.

Eine grundsätzliche Beobachtung in Bezug auf die Abrufleistung ist, dass diese bei den Aluminiumelektrolysen relativ zur installierten/maximalen Leistung größer ist als in der Luftzerlegung. Zumindest in Zeiträumen unter einer Stunde können die Aluminiumelektrolysen eine Vollabschaltung vornehmen. Ein Unternehmen der Luftzerlegung gab aber auch eine Vollabschaltung als Möglichkeit an. Die angegebenen Abrufe sind alle Abrufe mit Lastverschiebung.

Abrufdauer - Lastreduktion

Die Abrufdauern der angegebenen Lastreduktionen bewegen sich in Spannen zwischen 20 Minuten und 16 Stunden (vgl. Abbildung 55), wobei die gewichteten Durchschnitte ungefähr 3 Stunden betragen. Es bestehen bei der mittleren Abrufdauer keine wesentlichen Unterschiede zwischen Aluminiumherstellung und Luftzerlegung.

Mögliche Anzahl der Abrufe – Lastreduktion

Wie in Anlagenkennlinie 3 dargestellt, kann die Gruppe der Abrufe, die innerhalb von 5 Minuten verfügbar sind, können bei jeweils maximaler Abrufleistung und maximaler Abrufdauer mindestens bis zu 119-mal im Jahr aufgerufen werden. Die zweite Gruppe von Abrufen kann demgegenüber deutlich häufiger und zwar mindestens 354-mal im Jahr abgerufen werden.

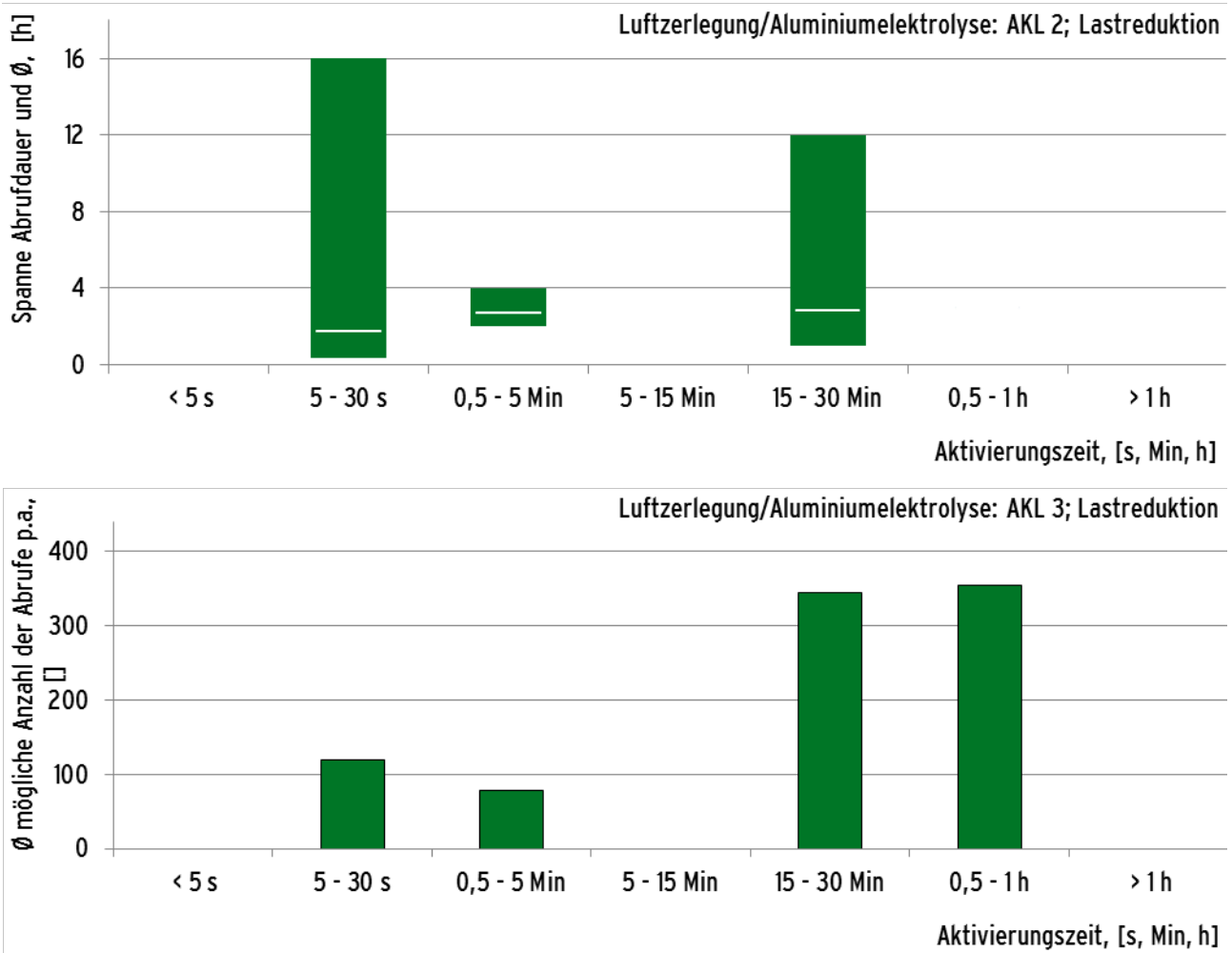


Abbildung 55 Anlagenkennlinien 2 und 3: Abrufdauern und mögliche Anzahl der angegebenen Abrufe der befragten Unternehmen in der Luftzerlegung/Aluminiumelektrolyse

Variable Kosten der Abrufe – Lastreduktion

Die variablen Kosten der einzelnen Abrufe schwanken zwischen 0 und 350 €/MWh (vgl. Abbildung 56). In der Primäraluminiumherstellung und der Luftzerlegung wurden nur sehr unvollständige Informationen über die variablen Kosten der Abrufe angegeben. Besonders augenfällig ist dies in der Gruppe der Abrufe mit 5 bis 30 Sekunden Aktivierungszeit, in der überhaupt keine Angaben zu Kosten vorliegen.

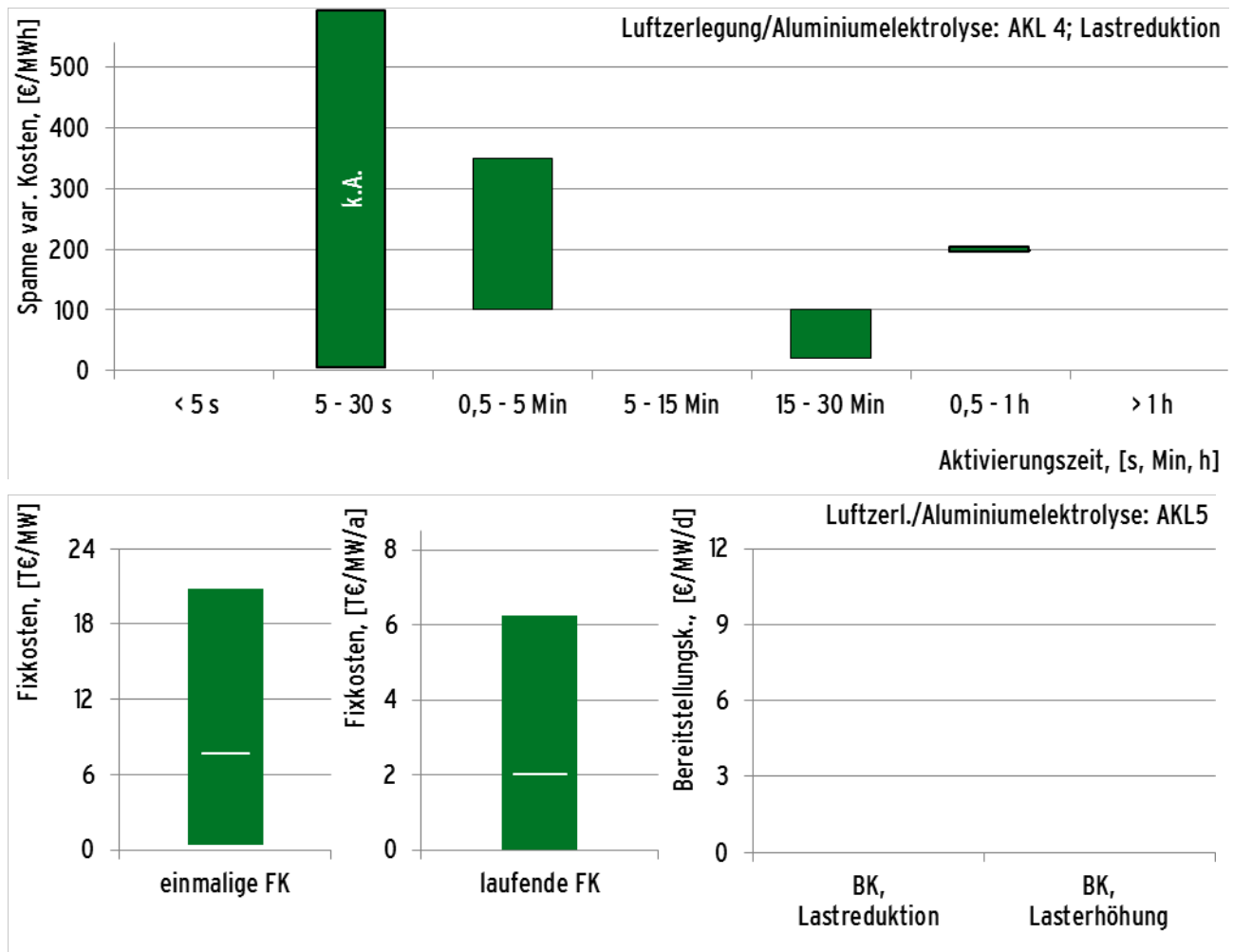


Abbildung 56 Anlagenkennlinien 4 und 5: Variable Kosten, Bereitstellungskosten und Fixkosten aller angegebenen Abrufe der befragten Unternehmen der Luftzerlegung/Aluminiumelektrolyse

Die variablen Kosten werden überwiegend bestimmt durch Kosten der nachholenden Produktion bzw. Aufwandsverluste. Es gibt jedoch auch bei der Primäraluminiumherstellung Abrufe, bei denen keine nachholende Produktion stattfindet, sondern die Kosten ausschließlich durch Deckungsbeitragsverluste bestimmt sind. Leider erlauben die Informationen aus den Befragungen der Unternehmen der Aluminiumelektrolyse und der Luftzerlegung keine genauen Rückschlüsse auf die einzelnen Kostenpositionen.

Fixkosten und Bereitstellungskosten – Lastreduktion

Die einmaligen Fixkosten der befragten Unternehmen im Bereich Aluminiumelektrolyse und Luftzerlegung variieren zwischen 370 €/MW und 20.833 €/MW, laufende Fixkosten (z. B. fixe Betriebskosten für erhöhten Lagerbestand oder höheren Personalbedarf) bewegen sich zwischen 0 und 6.250 €/MW/a. Die durchschnittlichen einmaligen und laufenden Fixkosten liegen entsprechend bei 7.697€/MW und 2.025 €/MW/a (vgl. Abbildung 56). Bereitstellungskosten wurden für die Lastreduktion nicht genannt.

Verteilung der Abrufleistungen – Lasterhöhung

Wie die Anlagenkennlinien zeigen, verteilen sich die möglichen Lasterhöhungen so, dass nur ein Drittel der möglichen Lasterhöhungen mit einer Aktivierungszeit von 5 bis 30 Sekunden verfügbar ist, während alle anderen Lasterhöhungen deutlich längere Aktivierungszeiten

zwischen 15 Minuten und einer Stunde haben (vgl. Abbildung 57). Die Anteile der Zuschaltleistung an den installierten elektrischen Leistungen betragen zwischen 6 % und 15 %.

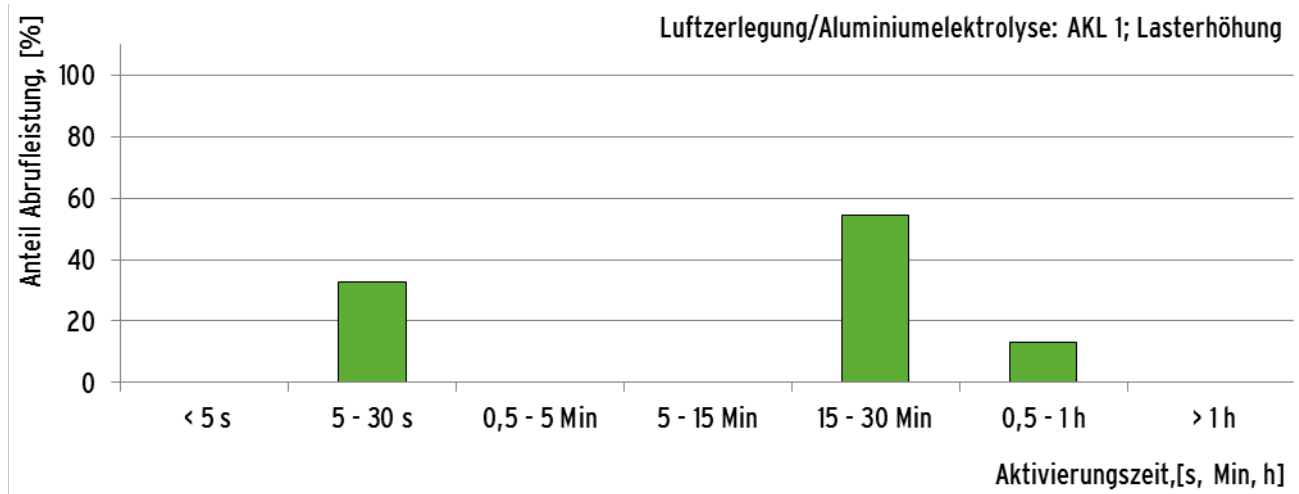


Abbildung 57 Anlagenkennlinie 1: Verteilung der Zuschaltleistungen aller angegebenen Abrufe der befragten Unternehmen der Luftzerlegung/Aluminiumelektrolyse

Abrufdauer und mögliche Anzahl der Abrufe - Lasterhöhung

Die möglichen maximalen Abrufdauern betragen bei den meisten Abrufen bis zu 4 Stunden. Einzig in der Gruppe der Abrufe mit Aktivierungszeit zwischen 15 und 30 Minuten sind Abrufe mit Abrufdauern bis zu 60 Stunden möglich (vgl. Abbildung 58). Dieser Abruf wurde von einem Unternehmen der Luftzerlegung angegeben. Die minimal mögliche Anzahl der Abrufe mit jeweils maximaler Abrufdauer und maximaler Abrufleistung über der Aktivierungszeit pro Jahr schwankt zwischen 30 und 730.

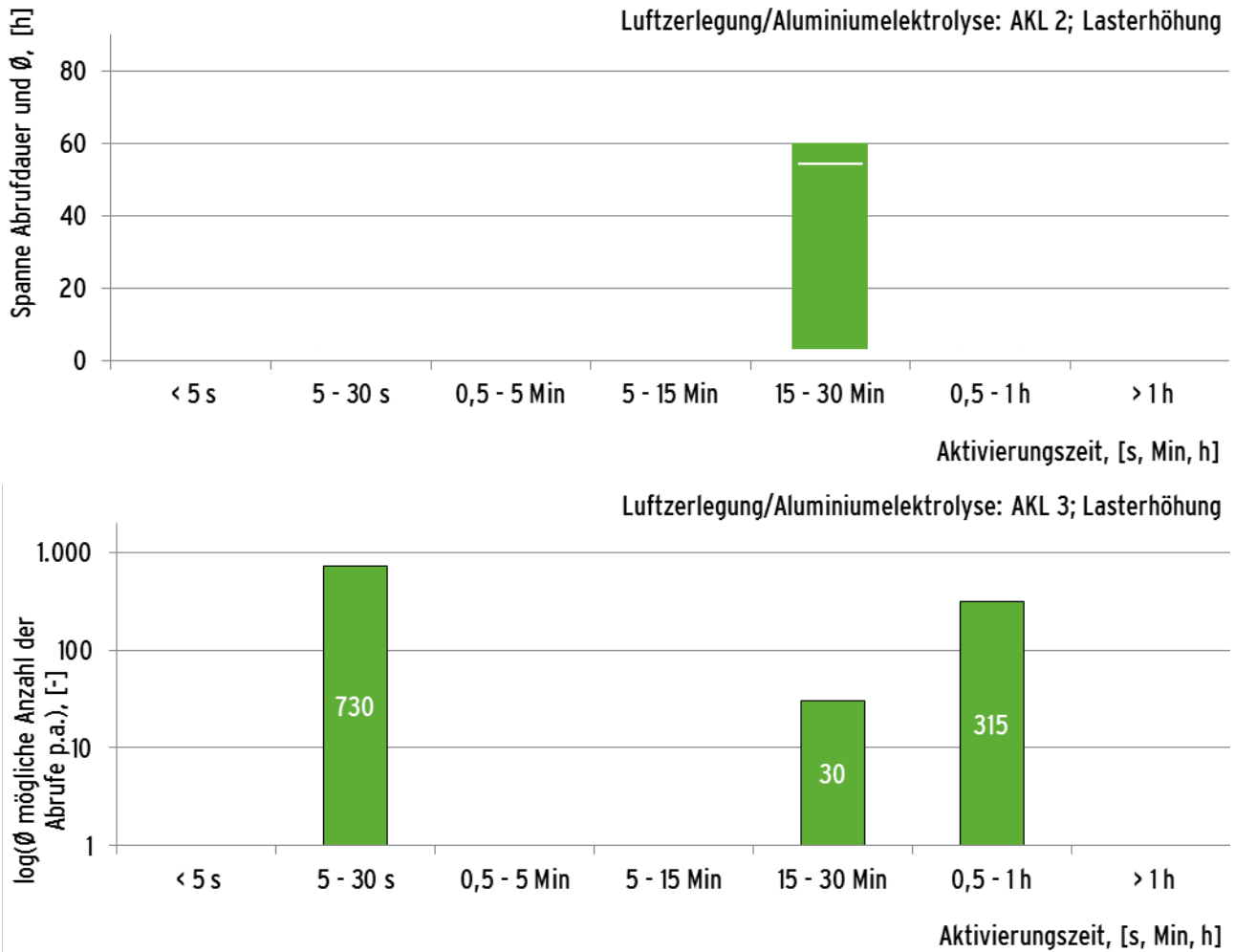


Abbildung 58 Anlagenkennlinien 2 und 3: der Lasterhöhungen der befragten Unternehmen der Luftzerlegung/Aluminiumelektrolyse

Variable Kosten der Abrufe, Fixkosten und Bereitstellungskosten – Lasterhöhung

Die angegebenen variablen Kosten variieren zwischen 0 und 200 €/MWh, wobei wiederum für die Gruppe mit Aktivierungszeit 5 bis 30 Sekunden keine Daten angegeben wurden. Die Fixkosten belaufen sich, wie bei der Lasterhöhung, auf 370 bis 20.833 €/MW an einmaligen Fixkosten und 0 bis 6.250 €/MW an laufenden Fixkosten. Durchschnittlich betragen die einmaligen Fixkosten rund 7.697 €/MW und die laufenden Fixkosten 6.250 €/MW/a. Die Unternehmen gaben keine Bereitstellungskosten für eine Lasterhöhung an.

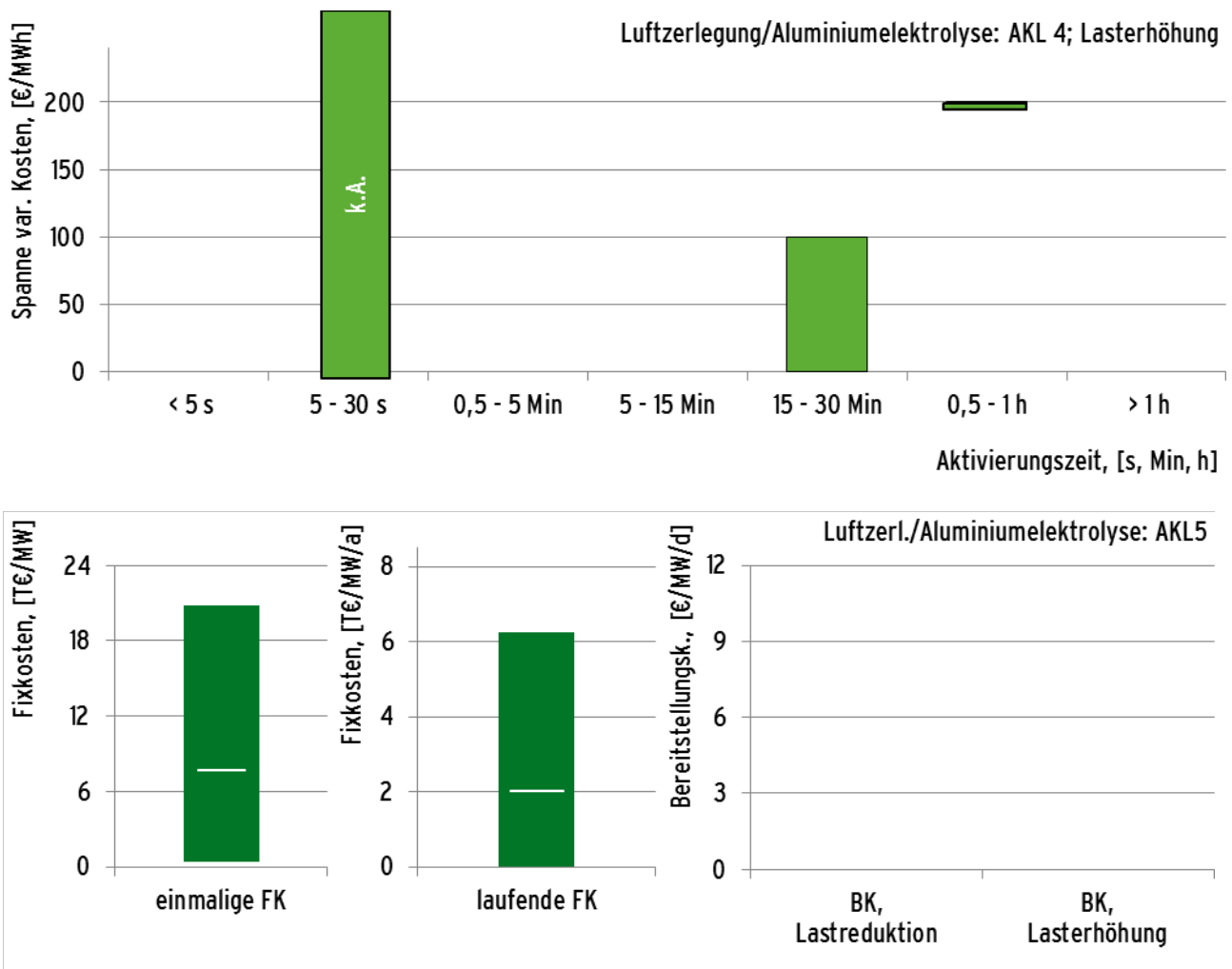


Abbildung 59 Anlagenkennlinie 4 und 5: Variable Kosten, Bereitstellungskosten und Investitionskosten aller angegebenen Abrufe der befragten Unternehmen der Luftzerlegung/Aluminiumelektrolyse

8.5.4 Darstellung des derzeitigen soziotechnischen Potenzials der Branchen auf Basis exemplarischer Nutzungsformen

Das Ziel der zweiten Stufe der Auswertung ist es, einen Überblick über die derzeit nutzbaren Potenziale auf Basis exemplarischer Nutzungsformen zu erhalten. Dazu wurden die Abrufe identifiziert, welche im Rahmen der vordefinierten Nutzungsformen vermarktet werden können und hierfür jeweils die maximale Abrufleistung zur Verfügung stellen können. Um eine Aussage für das gesamte Potenzial der Branche in Deutschland zu ermitteln, wurden die Ergebnisse der Stichprobe im Bereich der Luftzerlegung auf der Basis des Stromverbrauchs und bei der Primäraluminiumherstellung auf der Basis der Produktionsmenge hochgerechnet. Das Ergebnis sind die hochgerechneten Summenkennlinien für die gesamte Branche in Deutschland nach den vorgegebenen Nutzungsformen. In Abbildung 60 ist das derzeitige soziotechnische Potenzial für Lastreduktionen und in Abbildung 61 für Lasterhöhungen dargestellt.

Die Lastmanagement-Potenziale in den Branchen Aluminiumherstellung und Luftzerlegung sind demnach sowohl am Regelleistungsmarkt als auch am Day-ahead- und Intraday-Markt vermarktbar.

Eine Besonderheit dieser Branchen ist, dass für alle Nutzungsformen des Regelleistungsmarktes ein Potenzial besteht. Für PRL und SRL ist dieses Potenzial allerdings mit 24-25 MW relativ klein.

Das größte Abschaltpotenzial besteht mit 1.060 MW in der Nutzungsform ID/DA 1h. Dieses Potenzial steht aber nur einmalig zur Verfügung, der entsprechende Wert für 5 Folgetage ist mit 491 MW deutlich geringer. Hintergrund sind die Abrufe in der Gruppe 15 bis 30 Minuten Aktivierungszeit, die sehr hohe Mindestabstände für die Durchführung der nachholenden Produktion erfordern und deswegen auch eine eher niedrige maximal mögliche Abrufanzahl mit jeweils maximaler Abrufdauer und Abrufleistung pro Jahr haben.

Erwartungsgemäß sinken die Potenziale in den Nutzungsformen ID/DA mit Zunahme der Abschaltdauer. Dies ist vor allem auf die Aluminiumelektrolysen zurückzuführen, die nur begrenzt lange abgeschaltet werden können. Je länger die Abrufdauer der Aluminiumelektrolysen umso mehr muss auf eine rollierendes Abschalten der einzelnen Elektrolysezellen umgestellt werden, mit der Folge, dass mit zunehmender Abrufdauer eine immer kleinere Anzahl an Elektrolysezellen gleichzeitig abgeschaltet wird. Interessanterweise sinkt mit der Abrufdauer auch der Unterschied zwischen dem einmaligen Potenzial und dem 5 Folgetage-Potenzial. Grund hierfür ist die mit der Abrufdauer steigende Bedeutung von Abrufen mit unbegrenzter Abrufdauer, bei denen das einmalige und das 5 Folgetage-Potenzial gleich sind.

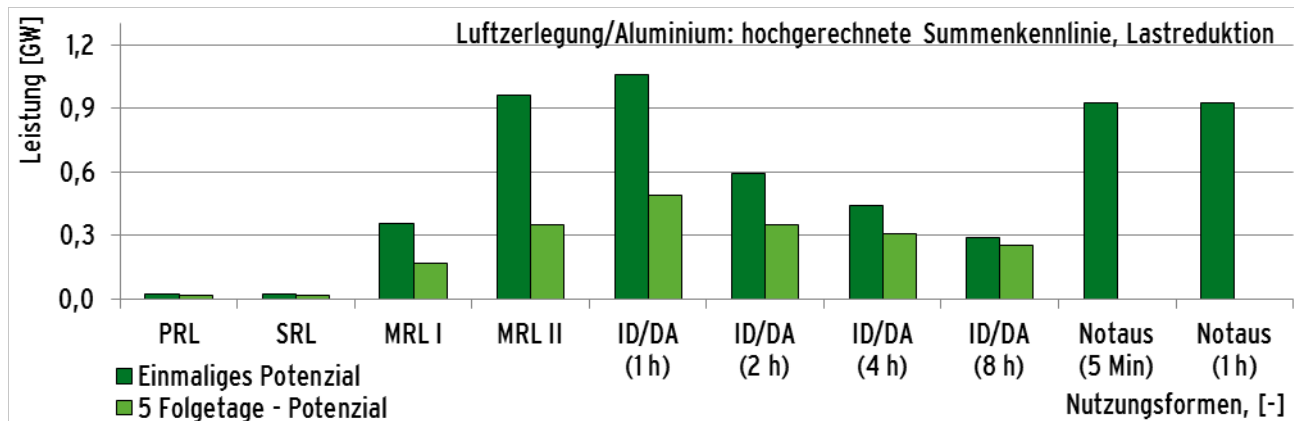


Abbildung 60 Hochgerechnete Summenkennlinie der Lastreduktionen der Primäraluminiumherstellung und der Herstellung von Industriegasen

Die hochgerechnete Summenkennlinie für die Lasterhöhungen zeigt, dass das Potenzial mit 0-29 MW für Lasterhöhungen wesentlich geringer ist.

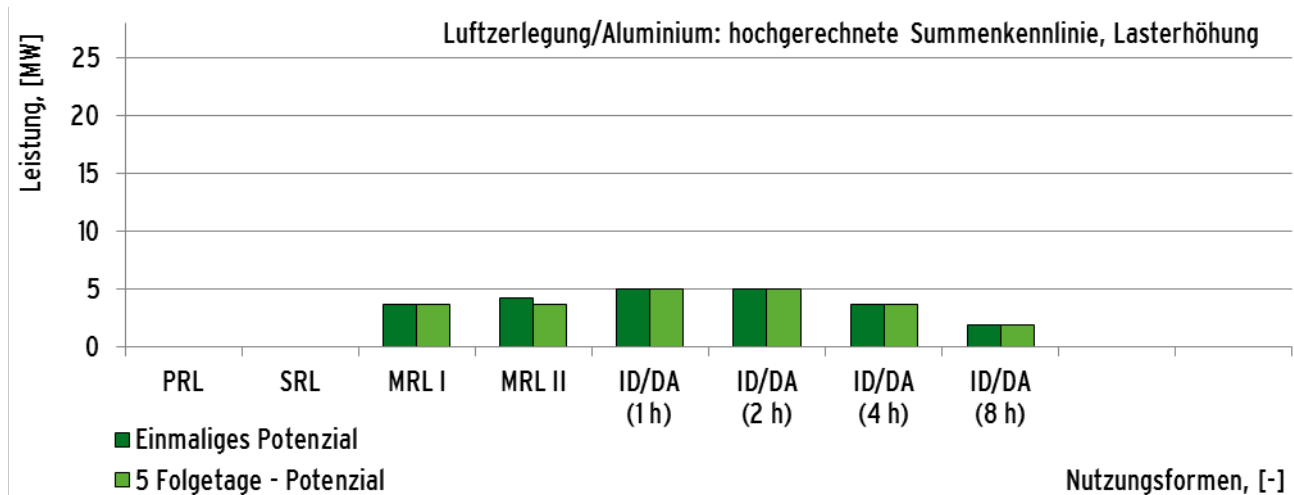


Abbildung 61 Hochgerechnete Summenkennlinie der Lasterhöhungen der Primäraluminiumherstellung und der Luftzerlegung

8.5.5 Technisches Potenzial für Lastreduktionen

Sowohl bei der Aluminiumelektrolyse als auch bei der Luftzerlegung wurde eine Vollabschaltung mit einer Abrufzeit von einer Stunde als möglich angegeben. Aus diesen Angaben wird deutlich, dass eine vollständige Abschaltung der Produktionsanlagen technisch machbar ist. Dabei steht praktisch die vollständige elektrische Leistungsaufnahme der Produktionsanlage zur Lastreduktion zur Verfügung. Das technische Potenzial beträgt für beide Branchen zusammen ca. 1.400 MW.

8.5.6 Einordnung der Ergebnisse

Im Bereich der Luftzerlegung wurde die Hochrechnung auf der Basis des Stromverbrauchs des Wirtschaftszweigs „Herstellung von Industriegasen“ [WZ 2011, Klassifikation Statistisches Bundesamt, Destatis 2013] vorgenommen. In der Primäraluminiumherstellung wurde die Hochrechnung auf der Basis der Produktionsmenge im Jahr 2010 durchgeführt. Der Abdeckungsgrad der befragten Unternehmen ist sehr hoch und deswegen wird der Fehler infolge der Hochrechnung als eher gering eingeschätzt.

8.6 Raffinerien

In Deutschland existierten 2011 Rohölverarbeitungskapazitäten im Umfang von 103.5 Mio t [MWV 2015]. Die Produktion wird bis 2030 als rückläufig eingeschätzt. Schon heute sind die weltweiten Raffineriekapazitäten höher als der Bedarf an Mineralölprodukten. In Deutschland gibt es nach Aussage der befragten Unternehmen bereits Überkapazitäten. Die Branche erwartet einen weiteren Rückgang beim spezifischen Kraftstoffverbrauch der Fahrzeuge und damit tendenziell eine weitere Abnahme der deutschen Produktionsmengen. Mittel- und langfristig können Veränderungen der Antriebstechniken (Elektromobilität) in Kraftfahrzeugen zu einer weiteren Abnahme führen.

Die befragten Unternehmen decken mit ihren Standorten knapp ein Viertel der deutschen Produktionskapazitäten ab. Die Produktionsstandorte sind repräsentativ für die Branche, d. h. die beschriebenen Produktionsbedingungen und die hieraus folgenden Konsequenzen für die Bereitstellung von Flexibilität bei den befragten Unternehmen sind auf die Branche übertragbar.

In der Raffinerie wird das Rohöl zunächst in Rektifikationskolonnen in seine unterschiedlichen Bestandteile zerlegt („fraktioniert“). Anschließend werden die einzelnen Fraktionen durch physikalische und chemische Prozesse in unterschiedliche Produkte (z. B. Benzin, Diesel, Kerosin) umgewandelt. An einigen Produktionsstätten gibt es zusätzlich petrochemische Anlagen, die Eingangsprodukte für die kunststoffverarbeitende Industrie (z. B. Ethylen, Propylen) erzeugen. Hauptstromverbraucher sind vor allem Elektromotoren (Pumpen, Verdichter etc.), die in nahezu allen Prozessschritten eingesetzt werden.

Die Produktionsanlagen werden kontinuierlich betrieben und planmäßig nur alle 5-6 Jahre im Rahmen einer TÜV-Prüfung einmal abgeschaltet. Die einzelnen Prozesse und Anlagen sind technische eng miteinander verknüpft, weshalb eine Lastreduktion einzelner Produktionsanlagen nicht ohne erhebliche Auswirkung auf zahlreiche vor- und nachgelagerte Anlagen möglich ist. Ein Teillastbetrieb, führt nach Aussage der befragten Unternehmen kaum zur Einsparung von Strom, weil die meisten Aggregate nicht regelbar sind, so dass auch hier nahezu kein Flexibilitätspotential vorhanden ist.

Die Lastreduktion einzelner Prozesse hätte hohe energetische Verluste zur Folge. Zudem wäre mit den meisten Lastreduktionen eine unnötig hohe Umweltbelastung verbunden, da die anfallenden Zwischenprodukte der vorgelagerten Prozesse über den gesamten Bereitstellungszeitraum abgefackelt werden müssten, weil es aus unterschiedlichen Gründen keine Lagermöglichkeiten für Zwischenprodukte gibt.

Gegen kurzfristige Abrufe sprechen neben den oben genannten Effekten auch Sicherheitsaspekte (z. B. eine Gefährdung der Arbeiter durch Leckagen, die sich in ungünstigen Fällen durch ein zu schnelles Abkühlen von Anlagenteilen ergeben können) und das Risiko technischer Schäden. Raffinerien unterliegen der Störfallverordnung, d. h. der sichere Anlagenbetrieb hat oberste Priorität, weshalb kurzfristige Lastreduktionen aus Betreibersicht unbedingt vermieden werden müssen.

Das geplante Abfahren des gesamten Produktionsprozesses würde mehrere Tage dauern, ebenso das Wiederauffahren nach einer Lastreduktion. Ohne die Verknüpfung mit petrochemischen Anlagen ist der Prozess zwar etwas flexibler, aber auch die Wiederaufnahme z. B. einer Destillation nach einem Stillstand dauert mehrere Stunden. Um diese seltenen geplanten An- und Abfahrvorgänge sicher und ohne technische Schäden zu gewährleisten, sind Netzersatzanlagen vorhanden. Diese können grundsätzlich im Rahmen der regelmäßig erforderlichen Probetriebe auch zur Verringerung des Strombezugs aus dem Stromnetz der allgemeinen Versorgung genutzt werden können.

Als Fazit der Unternehmensbefragung bleibt festzuhalten, dass für den Raffineriebetrieb keines der befragten Unternehmen mögliche Abrufe von Lastreduktionen oder Lasterhöhungen genannt hat. Das soziotechnische und das technische Potenzial der Raffinerien beträgt dementsprechend null. Die hochgerechnete installierte Leistung beträgt ca. 780 MW, wobei die Hochrechnung konservativ erfolgte.

Diese Angaben beschränken sich jedoch auf die Last. Industriekraftwerke und Netzersatzanlagen können eigene Flexibilitätspotenziale aufweisen, die in dieser Studie aber nicht ermittelt wurden.

8.7 Braunkohletagebau: Optionen für Flexibilität

In Deutschland wurde im Jahr 2010 169,4 Mio. t (2011: 176,5 Mio. t) Rohbraunkohle in vier Braunkohlerevieren (Rheinisches, Lausitzer, Mitteldeutsches und Helmstädter Revier) gefördert. Diese Braunkohle wurde zu fast 90 % in Kraftwerken verstromt [Statistik der Kohlenwirtschaft

2012]. Laut Statistischem Bundesamt wurde in den Braunkohletagebauen im Jahr 2010 4,884 TWh (2011: 4,816 TWh) Strom eingesetzt, um diese Mengen Rohbraunkohle zu fördern [Destatis 2013]. Bei 8760 Betriebsstunden ergibt sich damit eine theoretische, jahresdurchschnittliche Leistungsaufnahme in Höhe von 550 MW. In der Praxis schwanken die Leistungsaufnahmen eines Tagebaus durch Wartung, Wochenendbetrieb und anderes. Damit sind die Leistungsaufnahmen zeitweise deutlich höher als die genannten 550 MW.

In den deutschen Braunkohlerevieren wird Braunkohle mit kontinuierlich arbeitender Tagebautechnik gewonnen. Die Produktionsschritte, die die Kohle und den Abraum betreffen, können unterteilt werden in Gewinnung, Transport und Verkipfung. Nebenprozesse sind die Entwässerung - permanent laufende Pumpen sorgen dafür, dass der Wasserhaushalt des Tagebaus und der umgebenden Landschaft im Gleichgewicht bleibt - und die sonstigen Prozesse. Wichtigster sonstiger Prozess ist der Abtransport der Kohle mit einer typischerweise unternehmenseigenen Eisenbahn.

Die Gewinnung der Kohle im Tagebau erfordert das Abtragen des Abraums. Dies geschieht mit mehreren Schaufelradbaggern oder Eimerkettenbaggern, die die Deckschichten über den Kohleflözen terrassenförmig abtragen. Der abgetragene Abraum wird unmittelbar nach dem Abtragen wieder an Stellen verkippt, an denen die Kohle schon abgebaggert wurde. Dies geschieht z. B. indem permanent Abraum vom Schaufelradbagger über Bandanlagen erst zum Bandsammelpunkt und dann zum Absetzer transportiert und dort verkippt wird. Eine besondere Herausforderung dieses Prozesses ist die Einhaltung der Gebirgsmechanik. Denn auf den verschiedenen Terrassen²⁹ werden jeweils verschiedene Deckschichten (Sand, verschiedene Gesteinsformationen) abgebaut und beim Verkippen des Abraums muss sichergestellt werden, dass diese Gesteinsschichten so auf die Strossen verteilt werden, dass der aufgeschüttete Abraum langfristig stabil und sicher lagert [Bertrams/ Witzel 2009].

In einigen Tagebauen wird dieses System ersetzt oder ergänzt durch mobile Systeme, die nicht mit Strom, sondern Kraftstoffen betrieben werden. Weiterhin existieren Tagebau, in denen die Verbindung zwischen Schaufelradbagger und Absetzer nicht über eine Bandanlage, sondern eine große Förderbrücke geschieht [Penk 2009].

Am zentralen Bandsammelpunkt findet keine Mischung des Abraums von den verschiedenen Sohlen statt. Die Bandanlagen sind so im zentralen Bandsammelpunkt verbunden, dass die Deckschichten der verschiedenen Sohlen zu den verschiedenen Strossen transportiert werden können. Um das gebirgsmechanische Schema einzuhalten, muss immer wieder neu disponiert werden, welcher Abraum von welcher Sohle auf welche Strosse verkippt wird. Die Einhaltung der Gebirgsmechanik ist deswegen ein wichtiger Einflussfaktor auf die Einsatzplanung der verschiedenen Schaufelradbagger und Absetzer.

Die Kohle wird typischerweise auf der untersten Sohle gefördert und dann zum Bandsammelpunkt transportiert. Die Kohle wird dann zu einem Zwischenlager, dem Kohlebunker, transportiert. Dieses Zwischenlager dient vorrangig zur Sicherstellung der Kohlequalitäten und zum Ausgleich von Diskontinuitäten des Eisenbahntransports. Sein Fassungsvermögen beträgt typischerweise ein- bis mehrere Tage Produktionsleistung. Mit dem Kohlebunker können teilweise auch Produktionsstillstände ausgeglichen werden. Die Unterscheidung der verschiedenen Kohlequalitäten ist wichtig, um eine möglichst effiziente

²⁹ Sohlen heißen die Terrassen des Abbaggers, Strossen heißen die Terrassen zum Verkippen des Abraums.

Braunkohlenverstromung sicherzustellen. Nicht alle Kohlearten können in allen Kraftwerken gleich gut verbrannt werden.

In einem Tagebau existieren somit viele verschiedene Stromverbraucher, die alle miteinander interagieren. Den größten Teil des Stroms verbrauchen die Bandanlagen, die Schaufelradbagger und Absetzer. Danach folgen als deutlich kleinere Posten die Entwässerungsanlagen und die sonstigen Aggregate, insbesondere die Eisenbahn. Schaufelradbagger haben elektrische Leistungsaufnahmen bis zu 20 MW_{el}. Bandanlagen haben elektrische Antriebe bis zu 12 MW_{el} [RWE 2013, S. 8]. In den Interviews wurden nur die Bandanlagen, Schaufelradbagger und Absetzer als regelbare Last näher betrachtet, für die anderen Prozesse wurde das Potenzial als vernachlässigbar eingeschätzt.

Bei der Interaktion der verschiedenen Stromverbraucher sind zahlreiche Einflussfaktoren zu beachten: Die Systeme sind wartungsintensiv und wetterabhängig. Im Betrieb bestehen, wie am Beispiel der Gebirgsmechanik erläutert, zahlreiche Interdependenzen. In einer täglichen Einsatzplanung wird festgelegt, wie der Einsatz der Bagger erfolgen soll. Typische zeitlich disponible Prozesse, bei denen der Stromverbrauch schwankt, sind Kabelaktionen, Umsetzungen von Baggern etc. Ganz grundsätzlich bestehen aber auch Spielräume wann, wie viel Kohle produziert wird. Bei der Einsatzplanung wird nach Aussage der befragten Unternehmen die Strompreisentwicklung berücksichtigt [Piel, Wiljo 2012].

Häufige ungeplante Lastreduktionen, zum Beispiel zur Erbringung von Minutenreserve, wurden von einem Unternehmen als weitgehend unmöglich mit den Baggern und Bandanlagen zu erbringen eingeschätzt. Hintergrund dieser ablehnenden Haltung war, dass ein Eingriff in einer Komponente zahlreiche Folgewirkungen hat und deswegen die Verfügbarkeit einer Lastreduktion nicht garantiert werden kann. Ein anderes Unternehmen berichtete demgegenüber, Minutenreserve zu erbringen. Es ist aber nicht bekannt, mit welchen Komponenten des Tagebaus diese Leistungen erbracht werden.

Aufgrund des Datenschutzes können die konkreten Daten über Flexibilitätspotenziale der Braunkohletagebaue nicht näher dargestellt werden. Entsprechend der erläuterten Prozessbeschreibung der Tagebaue ist eine Erbringung von Primärregelleistung und Sekundärregelleistung weitgehend ausgeschlossen. Bei der Minutenreserve existieren offensichtlich Potenziale für Lastreduktionen. Auch für die Vermarktung am Intraday und Day-Ahead Markt scheinen Potenziale zu bestehen. Diese sind aber nicht statisch, sondern hochgradig situationsabhängig.

8.8 Exkurs: Industriekraftwerke

Im Rahmen der Umfrage wurde deutlich, dass ein größerer Teil der Industriekraftwerke zurzeit noch nicht zur Erbringung von Flexibilität genutzt wird. Die Kraftwerke wären insbesondere für „Lasterhöhungen“, also eine Reduzierung der Eigenerzeugung am Industriestandort, gut einsetzbar. Häufig gaben die betreffenden Unternehmen an, diese Flexibilität einfacher und preisgünstiger bereitstellen zu können als mit den identifizierten Lastverschiebungspotenzialen in den industriellen Prozessen.

Eine Besonderheit besteht bei Industriekraftwerken auf Basis von Entnahmekondensationsturbinen mit Wärmeauskopplung: die durch Lastreduktionen in Produktionsprozessen, in denen mit der Lastreduktion auch der Wärmeverbrauch sinkt, kann durch die geringere Wärmeauskopplung bei gleicher Feuerungswärmeleistung eine größere elektrische Leistung erzeugt werden. Ein Beispiel hierfür ist die Papierindustrie.

Größtes Hemmnis für eine Vermarktung der Flexibilitätspotenziale der Industriekraftwerke ist das Risiko erhöhter Netznutzungsentgelte, insbesondere bei reduzierter Eigenerzeugung bedingt durch eine höhere Lastspitze beim Fremdstrombezug im Abrechnungszeitraum.

Das Flexibilitätspotenzial der Industriekraftwerke unterscheidet sich sowohl hinsichtlich der (zumeist niedrigeren) Kosten als auch mit Blick auf die (i. d. R. längere) Abrufdauer deutlich vom Potenzial regelbarer Lasten.

8.9 Zwischenfazit der branchenscharfen Auswertung

Aus der branchenscharfen Auswertung mit Hilfe der Anlagenkennlinien und der Summenkennlinien kann folgendes Zwischenfazit gezogen werden:

- Die Auswertung mit dem Konzept der Anlagenkennlinie und der (hochgerechneten) Summenkennlinie konnte bis auf die Braunkohletagebaue und die Raffinerien in allen Branchen angewandt werden. Die Gründe, warum das Konzept in diesen zwei Branchen nicht angewandt werden konnten, liegen bei den Raffinerien an dem nicht vorhandenen Flexibilitätspotenzial und beim Braunkohletagebau an der Datenlage (für die Wahrung des Datenschutzes zu geringen Anzahl von befragten Unternehmen) und der sehr starken Abhängigkeit des Flexibilitätspotenzials von der sich ständig ändernden Situation im Tagebau.
- Das Flexibilitätspotenzial von industriellen Lasten besteht aus einer Vielzahl möglicher Abrufe (Lastreduktionen / Lasterhöhungen), die wiederum jeweils durch eine Vielzahl von Parametern charakterisiert sind. Die hier entwickelten Anlagenkennlinien sind ein Versuch, die hohe Komplexität des Flexibilitätspotenzials durch Vereinfachung darstellbar zu machen.
- Die Anlagenkennlinien enthalten in der Mehrzahl der Parameter relativ große Spannbreiten. Hintergrund hierfür ist, dass die Anlagen zum Teil auch innerhalb einer Branche sehr unterschiedlich sind. Die Anlagenkennlinien geben deswegen zwar wichtige qualitative Hinweise über das Flexibilitätspotenzial einzelner Branchen, für konkrete Anlagen kann das Flexibilitätspotenzial aber nur selten aus der Anlagenkennlinie unmittelbar abgeleitet werden.
- Der abgefragte Datensatz für Lastreduktionen und Lasterhöhungen war umfangreich und gut geeignet für die Auswertung. Eine Schwäche, die sich in der anschließenden Bearbeitung zeigte, war die nur anlagenscharfe (statt abrufschare) Abfrage der Verfügbarkeit. In der Praxis zeigt sich, dass die Verfügbarkeit für die einzelnen Abrufe sehr unterschiedlich ist und deswegen besser abrufscharf erhoben werden sollte. Eine zweite Schwäche des abgefragten Datensatzes war die nur anlagenscharfe Abfrage der Fixkosten. Nicht für jeden Abruf müssen die gleichen Fixkosten aufgewendet werden, so dass einige der hier angegebenen Abrufe sicherlich kostengünstiger zur Verfügung gestellt werden können als in der fünften Anlagenkennlinie angegeben. Als grobe Regel gilt jedoch, dass die Fixkosten für Abrufe der Regelleistung eher höher sind als für Abrufe, die am Intraday- und / oder Day-Ahead-Markt vermarktet werden. Eine Regel für das Fixkostenverhältnis zwischen Lastverschiebung und Lastverzicht aufzustellen, ist hingegen auf der Basis der Interviews auch in grober Form nicht möglich.
- Die überwiegende Anzahl der derzeit als nutzbar angegebenen Möglichkeiten zur Lastreduktion bestand aus Abrufen, die eine nachholende Produktion notwendig machen (d. h. Lastverschiebungen). Es wurden aber insbesondere in den Branchen Chlorelektrolyse, Elektrostahl, Aluminiumelektrolyse/Luftzerlegung und Papierindustrie auch Abrufe genannt, die keine nachholende Produktion vorsehen, wo also auf Produktion und damit Deckungsbeiträge verzichtet werden kann (Lastverzicht).
- Die überwiegende Mehrzahl der Abrufe sind Lastreduktionen. Lasterhöhungen wurden seltener angegeben und die Zuschaltleistungen sind typischerweise auch kleiner als die Abschaltleistungen.

- Die variablen Kosten für Lastreduktionen bewegen sich überwiegend in der Spanne 0-500 €/MWh, mit Ausreißern bis zu 2.000 €/MWh. Die variablen Kosten enthalten bei Lastreduktionen ohne nachholende Produktion auch Kosten für Deckungsbeitragsverluste. Bei Abrufen mit niedrigen variablen Kosten handelt es sich um Abrufe mit Lastverschiebung (d. h. mit nachholender Produktion), bei den Abrufen mit hohen variablen Kosten handelt es sich typischerweise um Abrufe mit Lastverzicht.
- Die variablen Kosten der Lasterhöhungen bewegen sich in der Spanne zwischen 0 und 200 €/MWh.
- Auffällig ist, dass die Bereitstellungskosten der Lasterhöhungen in mehreren Branchen höher sind als die der Lastreduktionen. Die Bereitstellungskosten entstehen, wenn ein Abruf (eine Lastreduktion oder Lasterhöhung) möglich sein soll, unabhängig davon ob der Abruf tatsächlich am Strom- oder Regelleistungsmarkt vermarktet und abgerufen wird. Ein Beispiel für Bereitstellungskosten sind erhöhte Strombezugskosten, weil eine Anlage bei ungünstigeren Prozessparametern betrieben wird, um zum Beispiel eine Lasterhöhung möglich zu machen.
- Die einmaligen Fixkosten betragen über alle Branchen zwischen 0 und 21.000 €/MW. Diese Fixkosten müssen aufgewendet werden, um das berichtete Flexibilitätspotenzial zu mobilisieren, d. h. um die bereits anlagentechnisch vorhandenen Lastmanagementpotenziale nutzen zu können. Sie bestehen im Wesentlichen aus Investitionen in Steuerungen (d. h. auch Investitionen in elektrotechnische Anlagen wie Schaltanlagen, Steuerungstechnik) und Organisationskosten. Insbesondere in den Branchen Luftzerlegung/Aluminiumelektrolyse wurden von den befragten Unternehmen Investitionen in elektrotechnische Anlagen angegeben. Die laufenden Fixkosten betragen zwischen 0 und 23.000 €/MW/a. Diese Fixkosten umfassen insbesondere die Kosten für einen höheren Personalbedarf. Die Obergrenze ist in der Branche Zementherstellung/Behälterglasindustrie aufgetreten, es kann nicht ausgeschlossen werden, dass der Wert auf einem Missverständnis beruht. Ohne diese Branche beträgt das Maximum der laufenden Fixkosten ca. 6.000 €/MW/a.
- Für das Flexibilitätspotenzial für Lastverschiebung sind vor allem die Anlagenkonstellation und hier insbesondere das Vorhandensein eines durch Zwischenspeicher isolierbaren stromintensiven Produktionsprozesses und die Größe von Speichern für Zwischenprodukte einzelner Produktionsprozesse wichtige bestimmende Faktoren. Auch die geplante Auslastung des stromintensiven Produktionsprozesses im Normalbetrieb ist bestimmend für das jeweilige Flexibilitätspotenzial für Lastverschiebungen. Der Zeitraum für die nachholende Produktion wird oft maßgeblich bestimmt von der Differenz zwischen Normalauslastung und Maximalleistung.
- Für das Flexibilitätspotenzial für Lastverzicht ist die Verfügbarkeit von Zwischen- und Endprodukten als Handelsware sowie die zukünftige Vertragsgestaltung (geplante Anlagenauslastung mit Puffer für Lastverzicht bzw. zeitlich flexibleren Lieferbedingungen) ein entscheidender bestimmender Faktor des Flexibilitätspotenzials.
- Ein weiterer bestimmender Faktor sind die erwartete Aktivierungszeit (Totzeit und Aktivierungsgeschwindigkeit). Wie sich insbesondere in den hochgerechneten Summenkennlinien zeigt, kann durch diese Parameter die Vermarktungsfähigkeit des Flexibilitätspotenzials deutlich eingeschränkt werden.
- Zudem wird das Flexibilitätspotenzial bestimmt durch die Auswirkung einer Lastreduktion oder Lasterhöhung auf die Qualität des Endproduktes oder

Zwischenproduktes. Hier herrscht bei den Unternehmen derzeit oft noch Unkenntnis über die Auswirkungen von häufigen Abrufen des bestehenden Flexibilitätspotenzials.

- Neben dem vorgestellten soziotechnischen Potenzial wurde das technische Potenzial jeder Branche bestimmt. Das technische Potenzial besteht aus allen technisch möglichen Abrufen, im Gegensatz zum soziotechnischen Potenzial, d. h. dem Potenzial, das von den befragten Unternehmen derzeit als nutzbar eingeschätzt wurde und insb. durch kurz- und mittelfristig bestehende Lieferverpflichtungen begrenzt ist).
- Die Angaben zum technischen und soziotechnischen Potenzial beziehen sich auf den Normalbetrieb der Anlagen, d. h. bei Ausfällen oder Wartungen der Anlagen steht ein Teil der Potentiale nicht zur Verfügung. Bei der Betrachtung einer gesamten Branche bzw. mehrerer Branchen steht stets ein Großteil dieser Potentiale zur Verfügung, da die Nichtverfügbarkeits-Ereignisse stochastisch unabhängig voneinander sind. In der Branche Zementherstellung/Behälterglasindustrie wird darüber hinaus zwischen NT- und HT-Zeiten unterschieden.
- Die niedrigen Preisniveaus an den Strom- und Regelleistungsmärkten sind eine wesentliche Ursache dafür, dass sich die Unternehmen bisher eher mit der Erschließung von Potentialen zur Lastverlagerung als mit Lastverzicht befassen. Lastverlagerung lohnt sich vielfach bereits bei niedrigeren und mittleren Strompreisen. Für eine Produktionskostenoptimierung durch Lastverzicht bestehen derzeit noch zu geringe wirtschaftliche Anreize, da es mit einer geringeren Produktion (d. h. mit einem Verlust an Wertschöpfung) und somit mit Deckungsbeitragsverlusten verbunden ist. Lastverzicht lohnt sich daher für die meisten Unternehmen erst bei höheren Strompreisen (in der Industrie üblicherweise erst bei Preisspitzen über 200 €/MWh), die in den letzten Jahren sehr selten auftraten.

9 Branchenübergreifende Potenziale

Nachdem im vorhergehenden Kapitel die Ergebnisse Branche für Branche präsentiert wurden, wird in diesem Kapitel eine branchenübergreifende Betrachtung durchgeführt. Die in dieser Studie untersuchten Branchen umfassen ca. 30% des industriellen Stromverbrauchs – die Ergebnisse stellen also nur einen Teil der Lastmanagementpotentiale in der Industrie dar.

Im ersten und zweiten Teil dieses Kapitels werden die ermittelten technischen Potenziale und derzeitigen soziotechnischen Potenziale auf Basis exemplarischer Nutzungsformen dargestellt. Das soziotechnische Potenzial beschreibt dabei das Potenzial, das von den befragten Unternehmen derzeit als nutzbar für Lastreduktionen und Lasterhöhungen eingeschätzt wurde. Es wurden vornehmlich Lastverlagerungspotentiale von den Befragten angegeben, insbesondere da vielfach kurz- und mittelfristig Lieferverpflichtungen bestehen, die dem Lastverzicht entgegenstehen. Für die Nutzung von Lastverzicht bestehen zudem derzeit aufgrund der niedrigen Strompreisspitzen nur geringe ökonomische Anreize. Die Ergebnisse des derzeitigen soziotechnischen Potentials stellen damit nur einen Teil des technischen Potentials in den befragten Branchen dar (siehe auch Kapitel 7.2). In einem letzten Teil werden die Ergebnisse dieses Forschungsprojekts mit den Ergebnissen anderer Studien verglichen.

9.1 Potenziale der regelbaren Lasten für Lastreduktionen

Abbildung 62 zeigt in einem Überblick die installierten Leistungen, die technischen und soziotechnischen Potenziale in den einzelnen Branchen – hierbei sind die Branchen Zementherstellung und Behälterglasindustrie aufgrund von Besonderheiten der Verfügbarkeit der Zementherstellung herausgenommen worden. Die Abbildung fasst damit die wesentlichen Ergebnisse des Kapitels 8 stark komprimiert zusammen³⁰.

Die Summe der installierten Leistungen der befragten Branchen (ohne die Zementherstellung/Behälterglasindustrie) beträgt ca. 8.900 MW. Mit ca. 3.100 MW stellt die Papierindustrie den größten Anteil an der installierten Leistung, gefolgt von den Elektrostahlwerken mit ca. 2.100 MW und der Aluminiumelektrolyse/Luftzerlegung mit ca. 1500 MW.

Das technische Potenzial für Lastreduktionen beträgt in den befragten Branchen ca. 6.000 MW. In den Branchen Aluminiumelektrolyse/Luftzerlegung, Elektrostahlwerke, und Papier- und Pappeherstellung entspricht das technische Potenzial praktisch der vollständigen elektrischen Leistungsaufnahme der Produktionsanlagen im Normalbetrieb.

Das soziotechnische Potenzial wird zur Darstellung des Einflusses der Anforderungen in den Nutzungsformen einmal abgeleitet von den gesamten soziotechnischen Potenzialen ohne Produktanforderungen (siehe Säule „soziotechnisches Potenzial (Gesamt 1h)“ siehe Abbildung 64) und einmal mit den Werten der Nutzungsform ID / DA 1h (Siehe Säule „soziotechnisches Potenzial (ID/DA1h) dargestellt. Das derzeitige soziotechnische Potenzial der Branchen für Lastreduktionen am Spotmarkt beträgt in der Nutzungsform ID / DA 1h ca. 2.900 MW. Das derzeitige gesamte soziotechnische Potenzial ohne Produktvorgaben mit einer Abrufdauer von

³⁰ Die angegebenen Potenziale beziehen sich auf den Normalbetrieb der Anlagen, d.h. bei Ausfällen oder Wartungen der Anlagen steht ein Teil der Potentiale nicht zur Verfügung. Bei der Betrachtung einer gesamten Branche bzw. mehrerer Branchen steht stets ein Großteil dieser Potentiale zur Verfügung, da die Nichtverfügbarkeits-Ereignisse stochastisch unabhängig voneinander sind.

mindestens einer Stunde beträgt ca. 3.500 MW. Dies zeigt: Bei einer anderen Definition dieser Nutzungsform können die soziotechnischen Potenziale größer oder auch kleiner ausfallen (siehe auch Kapitel 7.2).

Die im Rahmen des Projekts identifizierten technischen Potenziale liegen damit bei rund sieben Prozent der deutschen Jahreshöchstlast, die der soziotechnischen Potenziale bei rund vier Prozent der deutschen Jahreshöchstlast.

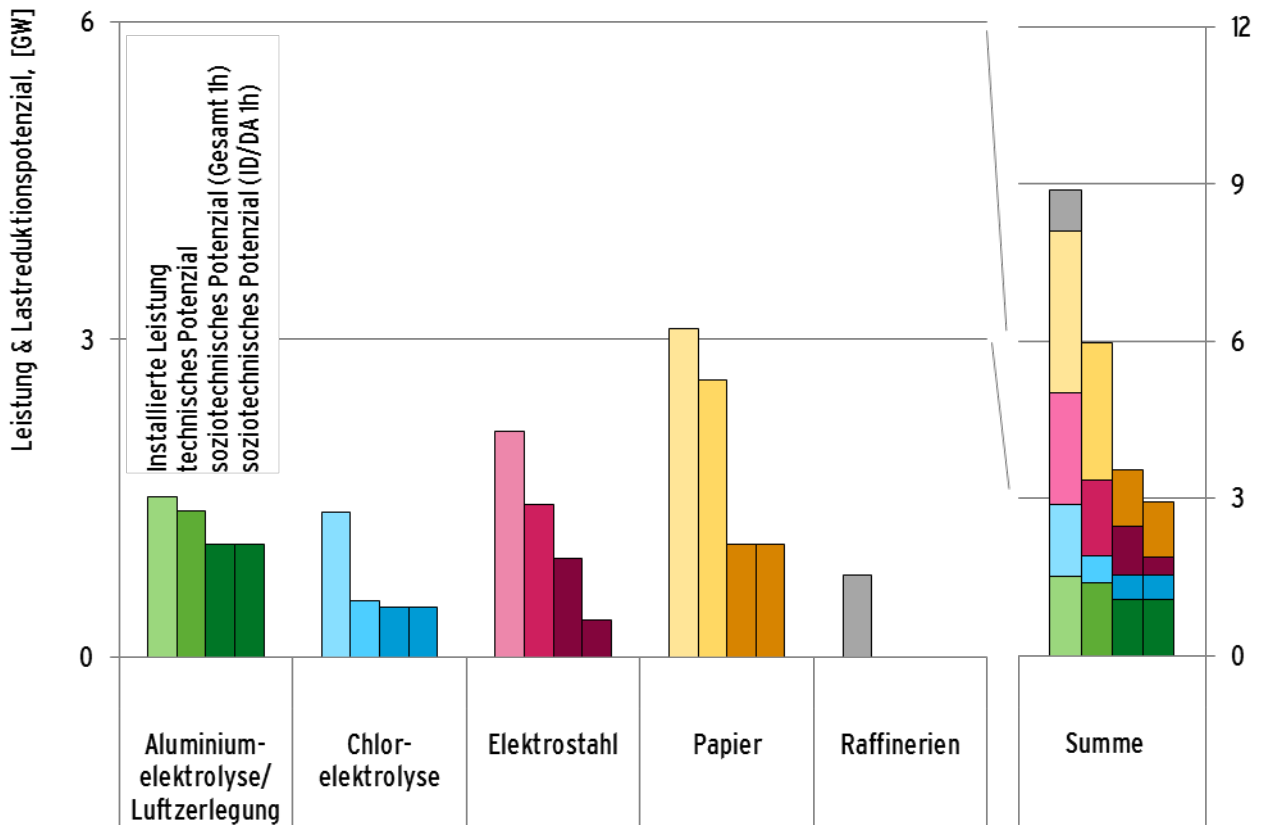


Abbildung 62 Darstellung der installierten Leistung, des technischen Potenzials und des derzeitigen soziotechnischen Potenzials in den befragten Branchen³¹

Im Bereich der Chlorelektrolysen besteht ein deutlicher Unterschied zwischen der installierten Leistung der Elektrolyseure (ca. 1.400 MW) und dem technischen Potenzial (530 MW). Hintergrund ist, dass bei Anlagen die mehrere parallel verlaufende, nachgeschaltete Produktionsprozesse mit Chlor versorgen, eine Vollabschaltung dieser Elektrolyseure als technisch nicht möglich eingeschätzt wurde. Das soziotechnische Potenzial in der Nutzungsform ID/DA (1h) ist mit 470 MW nochmals kleiner. Dies resultiert aus einschränkenden Vorgaben bei der Definition der Nutzungsform.

³¹ Die angegebenen Potenziale beziehen sich auf den Normalbetrieb der Anlagen, d.h. bei Ausfällen oder Wartungen der Anlagen steht ein Teil der Potentiale nicht zur Verfügung. Bei der Betrachtung einer gesamten Branche bzw. mehrerer Branchen steht stets ein Großteil dieser Potentiale zur Verfügung, da die Nichtverfügbarkeits- Ereignisse stochastisch unabhängig voneinander sind.

Bei der Aluminiumelektrolyse/Luftzerlegung ist der Unterschied zwischen dem technischen Potenzial und dem etwas geringeren soziotechnischen Potenzial ausschließlich auf die Luftzerlegung zurückzuführen.

Bei den Elektrostahlwerken ist der Unterschied zwischen technischem Potenzial und dem derzeitigen soziotechnischen Potenzial relativ am größten. Der Hintergrund für das deutlich kleinere derzeitige soziotechnische Potenzial ist, dass einerseits bei den Elektrostahlwerken kaum Potenziale für länger andauernde Lastverschiebungen vorhanden sind. Und andererseits hat die Mehrzahl der befragten Unternehmen derzeit einen Lastverzicht, der aus einer Vollabschaltung des Elektrostahlwerks resultiert (insbesondere aufgrund der hohen geplanten Anlagenauslastung sowie der kurz- und mittelfristig bestehenden Lieferverpflichtungen) als unerwünscht eingestuft. Vollabschaltungen sind deswegen bei dem derzeitigen soziotechnischen Potenzial, anders als beim technischen Potenzial überwiegend nicht enthalten.

In der Papierindustrie besteht ebenfalls ein größerer Unterschied zwischen dem technischen Potenzial (ca. 2.600 MW) und dem derzeitigen soziotechnischen Potenzial (ca. 1.100 MW). In der Papierindustrie ist ein ausschlaggebender Grund, dass die größten derzeitigen soziotechnischen Potenziale Lastverschiebepotenziale in der Stoffaufbereitung von Frischfasern sind, jedoch nur eine Minderheit der Papierfabriken in Deutschland diese Stoffaufbereitung durchführt. Eine kontrollierte Vollabschaltung einer Papier- oder Kartonmaschine (wie dies für regelmäßige Wartung und Reparaturen durchgeführt wird) würde aufgrund der derzeitigen hohen geplanten Auslastung der Anlagen zu einem Lastverzicht führen. Insbesondere aufgrund der kurz- und mittelfristig bestehenden Lieferverpflichtungen wurde diese Option nur von einem Teil der Unternehmen angegeben. Vollabschaltungen sind deswegen analog den Elektrostahlwerken bei dem derzeitigen soziotechnischen Potenzial, anders als beim technischen Potenzial, überwiegend nicht enthalten.

Die Raffinerien sind ein Sonderfall, weil hier das technische Potenzial und das soziotechnische Potenzial praktisch 0 MW beträgt. Die installierte Leistung der Raffinerien ist mit 770 MW signifikant.

9.2 Soziotechnische Potenziale der regelbaren Lasten

9.2.1 Day-ahead- und Intraday-Markt

Die Nutzungsformen ID/DA(1h), ID/DA (2h), ID/DA(4h) und ID/DA(8h) wurden definiert, um die derzeit nutzbare Abrufleistung und Abrufdauer für Lastreduktionen und Lasterhöhungen auf dem Day-ahead- oder Intraday-Markt in standardisierten und damit vergleichbaren Produkten zu ermitteln. Wichtig für die Einordnung dieser Ergebnisse ist: Für die exemplarischen Nutzungsformen am Spotmarkt wurden teilweise Anforderungen vorgegeben, die in der Praxis nicht verpflichtend erfüllt werden müssen (insb. bei der Aktivierungszeit), sondern die eine sinnvolle betriebswirtschaftliche Orientierung darstellen. Daher umfassen die ermittelten soziotechnischen Potenziale in der Regel nur eine Teilmenge der derzeit nutzbaren Potenziale in den untersuchten Branchen.

In Abbildung 63 ist das derzeitige soziotechnische, einmalige und 5-Folgetage-Potenzial der Lastreduktionen für die verschiedenen exemplarischen Nutzungsformen am Spotmarkt dargestellt. Das derzeitige soziotechnische Potenzial für die Nutzungsform ID/DA 1h beträgt ca. 3.000 MW. Der abnehmende Verlauf des Potenzials in Abhängigkeit von der Abrufdauer ist vor allem dadurch zu begründen, dass die derzeit am Spotmarkt nutzbaren Potenziale überwiegend Lastverschiebungen darstellen und somit typischerweise durch Speicher für

Zwischenprodukte begrenzt sind. Ebenfalls im Bereich der Erwartungen ist die Tatsache, dass das 5-Folgetage-Potenzial geringer ist als das einmalige Potenzial.

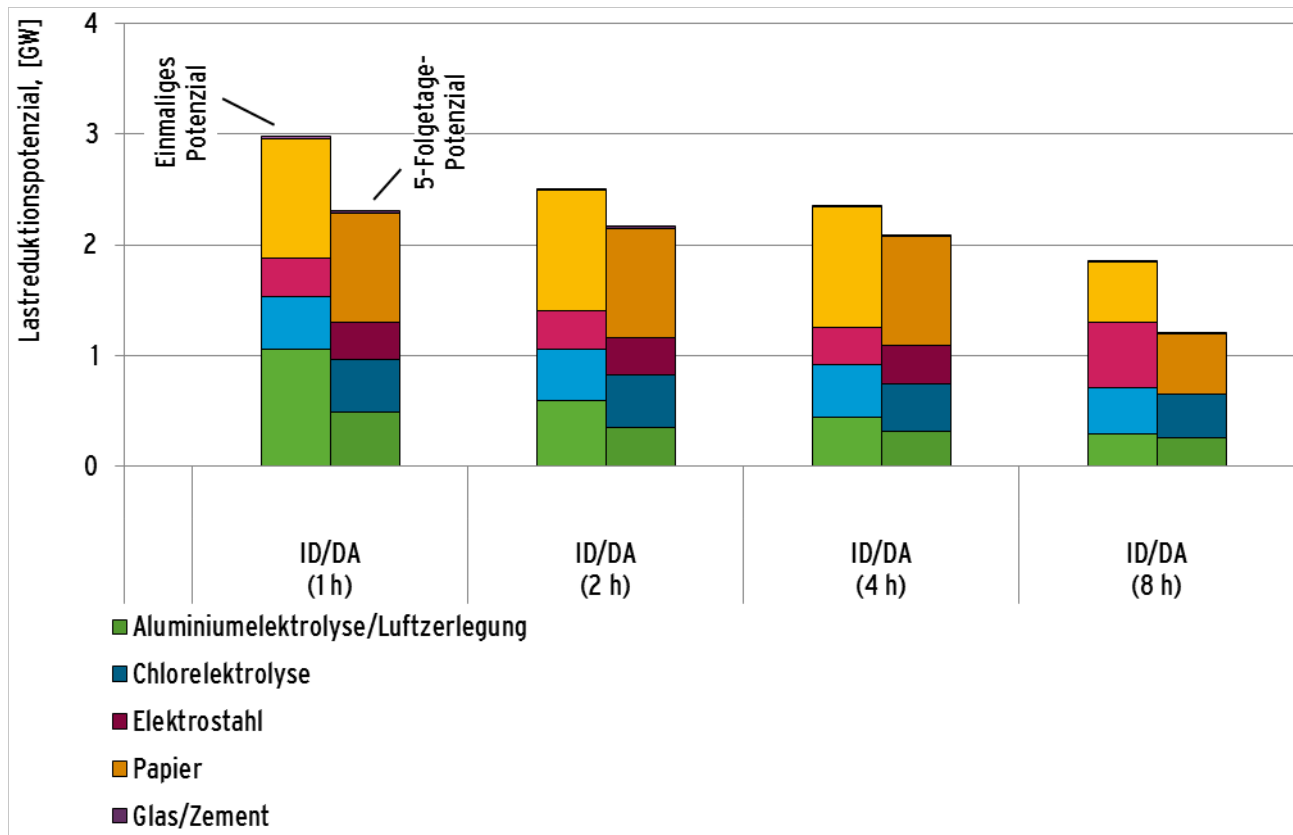


Abbildung 63 Derzeitiges soziotechnisches Potenzial: Einmaliges (links) und 5-Folgetage-Potenzial (rechts) der Lastreduktionen der untersuchten Branchen/Subbranchen in den Nutzungsformen des Intraday/Spotmarktes

Um die vollständigen derzeit nutzbaren soziotechnischen Potenziale (d. h. ohne Einschränkungen aus den exemplarischen Nutzungsformen) zu ermitteln, wurden die Ergebnisse der Unternehmensbefragungen in Form eines Ablaufdiagramms ausgewertet und die maximal mögliche Abrufleistung über der Abrufdauer analysiert. Dazu wurde eine (hypothetische) Aktivierung der möglichen Lastreduktionen (aller Unternehmen der untersuchten Branchen) zu einem jeweils optimalen Zeitpunkt (t-x) unterstellt, mit der zum Zeitpunkt t=0 die maximale Abrufleistung aktiviert ist. Das heißt, die Unternehmen kennen den Bedarf an Lastreduktion ausreichend lange vor dem Zeitpunkt t=0 (z. B. day-ahead), so dass die Aktivierungszeit keine Rolle spielt und sie rechtzeitig mit der Aktivierung der Abrufleistung beginnen können. Hierbei wird jeweils die Lastreduktion aktiviert, die die größte Abrufleistung bietet. In Abbildung 64 ist die maximale verfügbare Abrufleistung in Abhängigkeit von der Abrufdauer in Form eines Ablaufdiagramms dargestellt.

Das derzeitige gesamte soziotechnische Potenzial ohne Produktvorgaben mit einer Abrufdauer von mindestens einer Stunde beträgt ca. 3.500 MW. Der Effekt aus den Produktvorgaben in den exemplarischen Nutzungsformen zeigt sich im Vergleich des soziotechnischen Potenzials in der Nutzungsform ID / DA (1h) (ca. 3.000 MW) und im Ablaufdiagramm ohne Produktvorgaben (z. B. nach einer Stunde noch ca. 3.500 MW verfügbar). Die Vergleichswerte nach 2 Stunden sind 2.500 MW in der Nutzungsform ID/DA (2h) und 2.900 MW im Ablaufdiagramm.

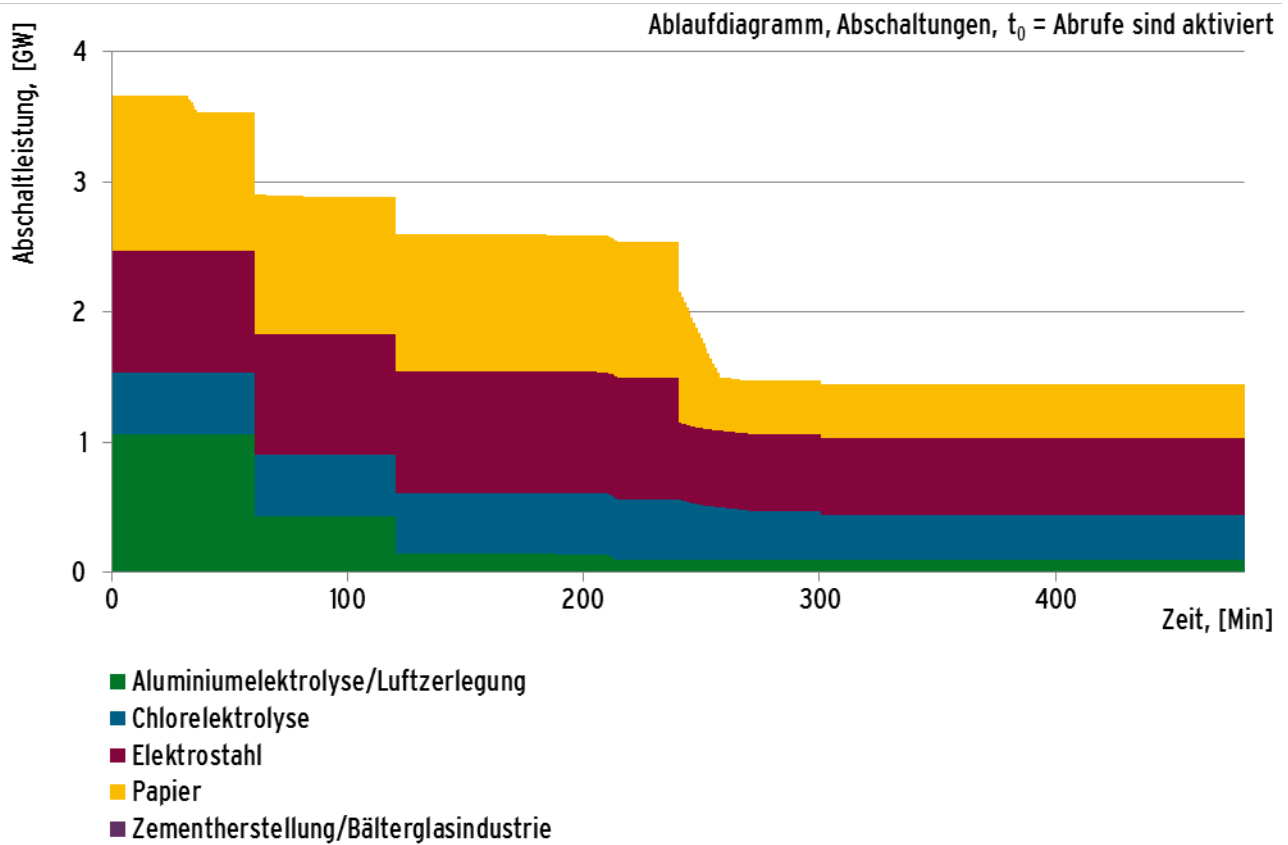


Abbildung 64 Derzeitiges soziotechnisches Potenzial ohne Vorgaben für die Aktivierungszeit: Ablaufdiagramm für eine gleichzeitige Aktivierung der Lastreduktionspotenziale zum Zeitpunkt $t=0$

Die Potenziale der Lasterhöhungen sind in Abbildung 65 dargestellt. Auffällig ist, dass dieses Potenzial deutlich kleiner ist als das Potenzial für Lastreduktionen. Weiterhin auffällig ist, dass fast kein Unterschied zwischen dem einmaligen und dem 5-Folgetage-Potenzial besteht. Dies liegt daran, dass die meisten Lasterhöhungen durch Lastverschiebungen realisiert werden bzw. aufgrund von Anlagenauslegung und Betriebsweise mit hoher Auslastung nur auf diese Weise realisiert werden können. Begrenzender Faktor der Lasterhöhungen ist dann meist ein Speicher für Zwischen-/Endprodukte, der nach einer bestimmten Zeit voll ist. Um das Lasterhöhungspotenzial wieder herzustellen, muss eine Lastreduktion vorgenommen werden, die aber selten länger dauert als die Lasterhöhung. Deswegen ist ein Lasterhöhungspotenzial am Folgetag fast immer wieder einsatzbereit.

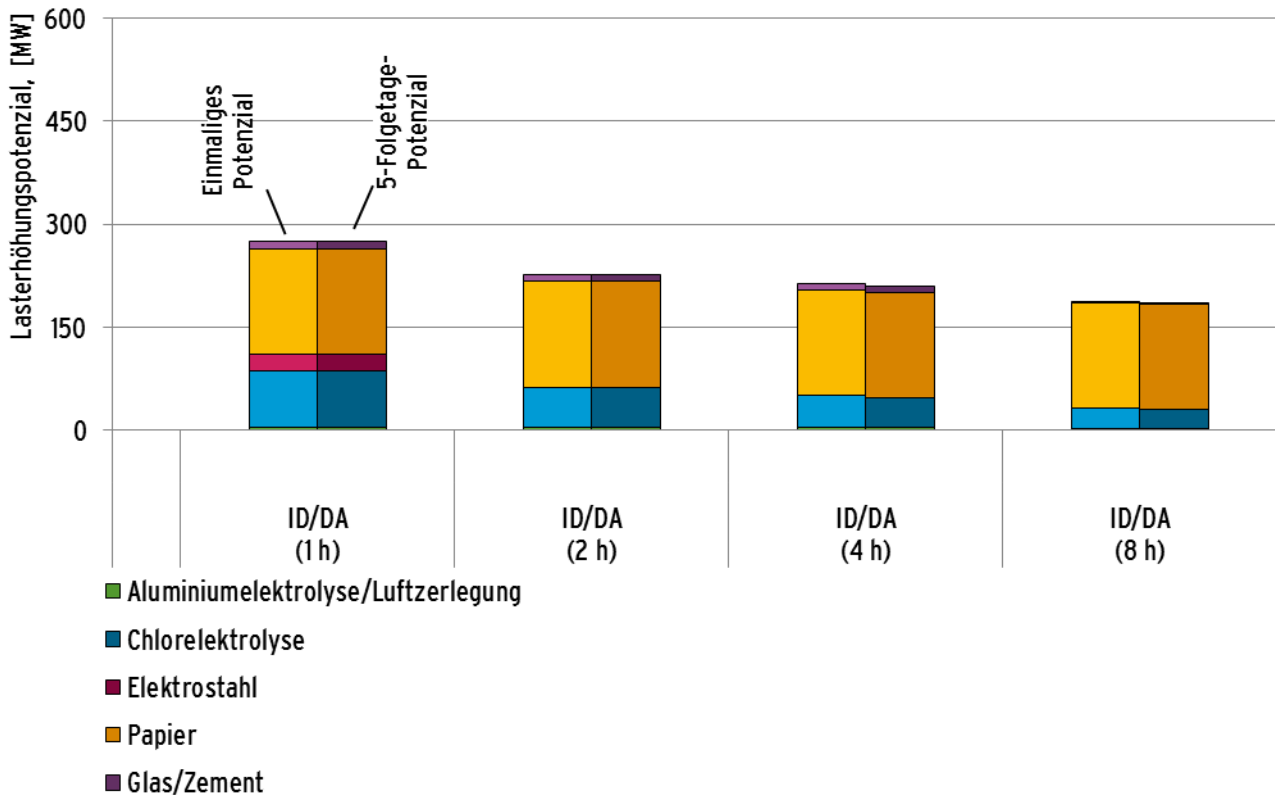


Abbildung 65 Derzeitiges soziotechnisches Potenzial: Einmaliges (links) und 5-Folgetage-Potenzial (rechts) der Lasterhöhungen der untersuchten Branchen/Subbranchen in den Nutzungsformen des Intraday/Spotmarktes

9.2.2 Regelleistungsmarkt und Systemdienstleistungen

In Abbildung 66 und Abbildung 67 sind derzeit am Regelleistungsmarkt nutzbaren Potenziale auf Basis exemplarischer Nutzungsformen dargestellt. In den Abbildungen wird deutlich, dass die einmaligen Potenziale in der Nutzungsform PRL mit 24 MW Lastreduktions- und 0 MW Lasterhöhungspotenzial am kleinsten sind und nur von der Branche Aluminiumindustrie / Luftzerlegung beigesteuert werden.

In der Nutzungsform SRL ist das einmalige Lastreduktionspotenzial mit 154 MW deutlich größer. Das einmalige Lasterhöhungspotenzial ist demgegenüber mit 4 MW ähnlich klein wie in der Nutzungsform PRL. Das Lastreduktionspotenzial besteht überwiegend bei den Chlorelektrolysen, gefolgt von der Aluminiumindustrie/Luftzerlegung und einem sehr kleinen Anteil der Zementherstellung und Behälterglasindustrie. Das Lasterhöhungspotenzial in der Nutzungsform SRL besteht überwiegend bei der Branche Aluminiumindustrie/Luftzerlegung.

Die Nutzungsformen MRL I und MRL II bieten mit 1.455 MW und 2.065 MW erwartungsgemäß deutlich größere einmalige Lastreduktionspotenziale. Das höhere Ergebnis für die Nutzungsform MRL II ist auf die deutlich kürzere Abrufdauer von nur einer Stunde im Vergleich zu vier Stunden bei MRL I zurückzuführen. Die Lasterhöhungspotenziale sind mit 213 MW bzw. 249 MW deutlich geringer. In der MRL I wird das einmalige Potenzial jeweils zu ähnlichen Teilen von der Aluminiumherstellung/Luftzerlegung, den Chlorelektrolysen, der Papierindustrie und den Elektrostahlwerken gestellt. In der MRL II kann vor allem die Aluminiumherstellung/Luftzerlegung sehr viel mehr Potenzial mobilisieren als bei MRL I.

Für die beiden Nutzungsformen Notaus (5 Min) und Notaus (1h) bestehen mit 1.458 MW bzw. 1.262 MW erstaunlich hohe Potenziale. Den größten Anteil dieser Nutzungsform stellt die Aluminiumindustrie/Luftzerlegung. Zum Notaus (5 Min) können auch Elektrostahlwerke beitragen, wobei es sich um Kurzeitunterbrechungen des Schmelzofens, die nur Abrufdauern bis zu wenigen Minuten haben, handelt.

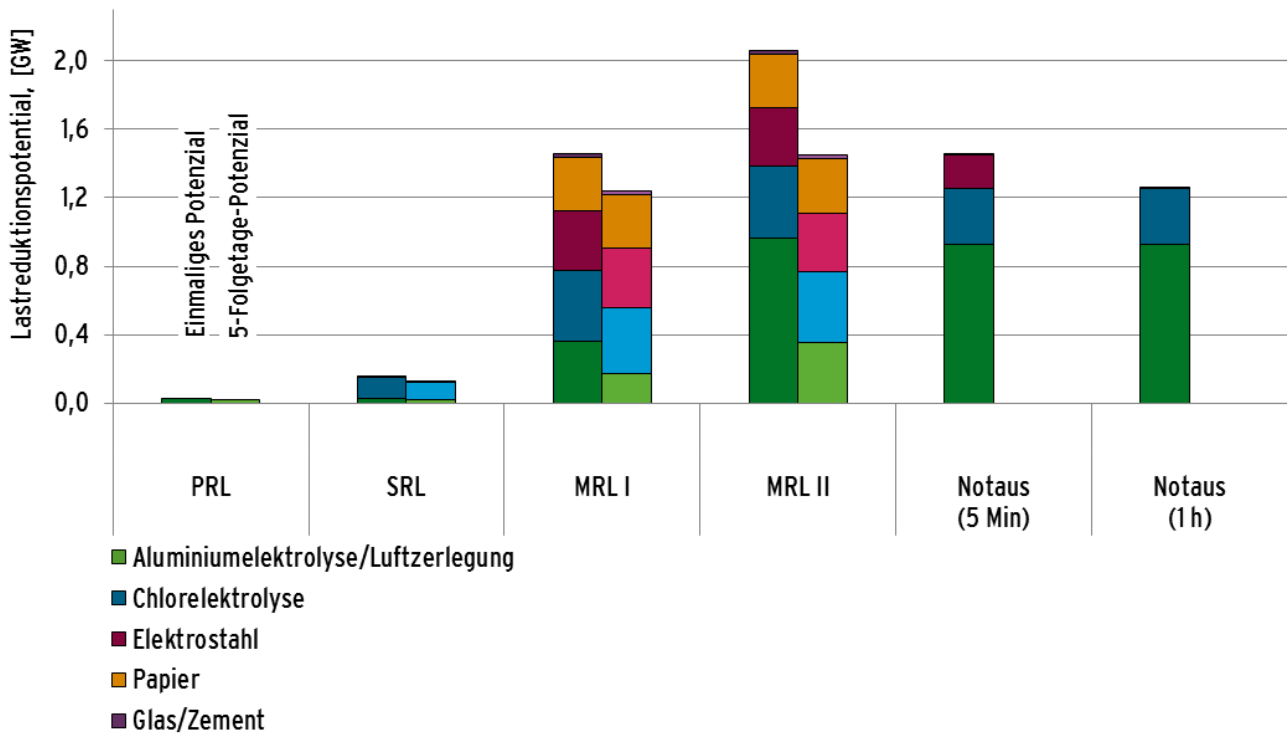


Abbildung 66 Einmaliges und 5-Folgetage-Potenzial der Lastreduktionen der untersuchten Branchen/Subbranchen in den Nutzungsformen des Regelleistungsmarktes

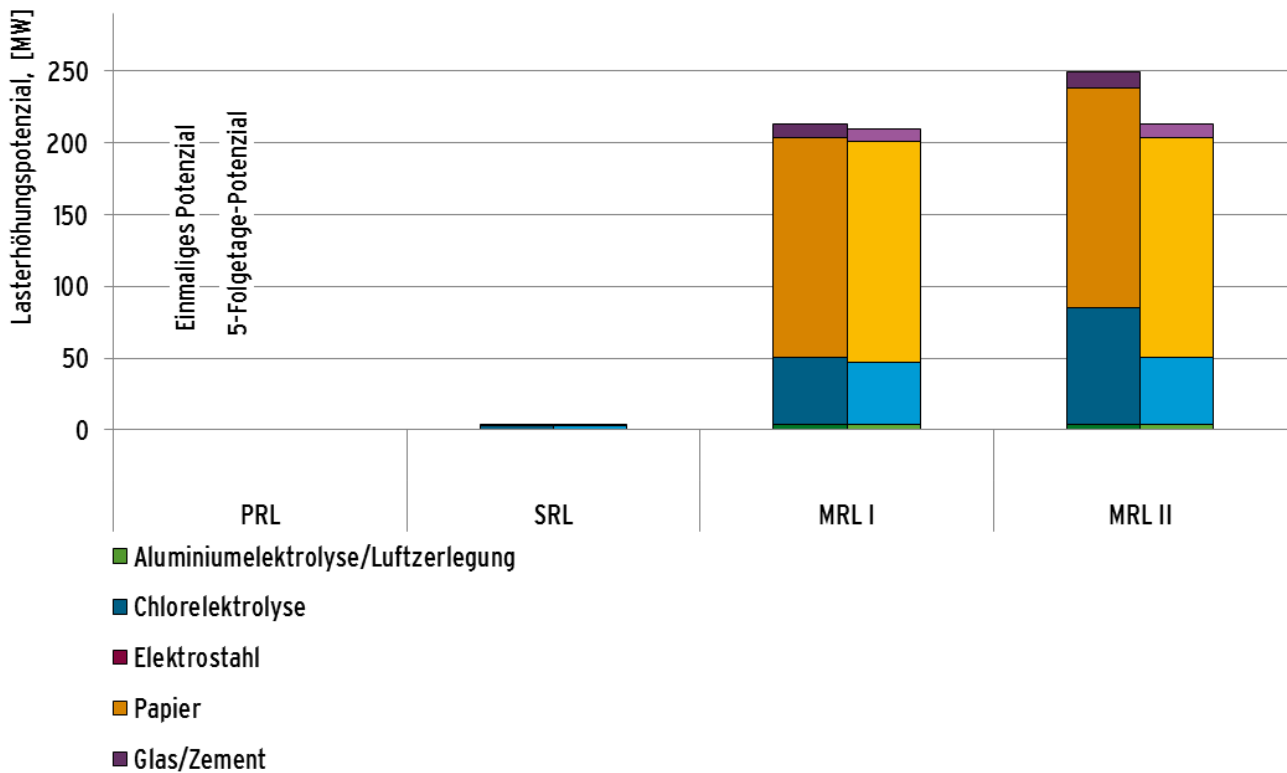


Abbildung 67 Einmaliges und 5-Folgetage-Potenzial der Lasterhöhungen der untersuchten Branchen/Subbranchen in den Nutzungsformen des Regelleistungsmarktes

In Abbildung 68 ist das einmalige Potenzial in Relation zum Ausschreibungsvolumen gesetzt. Wie in Kapitel 3 dargestellt, ist der Primärregelleistungsmarkt mit einem

Ausschreibungsvolumen in Höhe von 576 MW (Stand September 2013) das kleinste Segment des Regelleistungsmarktes. Die Märkte für Sekundärregelleistung und Minutenreserve sind mit rund 2.000 MW bzw. 2.500 MW demgegenüber deutlich größer. Nach den Befragungsergebnissen können regelbare Lasten der untersuchten Branchen eher zu den Märkten für positive Regelleistung beitragen, bei PRL und SRL jedoch nur zu einem relativ kleinen Teil. Dagegen sind die Anteile des einmaligen Potenzials der MRL I an der Minutenreserve von 56 % (MRL I) bzw. knapp 80 % (MRL II) von substantieller Bedeutung.

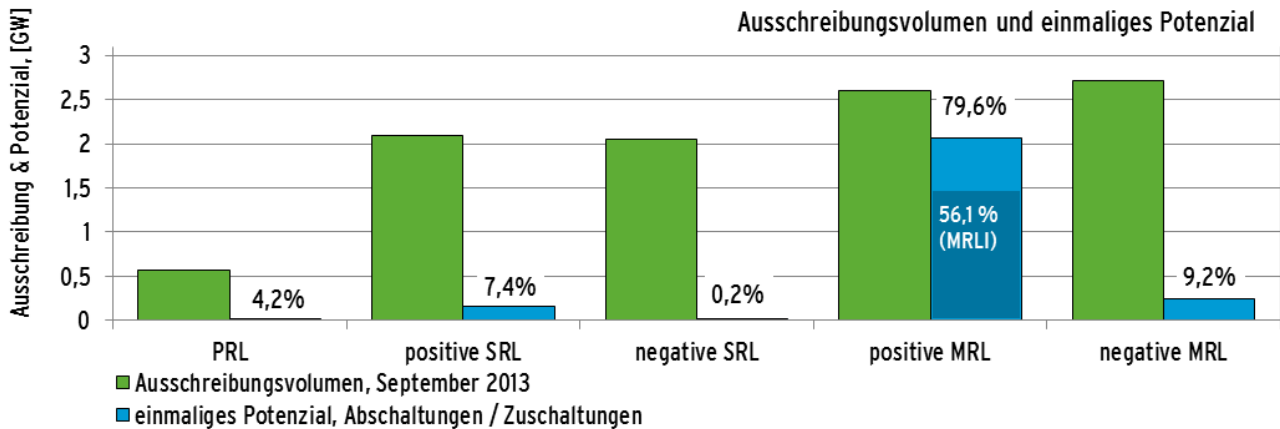


Abbildung 68 Darstellung des Ausschreibungsvolumens der Regelleistungsmärkte, der einmaligen Potenziale der Nutzungsformen PRL, SRL und MRL I und MRL II und der relativen Größe des einmaligen Potenzials im Vergleich zum Ausschreibungsvolumen

Bei der Bewertung dieser Relationen muss jedoch berücksichtigt werden, dass das im Rahmen der Befragung erfasste derzeitige soziotechnische Potenzial noch zu einem Teil durch Hemmnisse blockiert wird und generell deutlich größer als das wirtschaftliche Potenzial ist. Andererseits konnten in diesem Forschungsprojekt nicht alle Branchen untersucht werden, so dass die hier ermittelten Potenziale nur eine Teilmenge der Potenziale aller Branchen darstellen. Ebenso können durch Anpassungen im Produktionsprozess auch weitere Potenziale für die Bereitstellung von Regelleistung erschlossen werden.

9.3 Vergleich der ermittelten soziotechnischen Potenzialen mit den Potenzialen in der Literaturanalyse

Die vorangegangene Auswertung ergibt ein derzeitiges nutzbares Potenzial für Lastreduktion aus regelbaren Lasten von etwa 3 GW in der Nutzungsform ID/DA (1h) bzw. 3,5 GW ohne Vorgabe der Aktivierungszeit. Die technischen Potenziale dieser Branchen sind mit 6 GW erheblich höher.

Ein besonderer Schwerpunkt dieser Untersuchung war eine umfassende und detaillierte Analyse der Flexibilitätspotenziale regelbarer Lasten von jeweils mehreren Unternehmen in den betrachteten Branchen (siehe auch Kapitel 3 und 6 sowie Anhang A 5). Die Ermittlung des derzeitig nutzbaren Potenzials mit standardisierten und damit vergleichbaren Produkten (exemplarische Nutzungsformen, die sich an den existierenden Vermarktungsoptionen des Spot- und Regelleistungsmarktes orientieren) sowie des technischen Potenzials, ist ein weiteres wesentliches Merkmal der vorliegenden Studie.

Der direkte Vergleich der Ergebnisse mit denen anderen Studien ist nur eingeschränkt möglich, da diese eine andere Vorgehensweise verwendet haben und sich insbesondere im

Ansatz, die verschiedenen Flexibilitätsoptionen, also Lastverschiebung und Lastverzicht zu berücksichtigen sowie in den betrachteten Branchen teilweise sehr unterscheiden.

Allgemeine Bewertung der Größenordnung des Lastreduktionspotenzials im Studienvergleich

Die in der vorliegenden Untersuchung identifizierten Flexibilitätspotenzials für Lastreduktionen präzisieren die bisherigen Erkenntnisse aus früheren Studien. Die in dieser Studie ermittelten derzeitigen soziotechnischen Potenziale liegen in einer ähnlichen Größenordnung wie die Ergebnisse anderer Studien aus den letzten Jahren. So bewegt sich das Lastreduktionspotenzial an einem beispielhaft simulierten Wochentag bei einer Studie des Energiewirtschaftlichen Instituts der Universität Köln [EWI 2012, S. 37 ff] zwischen rd. 3 und 3,5 GW. Die Technische Universität Darmstadt [TU Darmstadt 2012] weist als Gesamtpotenzial rd. 4,4 GW. Diese Detailstudie hat bei der Branchenauswahl eine ähnliche Schwerpunktsetzung wie die vorliegende Studie und berücksichtigt ebenfalls neben den kontinuierlichen auch diskontinuierliche Abrufe. Das (scheinbar) höhere Potenzial ist darauf zurückzuführen, dass in der Studie der TU Darmstadt mit 4,4 GW Potenzial keine Einteilung in Nutzungsformen vorgenommen wurde.

Ältere Studien weisen z. T. etwas geringere Potenziale aus (vgl. Abbildung 69). Während TU Darmstadt, Consentec [Consentec 2010], Dena [Dena 2010] und die vorliegende Untersuchung nur ausgewählte Branchen und hier jeweils nur die Flexibilität der Prozesse betrachten, sind in dem bei EWI ausgewiesenen Potential z. T. auch Querschnittstechniken (QT) enthalten. FfE [von Roon, Grobmeier 2010] und Klobasa [Klobasa 2007] nennen Werte für den gesamten Industriesektor einschließlich der Potenziale der Querschnittstechniken und beziffern das Lastreduktionspotenzial auf 2,4 bzw. 2,8 GW.

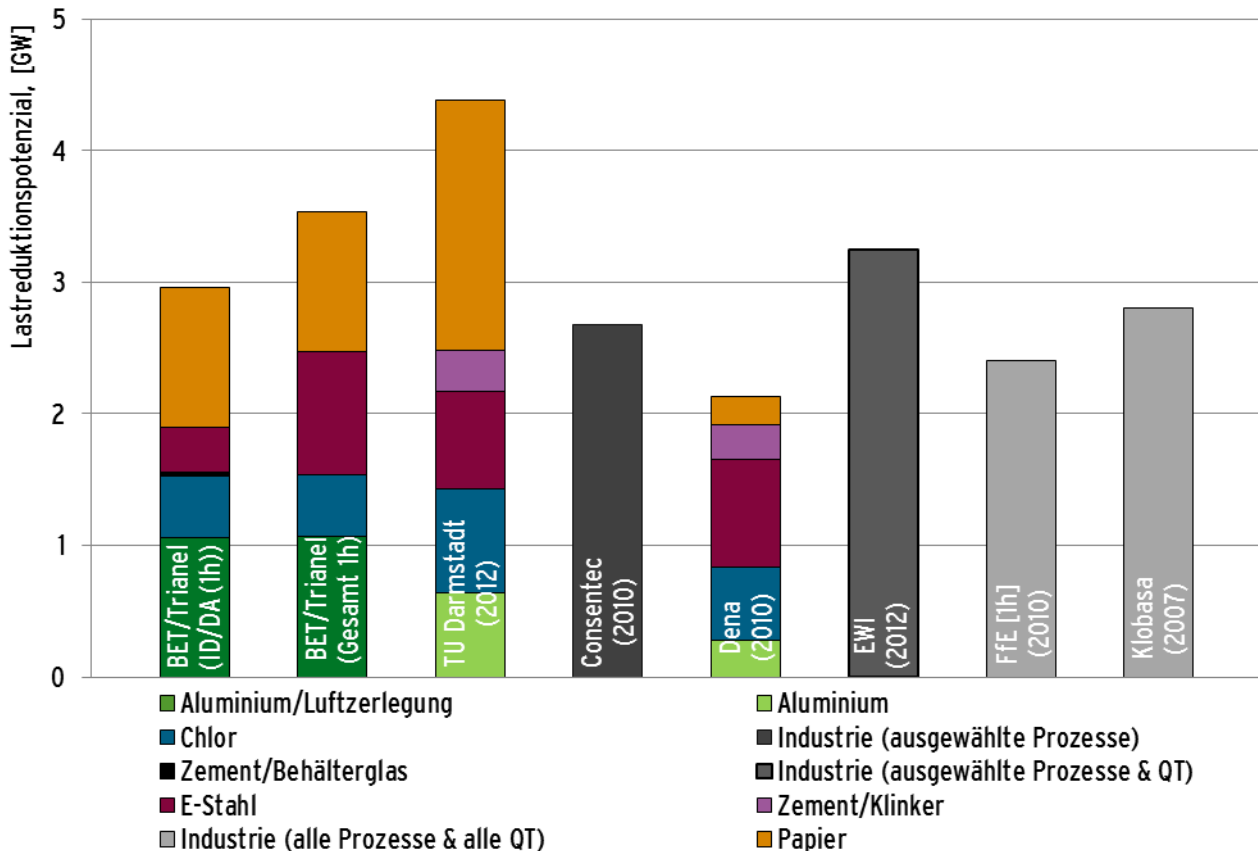


Abbildung 69 Vergleich der derzeitigen soziotechnischen Potentiale für Lastreduktion mit den Potentiale in verschiedenen früheren Studien

Allgemeine Bewertung der Größenordnung des Lasterhöhungspotenzials im Studienvergleich

Die in dieser Studie ermittelten derzeitigen soziotechnischen Potentiale liegen in einer ähnlichen Größenordnung wie die Ergebnisse anderer Studien aus den letzten Jahren. Allen Studien gemein ist, dass das Zuschaltpotenzial deutlich geringer ausfällt als das Abschaltpotenzial. Die TU Darmstadt weist ein maximales positives Lastmanagementpotenzial von 500 MW aus, das zum Großteil in der Zementherstellung, in der Wasserwirtschaft und, zu kleinen Teilen, in der Aluminiumindustrie liegt. In der Dena-Studie wird das Potenzial auf eine ähnliche Größenordnung geschätzt (rd. 485 MW), allerdings überwiegend den Branchen Chemie, Papier und Zementherstellung zugeordnet. Die Unterschiede resultieren insbesondere daher, dass die Potentiale der Zementherstellung in dieser Untersuchung auf die Verfügbarkeit in HT-Zeiten bezogen wurde (die Zuschaltpotentiale in NT-Zeiten sind auch in dieser Untersuchung erheblich höher als in Abbildung 65 dargestellt).

Die vorliegende Studie konnte für Aluminium, Chlor, Papier und Zementherstellung ein Potenzial für Lasterhöhungen bestätigen und sieht darüber hinaus ein (kleines) Zuschaltpotenzial bei der Elektro Stahlproduktion, realisiert durch eine temporäre Leistungserhöhung des Schmelzofens (für maximal die Dauer eines Schmelzprozesses). Insgesamt liegt das identifizierte Zuschaltpotenzial in der vorliegenden Untersuchung bei rd. 300 MW.

9.4 Zwischenfazit

In diesem Kapitel wurde eine Vielzahl branchenübergreifender Betrachtungen zusammengetragen. Folgende Erkenntnisse können als Zwischenfazit zusammengestellt werden:

- Die in dieser Studie untersuchten Branchen umfassen ca. 30 % des industriellen Stromverbrauchs – die Ergebnisse stellen also nur einen Teil der Lastmanagementpotentiale in Industrie dar. Dennoch sind die Potenziale der regelbaren Lasten in den befragten Branchen erheblich.
- Insgesamt wurde in den befragten Branchen ohne die Branchen Zementherstellung und Behälterglasindustrie ein technisches Potenzial für Lastreduktionen in Höhe von ca. 6.000 MW ermittelt. Die installierte Leistung der befragten Branchen beträgt ca. 8.900 MW. Den größten Anteil an der Differenz zwischen installierter Leistung und technischem Potenzial haben die Raffinerien, die überhaupt kein technisches und damit auch kein soziotechnisches Potenzial aufweisen.
- Das derzeitige soziotechnische Potenzial der Branchen für Lastreduktionen am Spotmarkt mit einer Abrufdauer von mindestens einer Stunde beträgt für das Ein-Stunden-Produkt ca. 3.000 MW. Das derzeitige soziotechnische Potenzial ohne Vorgabe für die Aktivierungszeit mit einer Abrufdauer von mindestens einer Stunde beträgt ca. 3.500 MW. Das Potenzial für Lastreduktion am Regelleistungsmarkt ist (aufgrund der höheren Flexibilitätsanforderungen) insbesondere für PRL und SRL deutlich niedriger. Die 5-Folgetage-Potentiale für Lastreduktionen am Strommarkt liegen durchgehend unter den einmaligen Potenzialen. Das derzeitige soziotechnische Potenzial für Lasterhöhungen ist sowohl für die Nutzung am Spotmarkt als auch am Regelleistungsmarkt jeweils sehr viel niedriger als das Potenzial für Lastreduktionen mit vergleichbarer Nutzung.
- Die technischen Potenziale wurden auf Basis der umfangreichen Informationen zu den Produktionsprozessen aus der Branchenbefragung und der verfahrenstechnischen Expertise der Auftragnehmer deduktiv ermittelt.
- Bei der Bewertung der Potenziale ist zu berücksichtigen, dass sich die Ergebnisse auf den derzeitigen Anlagenbestand bzw. der derzeitigen Anlagenauslegung beziehen, d. h. dass die Potentiale durch die regelmäßigen Anlagenerneuerungen auch zunehmen können oder abnehmen können und dass die Potenziale auf dem derzeitigen Kenntnisstand der befragten Unternehmen basieren.
- Bei der Bewertung der Potenziale muss weiterhin berücksichtigt werden, dass die Nutzung der derzeitigen soziotechnischen Potenziale zum einen durch Hemmnisse blockiert oder wirtschaftlich nicht erschließbar sein kann. Andererseits können zukünftig – durch den Abbau von Hemmnissen und bei veränderten wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (z. B. höhere Strompreisspitzen) – weitere Anteile der technischen Potenziale für das soziotechnische Potenzial erschlossen werden. Zudem ist bei der Bewertung zu berücksichtigen, dass die Ergebnisse auf dem derzeitigen Kenntnisstand der befragten Unternehmen basieren.
- Die in der vorliegenden Untersuchung identifizierten Flexibilitätspotenzials für Lastreduktionen präzisieren die bisherigen Erkenntnisse aus früheren Studien. Die in dieser Studie ermittelten derzeitigen soziotechnischen Potenziale liegen in einer ähnlichen Größenordnung wie die Ergebnisse anderer Studien aus den letzten Jahren.

Unterschiede zwischen den Potenzialen in anderen Studien und dieser Studie sind in vielen Fällen in der Vorgehensweise begründet. Daneben ist der Betrachtungsumfang unterschiedlich: Diese Studie betrachtet ausschließlich das Potenzial ausgewählter energieintensiver Branchen, während andere die gesamte Industrie einschließlich der Querschnittstechniken [z. B. Klobasa 2007] untersuchen. Dies erschwert die direkte Vergleichbarkeit der Ergebnisse.

- Der Mehrwert dieser Studie im Vergleich zu schon vorliegenden Studien ist die Ermittlung des derzeitigen soziotechnischen Potenzials in exemplarischen Nutzungsformen und der klaren Abgrenzung zwischen technischem undzeitigem soziotechnischem Potenzial. Die Überprüfung des Flexibilitätspotenzials auf Vermarktungsfähigkeit in vordefinierten Nutzungsformen wirkt tendenziell potenzialbeschränkend, das heißt nicht das gesamte Flexibilitätspotenzial kann vollständig im Raster dieser Nutzungsformen vermarktet werden. Dieser Effekt sollte bei einem Vergleich der in den verschiedenen Studien ermittelten Potenziale berücksichtigt werden.

10 Entwicklung der technischen und soziotechnischen Potenziale bis 2030

Die Analyse der zukünftigen Entwicklung der ermittelten Flexibilitätspotenziale erfolgt auf Basis der Unternehmensangaben aus den Befragungen entlang der folgenden vier Dimensionen:

1. **Entwicklung der allgemeinen und branchenspezifischen Rahmenbedingungen:** Einschätzung der branchenspezifischen ökonomischen Entwicklung bzw. Konjunktorentwicklung unter Berücksichtigung nationaler und internationaler Einflussfaktoren
2. **Technische Entwicklung der Produktionsprozesse der Branchen:** Bewertung der heute in der Branche eingesetzten Produktionsprozesse unter den Aspekten Zukunftstauglichkeit, Entwicklungspotenzial und Technikalalternativen
3. **Weitere Möglichkeiten zur Erhöhung des technischen Potenzials:** Neben Veränderungen des Produktionsprozesses bestehen zahlreiche Möglichkeiten, insbesondere durch Speicherweiterungen und Erhöhungen der Produktionskapazitäten des stromintensiven Produktionsprozesses³² oder andere Investitionen das technische Potenzial auszubauen.
4. **Erschließung weiterer Anteile des technischen Potenzials und damit Erhöhung des soziotechnischen Potenzials innerhalb einer Branche:** Einschätzung der Möglichkeiten für eine Berücksichtigung von heute noch ungenutzten technischen Potenzialen (z. B. aufgrund von Hemmnissen für Lastverzicht)

Auf Basis dieser Informationen wird für jede Branche jeweils eine Entwicklungstendenz des technischen und des soziotechnischen Potenzials qualitativ abgeleitet. Damit werden dann Aussagen möglich, ob die in Kapitel 8 und 9 dargestellten heutigen Flexibilitätspotenziale sich in den nächsten anderthalb Jahrzehnten eher vergrößern oder verringern werden.

Eine Quantifizierung ist aus mehreren Gründen nur sehr schwer möglich, wie das folgende Beispiel zeigt: Bei sinkender Auslastung von prinzipiell flexiblen Anlagen, z. B. bei negativer ökonomischer Entwicklung der Branche, würde sich das Potenzial für Lasterhöhungen möglicherweise erhöhen. Dieser Umstand kann aber ohne eine detailliertere Analyse nicht in der Bewertung berücksichtigt oder gar quantifiziert werden, da nicht bekannt ist, ob eine abnehmende Produktion mit mehr Teillastbetrieb oder kürzeren Produktionszeiten oder evtl. sogar mit Werksschließungen umgesetzt werden wird. Dies hätte jeweils entscheidende Auswirkungen auf die Entwicklung des Lasterhöhungspotenzials. Die Entwicklung des zukünftigen technischen und soziotechnischen Potenzials wurde deswegen bewusst nur in qualitativer Weise eingeschätzt.

Die Auswertung erfolgt für die Branchen Papier, Chlorelektrolyse, Elektrostahl, Zementherstellung und Behälterglasindustrie, Raffinerien und Luftzerlegung. Zu den Braunkohletagebauen und Aluminiumelektrolysen liegen keine auswertbaren Angaben vor.

³² Die derzeitigen soziotechnischen Potenziale stellen das Potenzial mit der bestehenden Anlagenkonstellation dar. Das heißt, alle bestehenden Speicher und Produktionskapazitäten werden genutzt. Es werden nur Investitionen zur Nutzung des anlagenseitig bereits vorhandenen Potenzials, d.h. nur im Bereich Steuerungstechnik (elektrische Anlagen zur Steuerung und Schaltung) und Organisationsaufbau berücksichtigt.

10.1 Branchenweise Einschätzung der Entwicklung des technischen und des soziotechnischen Potenzials

Papier

Die ökonomische Perspektive für die Produktion von Karton und Papier mit Altpapieranteil wird von den Unternehmen eher positiv eingeschätzt (auch aufgrund der hohen Recyclingquote), wogegen einige Fein- und Spezialpapiere eher Nischenprodukte mit sinkender Nachfrage und wachsender Konkurrenz durch internationale Produzenten darstellen. Dieses Marktsegment wird daher als rückläufig bewertet. Die Bewertung der ökonomischen Perspektive der Branche durch die befragten Unternehmen ist daher in hohem Maße produktabhängig, fällt in Summe aber tendenziell stabil aus.

Die Unternehmen bewerten sich selbst überwiegend als technisch gut aufgestellt. Ihre Produktionsprozesse sind typisch für die Branche, es existieren keine Technikalternativen, die ggf. zusätzliche Marktvorteile schaffen könnten. Insbesondere bei innovativen Produkten wird die Zukunft der Produktion positiv bewertet.

Die ökonomische und technische Entwicklung zusammenfassend, wird das technische Potenzial als gleichbleibend bis leicht ansteigend eingeschätzt.

Die Unternehmen nannten weitere Möglichkeiten zur Erhöhung des technischen Potenzials bei Lastverschiebung: Es könnte insbesondere über den weiteren Ausbau von Speicherkapazitäten erschlossen werden. Bei Lastverschiebung und Lastverzicht wird von den Autoren eingeschätzt, dass bei gegebener Wirtschaftlichkeit (insb. das Auftreten von höheren Strompreisspitzen) zukünftig weitere Anteile der technischen Potenziale für das soziotechnische Potenzial erschlossen werden können.

Chlorelektrolyse

Die meisten befragten Unternehmen haben keine Angaben zu der von ihnen erwarteten ökonomischen Entwicklung gemacht. Wenige Unternehmen schätzen die Entwicklung als negativ ein und nennen als Gründe eine negative Rückwirkung der steigenden Stromkosten auf die Wirtschaftlichkeit des Prozesses sowie Produktionsüberkapazitäten. Die ökonomische Entwicklung wird deswegen als gleichbleibend bis leicht negativ eingeschätzt.

Die Chlorelektrolyse mit Hilfe des Amalgamverfahrens wird entsprechend einer Selbstverpflichtung der Industrie spätestens bis 2020 eingestellt bzw. ersetzt durch das Membranverfahren, das Diaphragmaverfahren oder das neue Sauerstoffverzehrkathodenverfahren. Alle drei Verfahren werden als effizient und zukunftsfähig bewertet. Das Membranverfahren weist eine höhere Energieeffizienz und eine bessere Teillastfähigkeit auf als das Diaphragmaverfahren und die Sauerstoffverzehrkathode und wird deswegen in seinen Zukunftsaussichten positiver eingeschätzt. Die technische Entwicklung der Produktionsprozesse wird deswegen als stabil eingeschätzt.

Eine Erhöhung der Anzahl der Elektrolyseure, die den Mindestabstand der Abrufe (bei Lastverschiebung) verkürzen und zugleich größere Lasterhöhungen ermöglichen würde, wird von einigen der befragten Unternehmen als Möglichkeit zur Bereitstellung von mehr Flexibilität in der Zukunft genannt. Dieses zusätzliche Potenzial ist allerdings mit hohen Investitionen verbunden. Erhöhungen der Speicherkapazität durch den Ausbau von Chlorspeichern werden aus ökologischen Gründen als nicht realistisch eingeschätzt. In der Gesamtschau der Angaben werden die weiteren Möglichkeiten zur Steigerung des technischen Potenzials als gegeben angesehen.

Bei gegebener Wirtschaftlichkeit können insbesondere durch die Nutzung von Lastverzicht weitere Anteile des technischen Potenzials für das soziotechnische Potenzial erschlossen werden.

In Summe wird wegen der leicht negativen Einschätzung der ökonomischen, der stabilen technischen Entwicklung der Produktionsprozesse und der nur geringen weiteren Möglichkeiten zur Erhöhung des technischen Potenzials von einem stabilen technischen Potenzial ausgegangen.

Elektrostahl

Die befragten Unternehmen bewerten die ökonomische Entwicklung der Branche in Summe als stabil. Zu dieser Bewertung tragen unterschiedliche Aspekte bei. Zum einen wird zunehmend eine steigende Stahlqualität gefordert, die in Deutschland besonders gut hergestellt werden kann. Zum anderen wird von einer anhaltend hohen Recycling-Quote im Stahlbereich ausgegangen, so dass weiterhin eine hohe Auslastung der Elektrostahlwerke bestehen wird.

Bezüglich der technischen Entwicklung der Produktionsprozesse wird keine nennenswerte Veränderung erwartet. Stahl einer bestimmten Qualität und Reinheit lässt sich nur im Hochofen herstellen, so dass der Hochofenprozess auch weiterhin bestehen wird. Der Einsatz von Elektrolichtbogenöfen in der Stahl(recycling)industrie bleibt typisch und stellt den Stand der Technik dar. Alternative Schmelztechniken, die z. B. auf der Verbrennung von Erdgas basieren, finden in Deutschland keine Anwendung, und werden derzeit auch nicht weiter erforscht. Die technische Entwicklung der Produktionsprozesse wird deswegen als stabil eingeschätzt.

Die ökonomische und technische Entwicklung zusammenfassend, wird das technische Potenzial als gleichbleibend eingeschätzt.

Einige Unternehmen geben als weitere Möglichkeit zur Erhöhung ihrer technischen Flexibilitätspotenziale eine Vergrößerung des Lagerbestands an Vor- und Endprodukten an. Hierdurch würden sich die Häufigkeit möglicher Abrufe und damit das technische Potenzial für Lastverschiebung erhöhen.

Bei gegebener Wirtschaftlichkeit können hierdurch und durch die Nutzung von Lastverzicht weitere Anteile des technischen Potenzials für das soziotechnische Potenzial erschlossen werden.

Die Erschließung weiterer Anteile des technischen Potenzials für das soziotechnische Potenzial ist wie in den anderen Branchen möglich und abhängig von der Wirtschaftlichkeit.

Zementherstellung und Behälterglasindustrie

Sowohl der Zement- als auch der Glasabsatz in Deutschland sind rückläufig. Vor allem bei Zement sind die heutigen Produktionskapazitäten zum Teil nur aufgrund des Exportes ausgelastet. Die im internationalen Vergleich höheren Energiekosten verschlechtern die internationale Wettbewerbsfähigkeit deutscher Zementfabriken. Technisch werden sowohl bei der Behälterglas- als auch bei der Zementproduktion keine wesentlichen Alternativen zu den eingesetzten Prozessen gesehen. Die ökonomische und technische Entwicklung zusammenfassend, wird das technische Potenzial als absinkend eingeschätzt.

Die weiteren Möglichkeiten zur Steigerung des technischen Potenzials werden von den befragten Unternehmen als gering eingeschätzt. Ggf. besteht bei Glas zukünftig ein Potenzial im Bereich zusätzlicher Scherbenaufbereitungsanlagen.

In der Gesamtschau wird deswegen ein Rückgang des technischen Potenzials erwartet.

Durch die Erschließung weiterer Anteile des technischen Potenzials kann das soziotechnische Potenzial wie in den anderen Branchen jedoch steigen. Für die Potenziale gilt jedoch, dass die Verfügbarkeit aufgrund der Betriebsweise in der Zementherstellung nur saisonal und nur in Situationen mit niedrigen Strompreisen gegeben ist.

Raffinerien

Die ökonomische Perspektive der deutschen Raffinerien wurde von den befragten Unternehmen aufgrund der heute zum Teil schon bestehenden leichten Produktionsüberkapazitäten und einem erwarteten weiter sinkenden Inlandsabsatz durchweg als negativ bewertet. Zur technischen Entwicklung wurden keine näheren Angaben gemacht. Weitere Möglichkeiten zur Steigerung des Flexibilitätspotenzials der Raffinerien wurden nicht genannt oder hatten immer einen Bezug zu den Industriekraftwerken. Vor dem Hintergrund der heutigen Situation (vgl. Kapitel 8.6) ist daher anzunehmen, dass die deutschen Raffinerien auch zukünftig keine nennenswerten Flexibilitätspotenziale bereitstellen können.

Aluminiumelektrolyse

Die Angaben der befragten Unternehmen lassen leider keine fundierten Rückschlüsse zur Entwicklung des Flexibilitätspotenzials zu.

Luftzerlegung

Die Luftzerlegung ist grundsätzlich stark konjunkturabhängig, da die Lieferung überwiegend an Großkunden aus der Industrie erfolgt. Für die Zukunft der Luftzerlegung in Deutschland ist daher die Wettbewerbsfähigkeit der zu beliefernden Unternehmen (Chemie, Stahl) von großer Bedeutung, die wiederum auch von energiepolitischen Entwicklungen abhängt. Abgesehen von diesen Unsicherheiten bzw. Abhängigkeiten wird die ökonomische Entwicklung der Luftzerlegung von den befragten Unternehmen als stabil eingeschätzt.

Bei der Luftzerlegung handelt es sich um einen technisch ausgereiften Standardprozess. Es existieren auch Technikalternativen, wie z. B. die Elektrolyse für die Sauerstoffherstellung, diese werden aber die Luftzerlegung absehbar nicht in großem Maßstab ersetzen. Die technische Entwicklung wird folglich auch als stabil eingeschätzt.

Die ökonomische und technische Entwicklung zusammenfassend, wird das technische Potenzial als gleichbleibend eingeschätzt.

Die Unternehmen nannten mehrere Maßnahmen, die mittel- bis langfristig zu einer Erhöhung des technischen Potenzials führen könnten. Die genannten Optionen (z. B. größere und günstigere Konvertierung, zusätzliche Verflüssigungskapazitäten, zusätzliche Tankkapazitäten) hätten insbesondere längere Ab- und Zuschaltzeiten und zum Teil auch geringere variable Kosten aufgrund verringerter Wirkungsgradverluste zur Folge.

Das technische Potenzial der Branche Luftzerlegung wird sich somit in Bezug auf die Abrufdauer zukünftig tendenziell vergrößern.

Bei gegebener Wirtschaftlichkeit können wie auch in den anderen Branchen weitere Anteile des technischen Potenzials für das soziotechnische Potenzial erschlossen werden.

10.2 Zwischenfazit

Die derzeitigen soziotechnischen Potenziale stellen die derzeitig nutzbaren Potenziale auf Basis exemplarischer Nutzungsformen zum Zeitpunkt der Befragung dar. Die zukünftige Entwicklung der Potenziale wurde qualitativ auf der Basis der Befragung ermittelt. Dies geschah, indem die befragten Unternehmen angeben sollten, wie sie die ökonomische und technische Entwicklung des Produktionsprozesses einschätzen und welche konkreten Optionen sie für eine Steigerung der Flexibilität haben.

Eine stabile bis positive Entwicklungstendenz des technischen Potenzials wird insbesondere bei den Branchen Papier, Chlorelektrolyse, Elektrostahl und Luftzerlegung gesehen (vgl. Tabelle 26).

Tabelle 26 Übersicht über die Entwicklungstendenzen des Flexibilitätspotenzials nach Branchen bis 2030

Branche	Einschätzung ökonomische Entwicklung (Branche)	Einschätzung technische Entwicklung (Branche)	Einschätzung weitere Potenziale (Anlagen)		Entwicklungstendenz des technischen Potenzials bis 2030	Entwicklungstendenz des soziotechnischen Potenzials
Papier						Erhöhung möglich, abhängig von wirtschaftlicher Situation
Chlor-elektrolyse						Erhöhung möglich, abhängig von wirtschaftlicher Situation
Elektrostahl						Erhöhung möglich, abhängig von wirtschaftlicher Situation
Zementherstellung und Behälterglasindustrie						Erhöhung möglich, abhängig von wirtschaftlicher Situation
Raffinerien		k. A.				Keine Änderung
Luftzerlegung						Erhöhung möglich, abhängig von wirtschaftlicher Situation

- Negative Einschätzung
 - Stabile Einschätzung mit negativer Tendenz
 - Stabile Einschätzung
 - Stabile Einschätzung mit positiver Tendenz
 - Positive Einschätzung
- k.A. : (überwiegend) keine Angaben

In den Branchen Zementherstellung und Behälterglasindustrie muss zukünftig eher von einer Reduzierung (Zement) bzw. einem Erhalt (Glas) des technischen Potenzials ausgegangen werden. Bei den Raffinerien ist auch zukünftig nicht mit der Bereitstellung von nennenswerten Flexibilitätspotenzialen zu rechnen.

In Summe ist bei den untersuchten Industrien mit einem Zuwachs der technischen Flexibilitätspotenzialen und auch deren Nutzung bis 2030 zu rechnen. Prinzipiell gilt aber für alle Branchen, dass das bestehende und das zusätzliche technische Potenzial nur dann erschlossen werden wird, wenn sich das Anbieten von dieser Flexibilität für die Unternehmen in den kommenden Jahren als wirtschaftlich erweist. Dies gilt insbesondere für die

Regelleistungsbereitstellung mit Regelbaren Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil Erneuerbarer Energien

Mobilisierung der Potenziale mit Lastverzicht, die im technischen Potenzial aber derzeit nur teilweise im soziotechnischen Potenzial enthalten sind.

11 Ökonomische Betrachtung

In diesem Kapitel wird auf die betriebswirtschaftliche und volkswirtschaftliche Bedeutung von regelbaren Lasten in qualitativer und vereinfachender Weise eingegangen. In Anhang 0 sind ausführlich quantitative betriebswirtschaftliche Analysen zur Nutzung von regelbaren Lasten auf dem Regelleistungsmarkt dargestellt.

11.1 Nutzen der Potenziale aus betriebswirtschaftlicher Sicht

Die ermittelten soziotechnischen Flexibilitätpotenziale lassen sich in diversen Märkten vermarkten. Hierzu gehören, wie in Kapitel 4 bereits erwähnt, insbesondere die Spot- und Regelleistungsmärkte. Um eine betriebswirtschaftlich sinnvolle Nutzung zu prüfen, sind die zu erwartenden Kosten den zu erwartenden Erlösen gegenüberzustellen. Zu den Kostenpositionen gehören in diesem Zusammenhang (siehe Anhang A 3.2):

- fixe Kosten: Fixkosten umfassen u. a. einmalige Kosten für technische Komponenten, durch die die Aktivierbarkeit der Potenziale auf Markt- bzw. Regelsignale hin gewährleistet werden kann (z. B. Fernwirkstationen, Leitsystemanpassungen, Organisationsänderungen, Investitionen in elektrischen Anlagen o. ä.)³³. Einmalige Fixkosten sind wesentlich bei der Entscheidung über die Erschließung der soziotechnischen Potenziale. Nach der Umsetzung dieser Entscheidung spielen sie im konkreten Einsatz des Lastmanagementpotenzials keine Rolle mehr. Ferner können jährlich laufende Fixkosten (z. B. für zusätzlich vorzuhaltendes Personal in der Produktion, der Leitwarte, der Vermarktung oder der Abrechnung) entstehen. Darüber hinaus werden Kosten für die Nutzung von Kommunikationstechnik fällig.
- Bereitstellungskosten: Die Bereitstellungskosten entstehen, wenn ein Abruf (eine Lastreduktion oder Lasterhöhung) möglich sein soll, unabhängig davon ob der Abruf tatsächlich am Strom- oder Regelleistungsmarkt abgerufen wird, z. B. durch den Betrieb der Anlage bei ungünstigeren Prozessparametern oder für einen erhöhten Lagerbestand oder Personaleinsatz anfallen.
- Variable Kosten: Variable Kosten sind alle Kosten, die aus einem Abruf resultieren. Sie entstehen beispielsweise durch zusätzlichen Aufwand für eine Schlecht- oder Minderproduktion. Ferner müssen u. a. mögliche Entsorgungskosten, Wiederanfahrkosten oder Kosten für die nachzuholende Produktion berücksichtigt werden und in ein Arbeitsentgelt eingepreist werden.

In Hinblick auf die möglichen Erlöse ist zwischen den Märkten zu differenzieren.

- Am Spotmarkt werden beispielsweise Erlöse bei Lastreduktionen immer dann erzielt (bzw. Kosten vermieden), wenn der Marktpreis für Strom oberhalb der Summe von variablen und Bereitstellungskosten liegt. Betriebswirtschaftlich sinnvoll ist eine solche Vermarktung unter Berücksichtigung der damit ggf. noch einhergehenden Investitionskosten, wenn die durch die Vermarktung erzielten Erlöse (bzw. geringeren Kosten) über den Bewertungszeitraum größer sind als die Gesamtkosten inklusive der fixen Kosten.

³³ Das derzeitige technische und soziotechnische Potenzial stellen das Potenzial mit der bestehenden Anlagenkonstellation von Speichern und Produktionsanlagen erschlossen werden kann. Es werden nur Investitionen zur Nutzung des anlagenseitig bereits vorhandenen Potenzials, d.h. nur in Organisationsaufbau und Steuerungstechnik (elektrische Anlagen zur Steuerung und Schaltung).

- Auf dem Regelleistungsmarkt gibt es zwei den Erlös beeinflussende Positionen: den Leistungs- und den Arbeitspreis.³⁴ Die Arbeitspreisgebote sollten in der Regel so gewählt werden, dass die Kosten eines Abrufs hierdurch gedeckt werden und somit die Bereitstellungs- und die variablen Kosten kompensieren können. Eine Vermarktung in der Regelleistung ist demnach dann betriebswirtschaftlich sinnvoll, wenn die zu erzielenden Erlöse aus dem Leistungspreis mindestens den Gesamtkosten inklusive der fixen Kosten entsprechen.

Im Rahmen einer Szenarienberechnung wurde exemplarisch auf Basis der historischen Preise des Jahres 2014 geprüft, inwiefern eine Einbringung von PRL (siehe Kapitel 4.2.2), SRL (siehe Kapitel 4.2.3) bzw. MRL (siehe Kapitel 4.2.4) mit regelbaren Lasten betriebswirtschaftlich sinnvoll gewesen wäre. In Anhang A 7 ist quantitativ hergeleitet, welche Erlöse und Deckungsbeiträge regelbare Lasten auf dem Regelleistungsmarkt im Jahr 2013 erwirtschaften konnten. Aufgrund der hohen Dynamik der Regelleistungsmärkte können die Ergebnisse in diesem Anhang nicht als allgemeingültig für die Zukunft verwendet werden.

Für die Vermarktung der Primärregelleistung zeigte sich, dass die hohen Kosten für die Vermarktung und Überwachung bei kleineren Leistungen die möglichen Erlöspotenziale überkompensieren. Für diese Lasten wird im Anhang nachgewiesen, dass eine Vermarktung in einem Pool wirtschaftlich sinnvoller wäre. Für größere Potenziale können höhere Deckungsbeiträge in der Einzelvermarktung erzielt werden als für kleinere im Pool. Es ist jedoch im Einzelfall zu prüfen, ob eine Teilnahme an einem Pool ausreichende wirtschaftliche Anreize bietet.

Bei der Vermarktung in der Sekundärregelleistung empfiehlt sich – wie schon bei der PRL – insbesondere für kleinere Potenziale die Teilnahme an einem Regelleistungspool. Größere Potenziale erwirtschafteten bei einer Einzelvermarktung nur leicht höhere Erlöse pro MW und Jahr als kleine Potenziale in einer Poolvermarktung. Aus diesem Grund ist auch für die großen Potenziale zu prüfen, ob eine Poolteilnahme ökonomisch sinnvoll sein kann.

Die Auswertung der Deckungsbeiträge für die Vermarktung in der positiven Minutenreserve zeigt, dass diese bei der historischen Erlössituation nicht wirtschaftlich war. Bei der negativen MRL empfiehlt sich – wie schon bei der PRL und SRL – insbesondere für kleinere Potenziale die Teilnahme an einem Regelleistungspool. Größere Potenziale wiederum generieren bei einer Einzelvermarktung mehr Erlöse pro MW und Jahr als eine Poolvermarktung. Eine Poolteilnahme sollte dennoch geprüft werden.

11.2 Nutzen der Potenziale aus volkswirtschaftlicher Sicht

Regelbare Lasten können im Wesentlichen auf zwei Arten einen volkswirtschaftlichen Nutzen erzielen, wenn sie

- Regelleistung günstiger bereitstellen können, als andere Anbieter (zum Beispiel fossile oder erneuerbare Kraftwerke) und
- den Stromverbrauch derart verlagern oder reduzieren können, dass weniger Stromerzeugungskapazität installiert werden muss bzw. die Verlagerung preisgünstiger ist als die Installation und der Betrieb neuer Stromerzeugungskapazitäten.

³⁴ Ausnahme ist die PRL, in der nur Leistungspreise gezahlt werden. Die Leistungspreise müssen dementsprechend auch die variablen Kosten einer Regelung kompensieren.

Die Analyse im Anhang 0 hat gezeigt, dass zumindest einige regelbare Lasten schon jetzt wirtschaftlich operieren können und damit kostengünstiger sind als alternative Optionen zur Bereitstellung von Regelleistung. Mit jedem Einsatz der regelbaren Lasten entstehen neben den betriebswirtschaftlichen Vorteilen für die regelbaren Lasten auch volkswirtschaftliche Vorteile. Eine Quantifizierung dieser Vorteile konnte jedoch im Rahmen dieser Untersuchung nicht durchgeführt werden.

Die zweite Option, wie regelbare Lasten volkswirtschaftliche Vorteile erbringen können, ist die Einsparung von Spitzenlastkraftwerken, die für Zeiten mit hoher Residuallast (d. h. hoher Last und wenig Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien) gebraucht werden. Dies würde volkswirtschaftliche Vorteile ergeben, wenn die Kosten (d. h. die Summe aus variablen Kosten und Fixkosten) geringer sind, als die alternativen Kosten für die Installation und den Betrieb von Spitzenlastkraftwerken (z. B. Gasturbinen).

In Abbildung 70 ist der Lastverlauf an fünf aufeinanderfolgenden Werktagen im Winter 2012/13 dargestellt. Typischerweise hat die Last im Winter ein Maximum am frühen Abend zwischen 18:00 – 20:00 Uhr. Eine zweite Spitze am Tag – gegen Mittag 12:00 - 13:00 Uhr – ist typischerweise etwas niedriger als am Abend. In der Zeit zwischen 21:00 bis 08:00 Uhr ist die Last deutlich geringer. Die Lastverläufe am Samstag und Sonntag sind etwas anders in der Struktur und vor allem im Niveau um mehr als 10 GW niedriger. Der abgebildete Lastverlauf ist typisch für die Situation in Deutschland.

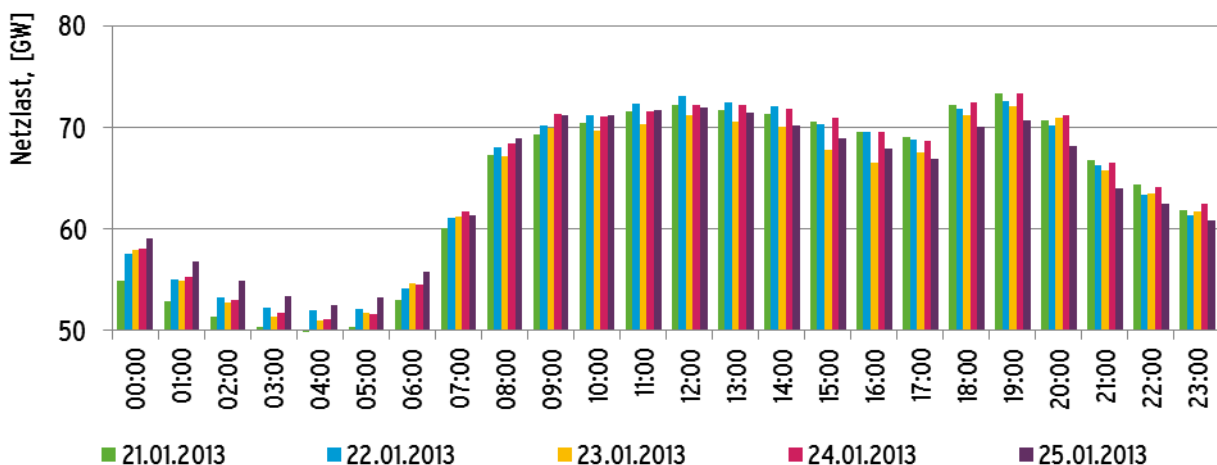


Abbildung 70 Darstellung des Lastgangs in Deutschland an 5 aufeinanderfolgenden Winterwochentagen. Quelle: ENTSO-E

Durch Lastverschiebung und Lastverzicht von regelbaren Lasten kann der Lastgang geglättet und damit in der absoluten Höhe (der von konventionellen Kraftwerken zu deckenden Residuallast) verringert werden. Um diesen Lastgang sinnvoll zu glätten, muss sowohl die Abendspitze als teilweise auch die Mittagsspitze geglättet werden. Dafür würden (in diesem Beispiel) abends Lastreduktionen über 2 Stunden und mittags über vier Stunden gebraucht. Der hier beispielhaft dargestellte Lastgang könnte mit den hier identifizierten soziotechnischen Potenzialen im Umfang von ca. 2.500 MW geglättet werden. Falls zukünftig auch Lastverzicht wirtschaftlich ist, kann die Glättung theoretisch bis zur Höhe des technischen Potenzials durchgeführt werden. Um genauere Aussagen über den Umfang zu erhalten, in dem regelbare Lasten den Bedarf an gesicherter Leistung reduzieren können, müssten jedoch wesentlich genauer, mindestens viertelstundenscharfe Lastgänge der letzten Jahre im Vergleich mit den verfügbaren Potenzialen untersucht werden. Eine genaue Quantifizierung, der volkswirtschaftlichen Vorteile durch die Einsparung von Spitzenlastkraftwerken durch die

Nutzung ausgewählter regelbarer Lasten der Industrie, konnte im Rahmen dieses Forschungsvorhabens nicht vorgenommen werden.

11.3 Zwischenfazit

In diesem Kapitel wurde der Nutzen der regelbaren Lasten aus betriebswirtschaftlicher und volkswirtschaftlicher Sicht dargestellt.

- Das derzeitige soziotechnische Potenzial der regelbaren Lasten kann in mehreren Nutzungsformen am Regelleistungsmarkt und am Spotmarkt vermarktet werden. Für den Regelleistungsmarkt zeigte sich, dass eine Vermarktung im Rahmen eines Pools die Wirtschaftlichkeit deutlich erhöht.
- Durch die Nutzung regelbarer Lasten können die volkswirtschaftlichen Kosten grundsätzlich gesenkt werden. Einmal indem durch regelbare Lasten Regelleistung kostengünstiger erbracht werden kann als mit den bisher dazu überwiegend genutzten konventionellen Kraftwerken. Zum anderen indem regelbare Lasten im Fall knapper Erzeugungskapazitäten den Lastgang glätten und somit für einen geringeren Bedarf an Spitzenlastkraftwerken sorgen.

12 Hemmnisse und Anpassungsoptionen des Markt- und Regulierungsdesigns

Die vorangehenden Kapitel haben gezeigt, dass es in Deutschland ein erhebliches technisches Potenzial regelbarer Lasten in der Industrie gibt. Damit diese Potenziale in einem volkswirtschaftlich sinnvollen Umfang genutzt werden können, müssen bestehende Hemmnisse abgebaut werden. In der Folge werden daher diverse Hemmnisse bzw. Markteintrittsbarrieren identifiziert und diskutiert. Auf Basis der vorgestellten Hemmnisse werden Vorschläge für Anpassungen heutiger Marktelemente gemacht.

12.1 Übersicht wesentlicher Hemmnisse für den Einsatz von regelbaren Lasten

Im Rahmen der Befragung wurden diverse bisher bestehende Hemmnisse für die Nutzung des Lastmanagements identifiziert. Sie lassen sich in folgende Themenbereiche untergliedern:

- Organisatorische Hemmnisse,
- Produktionstechnische Hemmnisse,
- Wirtschaftliche Hemmnisse,
- Design der Regelleistungsmärkte,
- § 19 StromNEV und Netzspitzenproblematik.

Abbildung 71 zeigt, wie oft Hemmnisse in den jeweiligen Kategorien genannt wurden. Demzufolge wurde am häufigsten das Design der Regelleistungsmärkte als Eintrittsbarriere genannt, gefolgt von dem Hemmnis Netzspitze und dem § 19 StromNEV. Am wenigsten häufig nannten die Unternehmen organisatorische Hemmnisse.

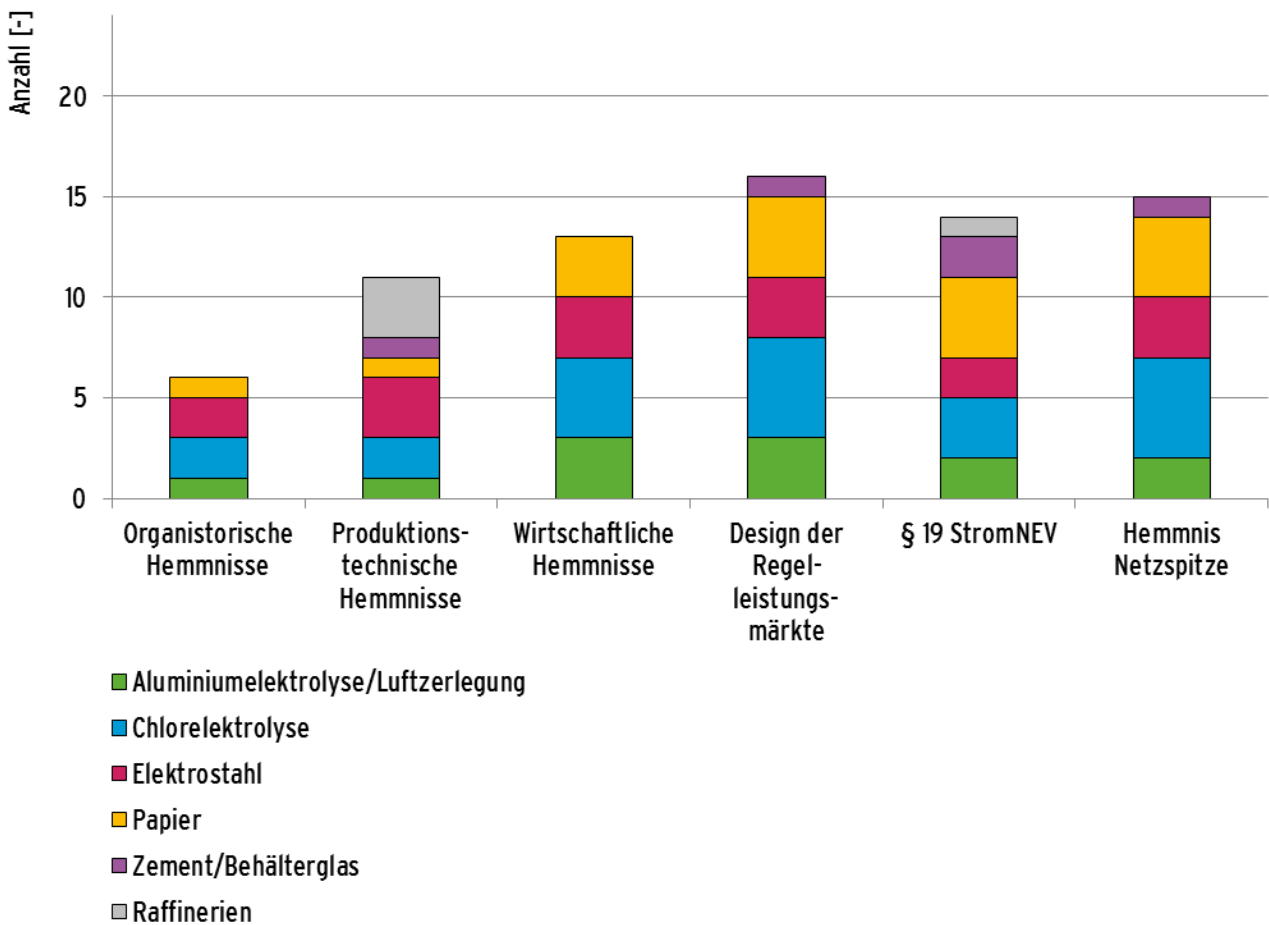


Abbildung 71 Ergebnis der Unternehmensbefragung - Hemmnisse des Einsatzes regelbarer Lasten

12.1.1 Organisatorische Hemmnisse

Ein wesentliches Hemmnis ist hier der organisatorische Aufwand, der im Verhältnis zu den Erlösmöglichkeiten von den befragten Unternehmen als zu hoch angesehen wird. Als Beispiel für den organisatorischen Aufwand wurde die Verhandlung eines Service-Level-Agreements zur Abwicklung von Lasterhöhungen und Lastreduktionen zwischen der Abteilung Energiemanagement und der Produktionsabteilung genannt. Auch die Verfügbarkeit des Personals bzw. ganz allgemein Regelungen der Arbeitszeit stellen bei der nachzuholenden Produktion eine Herausforderung dar. Weiterhin wurden derzeit bestehende Strombezugsverträge, die die Teilnahme am Regelleistungsmarkt nicht zulassen, als Hemmnis genannt.

12.1.2 Produktionstechnische Hemmnisse

Zu den genannten produktionstechnischen Hemmnissen gehören u. a. haftungsrechtliche Fragestellungen, sowie die mangelnde technische Ausstattung für die Teilnahme am Minuten- und Sekundärregelmarkt.

Haupthemmnis ist jedoch die Rückwirkung von Lasterhöhungen bzw. Lastreduktionen auf die Qualität und Menge der Produkte sowie auf die gesamten Input- und Outputprozesse. Einige befragte Unternehmen schließen die Erbringung von Regelleistung wegen der extern gesteuerten Regeleinriffe ganz oder teilweise aus, da der Produktionsprozess eine Regelung

nicht zulässt oder kostenseitig nicht einschätzbare Qualitäts- und Mengenverluste drohen. Insbesondere die Unkenntnis über Auswirkungen von Lastreduktionen und Lasterhöhungen auf die Produktqualität ist ein Hemmnis für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt und am Spotmarkt.

12.1.3 Wirtschaftliche Hemmnisse

Die genannten organisatorischen und produktionstechnischen Barrieren stellen gleichzeitig häufig auch wirtschaftliche Hemmnisse dar. So werden der Verlust von Produktionsmengen sowie Qualität- und Effizienzverluste beim Teillastbetrieb auch im Kontext ökonomischer Hindernisse genannt. Eine Komplettabschaltung und ein Teillastbetrieb lohnen sich für viele Unternehmen nur bei sehr hohen Strompreisen, da die Kosten für Wiederanfahrvorgänge zum Teil sehr hoch sind. Darüber hinaus werden Kosten für Schulungen, erhöhte Lohnkosten sowie die erhöhte Flexibilität der Mitarbeiter mehrfach genannt.

Allgemein werden die Erlösmöglichkeiten durch die Nutzung von regelbaren Lasten bislang als zu gering im Vergleich zu den Verlusten bei der möglichen Nichterfüllung von Lieferverpflichtungen eingeschätzt. Investitionen in Speicher (für Zwischenprodukte) werden derzeit als unattraktiv eingeschätzt.

Bei der Spotmarkt-Vermarktung führten darüber hinaus bisher zu niedrige Preisspitzen oder eine zu geringe Preisspreizung nach Aussage mehrerer Unternehmen derzeit dazu, dass Lastmanagement kaum stattfindet.

12.1.4 Design der Regelleistungsmärkte

Das heutige Design der Regelleistungsmärkte wird von vielen Unternehmen kritisiert. Genannt werden eine fehlende Investitionssicherheit aufgrund der hohen Dynamik bei der Regulierung deutscher Energiemärkte und den u. a. dadurch bedingten volatilen Leistungspreisen.

Daneben werden die Ausschreibungszeiträume von mehreren Unternehmen als zu lang eingestuft (z. B. eine Woche bei SRL). Auch die Vorhaltungsdauer (z. B. zwölf Stunden bei SRL HT) und damit verbunden die Erbringungszeiträume werden teilweise als zu lang oder als unkalkulierbar eingeschätzt. Ebenso wird von einem Unternehmen die Mindestleistung für Regelleistung als zu groß kritisiert.

Mehrere Unternehmen kritisieren, dass für den Anfahrprozess einer Lastreduktion- oder Lasterhöhung dieselbe Frist vorgeschrieben ist wie für den Abfahrprozess der Lastreduktion oder Lasterhöhung.

Unternehmen, deren Anlagen sich grundsätzlich für die Teilnahme am Markt eignen, kritisieren an den Regeln für die SRL-Bereitstellung, dass eine Fernsteuerbarkeit der Anlagen durch Dritte vorausgesetzt wird.

12.1.5 § 19 NEV und Bezugsspitzen

Bei der Lasterhöhung oder der nachholenden Produktion im Nachgang einer Lastreduktion kann es zu einem neuen Maximum des viertelstündigen Stromverbrauchs kommen und damit einer neuen abrechnungsrelevanten Bezugsspitze. Weil diese neue Bezugsspitze die Leistungspreiskomponente der Netzentgelte erhöht, entstehen durch die Lasterhöhung bzw. die nachholende Produktion Mehrkosten. Diese drohenden Mehrkosten werden im Vergleich zu den möglichen Erlösen als höher eingeschätzt, so dass eine Nutzung dieser Flexibilitätspotenziale vielfach verworfen wird.

Bei Anlagen, die eine Netzentgeltreduktion nach § 19 StromNEV erhalten, kann es durch Lasterhöhung oder Lastreduktion auch dazu kommen, dass die Netzentgeltreduktionen nicht mehr gewährt wird, weil die hierfür erforderlichen Vollbenutzungsstunden durch die Nutzung von Lastmanagement nicht mehr erreicht werden (vgl. Kapitel 7.1.3). In ungünstigen Fällen kann eine sehr kleine Lasterhöhung oder nachholende Produktion zu einem Totalverlust der Netzentgeltreduktion führen.

12.1.6 Sonstige Hemmnisse

Effizienzverluste durch Lastreduktionen und Lasterhöhungen von regelbaren Lasten wird im Zusammenhang mit der Besonderen Ausgleichsregelung im EEG als Hemmnis gesehen. Diese Ausgleichsregelung ist an Energieeffizienzanforderungen geknüpft. Ein häufiges Ab- und Zuschalten könnte zu geringerer Energieeffizienz und damit Einbußen bei der besonderen Ausgleichsregelung führen.

12.2 Spezielle Hemmnisse für den Einsatz regelbarer Lasten in Regelleistung-Pools

Neben den von den Betreibern genannten Hemmnissen für die Nutzung von regelbaren Lasten gibt es auch weitere aus Sicht eines Poolbetreibers. Hierzu gehören u. a.:

- erhöhter Reservebedarf und hohe Kosten für technische Komponenten aufgrund der Vorgabe von 100 Prozent Verfügbarkeit,
- erhöhter Reservebedarf bei regelbaren Lasten mit begrenzter Arbeitsverfügbarkeit sowie
- erhöhter Aufwand bei Erbringung und Abrechnung nicht fahrplantreuer Anlagen.

In der Folge werden die Hemmnisse näher erläutert.

Erhöhter Reservebedarf und hohe Kosten für technische Komponenten aufgrund der Vorgabe von 100 Prozent Verfügbarkeit

Nach Transmission Code ist für die Regelleistung eine Verfügbarkeit von 100 Prozent einzuhalten. Dies gilt sowohl für die vorgehaltenen Mengen als auch für die zentrale Leittechnik des Anbieters. In Bezug auf die Vorhalteleistung bedeutet dies eine hohe vorzuhaltende Reserve, im Hinblick auf die Leittechnik Redundanzen und teure Komponenten.

Erhöhter Reservebedarf bei regelbaren Lasten mit begrenzter Arbeitsverfügbarkeit

Es gibt, wie in der Auswertung gezeigt, zahlreiche regelbare Lasten mit einem begrenzten Arbeitsvolumen. Der Transmission Code fordert jedoch für die SRL die mögliche Erbringung über das gesamte Produktzeitfenster für konventionelle Erzeugung³⁵ bzw. über vier Stunden für hydraulische Anlagen mit begrenzter Arbeitsverfügbarkeit. Unklar bzw. mit dem jeweiligen ÜNB zu klären ist, ob regelbare Lasten zu den Anlagen mit begrenzter Arbeitsverfügbarkeit gezählt werden dürfen.

Unabhängig davon, ob regelbare Lasten zu konventionellen oder hydraulischen Anlagen zählen, müssen i. d. R. für Anlagen mit begrenzter Arbeitsverfügbarkeit erhöhte Reserven gestellt werden.

Erhöhter Aufwand bei Erbringung und Abrechnung nicht fahrplantreuer Anlagen

³⁵ Anmerkung: Dies kann bei einer NT-Vorhaltung von Freitag, 20 Uhr, bis Montag, 8 Uhr, einer maximalen Erbringung von 60 Stunden am Stück entsprechen.

Grundlage der Berechnung der erbrachten Regelleistung ist die Abweichung zwischen Soll- und Ist-Fahrplan der technischen Einheit. Bestimmte regelbare Lasten (z. B. Stahlwerke) haben eine fast stochastische Fahrweise und damit einhergehend einen stark schwankenden Stromverbrauch.

In der Regel werden die Energiemengen, die durch Abweichungen zwischen Fahrplan und Istwert entstehen, der Ausgleichsenergie zugeordnet. Kommt es jedoch in einem Abrechnungsintervall (15 Minuten) zu einem Abruf von SRL, werden alle Abweichungen der Regelleistung zugeordnet. Mengen, die in Richtung des angeforderten Produkts geliefert werden, werden allerdings nur bis zum Erreichen der Soll-SRL entlohnt. Die übrigen Mengen nimmt der ÜNB ohne Vergütung ab, obwohl der regelbaren Last i. d. R. Kosten für den Einsatz entstehen. Je nach Vertragswerk muss der Poolbetreiber die Energiemengen mit einem Arbeitspreis vergüten, den er jedoch nicht vom ÜNB ersetzt bekommt.

12.3 Vorschläge zur Änderungen des Marktdesigns

Nach der Analyse der Hemmnisse zur Nutzung von regelbaren Lasten sollen nun die Erkenntnisse der Auswertung und die Rückmeldungen von Anlagen- und Poolbetreibern genutzt werden, um Vorschläge zur Änderung des aktuellen Marktdesigns zu machen. Unterschieden werden hierbei der Regelleistung- und der Spotmarkt.

12.3.1 Regelleistungsmarkt

Im Hinblick auf die PRL wurden in diesem Forschungsprojekt Potenziale einer asymmetrischen Bereitstellung von Leistung untersucht. Die Umstellung der bisherigen symmetrischen PRL auf ein asymmetrisches System wäre sehr komplex. Sie macht unter anderem die Einführung eines Arbeitspreises notwendig, da die ursprüngliche Intention, dass sich Mehr- und Mindermengen bei symmetrischer PRL-Erbringung ausgleichen, nicht mehr gegeben wäre. Im Hinblick auf die sehr geringen Potenziale in der Nutzungsform PRL wird kein Anpassungsbedarf des bisherigen Systems der PRL gesehen. .

Tabelle 27 Vorschläge zur Änderung der Primärregelleistung

Empfehlungen Primärregelleistung
Beibehaltung des bisherigen Systems

Bei der SRL gibt es diverse Optionen zur Produktpassung, die regelbaren Lasten eine einfachere Marktteilnahme ermöglichen. Zunächst ist die Verkürzung der Ausschreibungszeiträume auf einen Tag mit kalendertäglicher Ausschreibung zu nennen. Hierdurch können Flexibilitätpotenziale gehoben werden, bei denen aufgrund von Einsatzplanung ein kurzer Vorlauf bis zur möglichen Vorhaltung und Erbringung relevant ist. Die Begrenzung auf eine maximale Abrufdauer von vier Stunden könnte (analog zu den Regeln für hydraulische Speicher) regelbare Lasten integrieren, die über ein begrenztes Arbeitsvolumen verfügen. Ferner könnte man in einem nächsten Schritt das NT- und HT-Segment auflösen und entsprechend den Regeln zur Vermarktung von MRL durch 4-Stunden-Blöcke ersetzen. Hierdurch würde die Begrenzung der Abrufdauer obsolet.

Das Preissystem bestehend aus Leistungs- und Arbeitspreis und dem Zuschlag für die Vorhaltung ausschließlich nach dem Leistungspreis ist für regelbare Lasten gut geeignet und sollte so erhalten bleiben. Zukünftig erwartete Leistungspreise mindern das Investitionsrisiko

zur Teilnahme (z. B. Kosten für das Leitsystem, Informations- und Fernwirktechnik). Arbeitspreise hingegen decken die durch Abrufe entstehenden variablen Kosten.

Tabelle 28 Vorschläge zur Änderung der Sekundärregelleistung

Empfehlungen Sekundärregelleistung
Verkürzung der Ausschreibungszeiträume auf einen Tag mit kalendertäglicher Ausschreibung
Ersetzen der Produkte HT und NT durch 4-Stunden-Blöcke
Begrenzung der Abrufdauer auf vier Stunden (obsolet bei Einführung von 4-Stunden-Blöcken)
Beibehaltung des Systems aus Arbeits- und Leistungspreis

Bei der MRL gibt es im Vergleich zu den übrigen Regelleistungsqualitäten die geringsten Markteintrittsbarrieren für regelbare Lasten. Hilfreich für eine verbesserte Integration wären lediglich eine kalendertägliche Vermarktung (Vortag für Liefertag) statt der arbeitstäglichen (Freitag für Samstag bis Montag). Ferner sollten die mindestens erfüllbare Abrufdauer in den Produktzeitscheiben auf 1-Stunden statt 4-Stunden-Intervalle gesenkt werden, wie es z. B. in Dänemark schon praktiziert wird. Die deutlich höheren Potenziale in der Nutzungsform MRL II zeigen, dass dann zumindest punktuell mehr regelbare Lasten an den Märkten teilnehmen können.

Das Vergütungssystem sollte, entsprechend der Beschreibungen zur SRL, beibehalten werden.

Tabelle 29 Vorschläge zur Änderung der Minutenreserve

Empfehlungen Minutenreserve
Vermarktung am Tag vor Lieferung
Verkürzung der Produktzeitscheiben von 4 Stunden auf 1 Stunde
Beibehaltung des Systems aus Arbeits- und Leistungspreis

Für alle Regelleistungsprodukte sollte übergreifend gelten, dass analog zu den Vorgaben in der Verordnung über Abschaltbare Lasten (AbLaV) Regelleistungsabrufe bei der Bestimmung der Netzentgelte unberücksichtigt bzw. herausgerechnet werden sollten. Bei der Regelleistungserbringung handelt es sich um Maßnahmen zur Gewährleistung der Systemsicherheit. Aus der Bereitschaft, hierzu einen wichtigen Beitrag zu leisten, dürfen den Marktteilnehmern keine Nachteile in Bezug auf wegfallende Netzentgeltreduktionen (im Fall der Lastreduktion) oder höhere Netzentgelte durch Netzspitzen (bei Lasterhöhung) entstehen. Andererseits darf der Abruf von Lasterhöhungen aus regelbaren Lasten auch nicht zu unzulässigen Netzbelastungen führen.

Tabelle 30 Übergreifende Vorschläge zur Änderungen des Marktdesigns der Regelleistung

Übergreifende Empfehlung
Herausrechnen von Regelleistungserbringung bei der Bestimmung der Netzentgelte

12.3.2 Spotmarkt

Bei der Spotvermarktung gilt, ebenso wie bei der Regelleistungsvermarktung, dass eine Verkürzung des Vorlaufs zwischen dem Angebot einer Laständerung und dem Zeitpunkt der Erfüllung zu einem größeren Angebot führen kann. Durch die Einführung des börslichen Intraday-Marktes und die Möglichkeit für einen OTC-Handel bestehen für die Vermarktung von

regelbaren Lasten am Strommarkt erheblich geringere Hemmnisse als bei der Regelleistungsvermarktung. Ferner könnte eine Verkürzung der börslichen Handelszeiten in der Intraday-Vermarktung von derzeit 45 Minuten bis auf 15 Minuten vor Lieferung mehr Flexibilitätpotenziale an den Markt bringen und damit den Bedarf an Regelleistung tendenziell senken.

Ebenso wie bei der Regelleistung besteht in der bisherigen Netzentgeltstruktur ein großes Hemmnis für die Vermarktung des Flexibilitätpotenzials am Intraday- und Day-ahead-Markt. Dies gilt einerseits für den §19 StromNEV, der einen möglichst gleichmäßigen Stromverbrauch anreizt und Reaktionen auf Marktpreissignale behindert. Andererseits gilt es auch für die reguläre Netzentgeltstruktur. In der Vergangenheit haben bereits mehrere Instrumente existiert, die eine Flexibilisierung der Netzentgeltstruktur erlaubten (z. B. das Herausrechnen von Verbrauchsspitzen oder -Lastreduktionen). Die Wiedereinführung dieser oder ähnlicher Instrumente sollte geprüft werden.

Tabelle 31 Empfehlungen für eine Änderung des Intraday/Spotmarkt-Designs

Empfehlungen Intradaymarkt/Spotmarkt
Verkürzung des Vorlaufs beim Intradayhandel
Flexibilisierung der regulären Netzentgeltstruktur und der Regelungen des § 19 StromNEV

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Anzahl der befragten Unternehmen und der von der Befragung abgedeckten Unternehmensstandorte	16
Abbildung 2	Durchschnittliche Zahl der Betriebsstunden (oberer Balken) und Vollbenutzungsstunden (unterer Balken) in den befragten Unternehmen. Angaben für die Jahre 2010 / 2011	17
Abbildung 3	Energiewirtschaftliche Erfahrung der befragten Unternehmen.....	18
Abbildung 4	Vorgehen bei der Auswertung der Befragung	19
Abbildung 5	Darstellung der installierten Leistung, des technischen Potenzials und des derzeitigen soziotechnischen Potenzials in den befragten Branchen	22
Abbildung 6	Branchenübergreifende hochgerechnete Summenkennlinie der Lastreduktionen.....	24
Abbildung 7	Branchenübergreifende hochgerechnete Summenkennlinie der Lasterhöhungen.....	24
Abbildung 8	In der Befragung ermittelte Hemmnisse aufgeschlüsselt nach bestimmten Kategorien.....	27
Abbildung 9	Entwicklung der Bruttostromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und des Anteils der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch. Quelle: Bundesregierung 2012 und eigene Berechnung.....	41
Abbildung 10	Entwicklung der Anteile der Stromerzeugung mit Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle bzw. Erdgas und des Anteils der Erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung, Quelle: Bundesregierung 2012 und eigene Berechnung	42
Abbildung 11	Einsatz von positiver und negativer Regelleistung zur Frequenzstabilisierung, eigene Darstellung	42
Abbildung 12	Idealtypischer Einsatz von Regelleistung, Quelle: eigene Darstellung.....	67
Abbildung 13	Stromverbrauch, Anzahl Betrieb und rechnerische, mittlere Leistung je Betrieb bei 7000 VBh, aufgeteilt nach Branchen, Quelle: Destatis 2013	88
Abbildung 14	Anzahl der befragten Unternehmen je Branche (unterer Balken) und Anzahl der in die Auswertung einbezogenen Standorte der befragten Unternehmen	92
Abbildung 15	Summen der installierten elektrischen Leistung der befragten Unternehmen, eigene Darstellung.....	93
Abbildung 16	Durchschnittliche Zahl der Betriebsstunden (oberer Balken) und Vollbenutzungsstunden (unterer Balken) in den befragten Unternehmen. Angaben für die Jahre 2010 / 2011	94
Abbildung 17	Energiewirtschaftliche Erfahrung der befragten Unternehmen.....	95

Abbildung 18	Vorgehen bei der Auswertung der Fragebogen	97
Abbildung 19	Schematisierte Darstellung der mengenmäßigen Beziehungen der verschiedenen verwendeten Potenziale	102
Abbildung 20	Schematische Darstellung der Produktionsprozesse in der Papierindustrie, eigene Darstellung	104
Abbildung 21	Anlagenkennlinie 1 (AKL 1): Verteilung der Abrufleistungen aller angegebenen Abrufe der befragten Unternehmen der Papierindustrie, eigene Darstellung	106
Abbildung 22	Anlagenkennlinien 2 und 3: Abrufdauern und mögliche Anzahl der angegebenen Abrufe der befragten Unternehmen in der Papierindustrie, eigene Darstellung	107
Abbildung 23	Anlagenkennlinie 4 und 5: Variable Kosten, Bereitstellungskosten und Fixkosten aller angegebenen Abrufe der befragten Unternehmen der Papierindustrie, eigene Darstellung.....	109
Abbildung 24	Anlagenkennlinie 1: Verteilung der Zuschaltleistungen aller angegebenen Abrufe der befragten Unternehmen der Papierindustrie, eigene Darstellung	110
Abbildung 25	Anlagenkennlinie 2 und 3: Abrufdauern und mögliche Anzahl der angegebenen Abrufe der befragten Unternehmen der Papierindustrie, eigene Darstellung	111
Abbildung 26	Hochgerechnete Summenkennlinie der Papierindustrie nach exemplarischen Nutzungsformen (Lastreduktionen), eigene Darstellung.....	112
Abbildung 27	Hochgerechnete Summenkennlinie der Papierbranche nach Nutzungsformen (Lasterhöhungen), eigene Darstellung	113
Abbildung 28	Schematische Darstellung der Chlorelektrolysen und der nachgelagerten Produktionsprozesse am Beispiel der PVC-Herstellung, eigene Darstellung.....	115
Abbildung 29	Anlagenkennlinie 1: Verteilung der Abschaltleistungen aller angegebenen möglichen Abrufe der Chlorelektrolyse, eigene Darstellung.....	117
Abbildung 30	Anlagenkennlinien 2 und 3: Abrufdauern und mögliche Anzahl der Abrufe der befragten Unternehmen der Chlorelektrolyse. Abrufdauern oberhalb 168 Stunden bedeuten eine unbegrenzte Abrufdauer, eigene Darstellung.....	118
Abbildung 31	Anlagenkennlinien 4 und 5: Variable Kosten, Bereitstellungskosten und Fixkosten der befragten Unternehmen der Chlorelektrolyse, eigene Darstellung.....	119
Abbildung 32	Anlagenkennlinie 1: Verteilung der Zuschaltleistungen der Abrufe der befragten Unternehmen mit Chlorelektrolysen, eigene Darstellung.....	120
Abbildung 33	Anlagenkennlinien 2 und 3: Abrufdauern und mögliche Anzahl der Abrufe der Lasterhöhungen der befragten Unternehmen mit	

	Chlorelektrolyse. Abrufdauern oberhalb 168 Stunden bedeuten eine unbegrenzte Abrufdauer	121
Abbildung 34	Anlagenkennlinien 4 und 5: Variable Kosten, Bereitstellungskosten und Fixkosten der befragten Unternehmen mit Chlorelektrolyse, eigene Darstellung.....	122
Abbildung 35	Hochgerechnete Summenkennlinie, Lastreduktionen der Chlorelektrolysen in Deutschland, eigene Darstellung	123
Abbildung 36	Hochgerechnete Summenkennlinie, Lasterhöhungen der Chlorelektrolysen in Deutschland	124
Abbildung 37	Schematische Darstellung der Stahlproduktion im Elektrostahlwerk, eigene Darstellung.....	126
Abbildung 38	Anlagenkennlinie 1: Verteilung der Abschaltleistungen aller angegebenen Abrufe der befragten Elektrostahlwerke	128
Abbildung 39	Anlagenkennlinien 2 und 3: Abrufdauern und mögliche Anzahl der angegebenen Abrufe der befragten Elektrostahlwerke	129
Abbildung 40	Anlagenkennlinie 4: Variable Kosten der befragten Unternehmen mit Elektrostahlwerken	130
Abbildung 41	Anlagenkennlinien 5: Bereitstellungskosten und Fixkosten aller angegebenen Abrufe der befragten Elektrostahlwerke	130
Abbildung 42	Anlagenkennlinie 1: Verteilung der Zuschaltleistungen aller angegebenen Abrufe der befragten Elektrostahlwerke	131
Abbildung 43	Anlagenkennlinien 2 und 3: Abrufdauern und mögliche Anzahl der angegebenen Abrufe der Elektrostahlwerke	131
Abbildung 44	Anlagenkennlinien 4 und 5: Variable Kosten, Bereitstellungskosten und Investitionskosten aller angegebenen Abrufe der befragten Elektrostahlwerke.....	132
Abbildung 45	Hochgerechnete Summenkennlinie nach Nutzungsformen (Lastreduktionen) für die Elektrostahlherstellung.....	133
Abbildung 46	Hochgerechnete Summenkennlinie der Elektrostahlherstellung, Lasterhöhungen.....	134
Abbildung 47	Anlagenkennlinie 1: Verteilung der Abschaltleistungen aller angegebenen möglichen Abrufe der befragten Unternehmen der Zementherstellung und Behälterglasindustrie.....	137
Abbildung 48	Anlagenkennlinie 2 und 3: Abrufdauern und mögliche Anzahl der angegebenen Abrufe der befragten Unternehmen der Zementherstellung und Behälterglasindustrie.....	138
Abbildung 49	Anlagenkennlinien 4 und 5: Variable Kosten, Bereitstellungskosten und Fixkosten aller angegebenen Abrufe der befragten Unternehmen der Zementherstellung und Behälterglasindustrie.....	139

Abbildung 50	Anlagenkennlinie 1: Verteilung der Zuschaltleistungen aller Abrufe der befragten Unternehmen der Zementherstellung und Behälterglasindustrie.....	140
Abbildung 51	Anlagenkennlinien 2 und 3: Abrufdauern und mögliche Anzahl der Abrufe der befragten Unternehmen der Zementherstellung und Behälterglasindustrie.....	141
Abbildung 52	Hochgerechnete Summenkennlinie, Lastreduktion der Zementherstellung und der Behälterglasindustrie.....	142
Abbildung 53	Hochgerechnete Summenkennlinie, Lasterhöhungen der Zementherstellung und der Behälterglasindustrie.....	143
Abbildung 54	Anlagenkennlinie 1: Verteilung der Abschaltleistungen aller angegebenen Abrufe der befragten Unternehmen der Luftzerlegung/Aluminiumelektrolyse.....	146
Abbildung 55	Anlagenkennlinien 2 und 3: Abrufdauern und mögliche Anzahl der angegebenen Abrufe der befragten Unternehmen in der Luftzerlegung/Aluminiumelektrolyse.....	147
Abbildung 56	Anlagenkennlinien 4 und 5: Variable Kosten, Bereitstellungskosten und Fixkosten aller angegebenen Abrufe der befragten Unternehmen der Luftzerlegung/Aluminiumelektrolyse.....	148
Abbildung 57	Anlagenkennlinie 1: Verteilung der Zuschaltleistungen aller angegebenen Abrufe der befragten Unternehmen der Luftzerlegung/Aluminiumelektrolyse.....	149
Abbildung 58	Anlagenkennlinien 2 und 3: der Lasterhöhungen der befragten Unternehmen der Luftzerlegung/Aluminiumelektrolyse.....	150
Abbildung 59	Anlagenkennlinie 4 und 5: Variable Kosten, Bereitstellungskosten und Investitionskosten aller angegebenen Abrufe der befragten Unternehmen der Luftzerlegung/Aluminiumelektrolyse.....	151
Abbildung 60	Hochgerechnete Summenkennlinie der Lastreduktionen der Primäraluminiumherstellung und der Herstellung von Industriegasen.....	152
Abbildung 61	Hochgerechnete Summenkennlinie der Lasterhöhungen der Primäraluminiumherstellung und der Luftzerlegung.....	153
Abbildung 62	Darstellung der installierten Leistung, des technischen Potenzials und des derzeitigen soziotechnischen Potenzials in den befragten Branchen.....	162
Abbildung 63	Derzeitiges soziotechnisches Potenzial: Einmaliges (links) und 5-Folgetage-Potenzial (rechts) der Lastreduktionen der untersuchten Branchen/Subbranchen in den Nutzungsformen des Intraday/Spotmarktes.....	164
Abbildung 64	Derzeitiges soziotechnisches Potenzial ohne Vorgaben für die Aktivierungszeit: Ablaufdiagramm für eine gleichzeitige Aktivierung der Lastreduktionspotenziale zum Zeitpunkt t=0.....	165

Abbildung 65	Derzeitiges soziotechnisches Potenzial: Einmaliges (links) und 5-Folgetage-Potenzial (rechts) der Lasterhöhungen der untersuchten Branchen/Subbranchen in den Nutzungsformen des Intraday/Spotmarktes	166
Abbildung 66	Einmaliges und 5-Folgetage-Potenzial der Lastreduktionen der untersuchten Branchen/Subbranchen in den Nutzungsformen des Regelleistungsmarktes	168
Abbildung 67	Einmaliges und 5-Folgetage-Potenzial der Lasterhöhungen der untersuchten Branchen/Subbranchen in den Nutzungsformen des Regelleistungsmarktes	168
Abbildung 68	Darstellung des Ausschreibungsvolumens der Regelleistungsmärkte, der einmaligen Potenziale der Nutzungsformen PRL, SRL und MRL I und MRL II und der relativen Größe des einmaligen Potenzials im Vergleich zum Ausschreibungsvolumen	169
Abbildung 69	Vergleich der derzeitigen soziotechnischen Potentiale für Lastreduktion mit den Potenziale in verschiedenen früheren Studien.....	171
Abbildung 70	Darstellung des Lastgangs in Deutschland an 5 aufeinanderfolgenden Winterwochentagen. Quelle: ENTSO-E.....	183
Abbildung 71	Ergebnis der Unternehmensbefragung - Hemmnisse des Einsatzes regelbarer Lasten	187
Abbildung 72	Anlagenkennlinie 1: Darstellung der Verteilung der Abschaltleistung aller Abrufe über die Aktivierungszeit.....	219
Abbildung 73	Anlagenkennlinie 2: Darstellung der kürzesten und der längsten maximalen Abrufdauer der Abrufe kategorisiert nach der Aktivierungszeit.....	219
Abbildung 74	Anlagenkennlinie 3: durchschnittliche mögliche Anzahl der Abrufe kategorisiert nach der Aktivierungszeit.....	220
Abbildung 75	Anlagenkennlinie 4: Spannen der variablen Kosten der Abrufe kategorisiert nach der Aktivierungszeit.....	221
Abbildung 76	Anlagenkennlinie 5: Bereitstellungskosten und Fixkosten der befragten Unternehmen der Chlorelektrolyse, eigene Darstellung	222
Abbildung 77	Bestimmung der Abrufleistung in Abhängigkeit von der Abrufart (kontinuierlich, diskret), der Aktivierungsgeschwindigkeit und der maximal zulässigen Anstiegszeit.....	223
Abbildung 78	Entwicklung der mittleren mengengewichteten Leistungspreise in der PRL zwischen Januar 2011 und Dezember 2014; Quelle: regelleistung.net, eigene Berechnungen	268
Abbildung 79	Mittlere mengengewichtete Leistungspreise PRL von 2008 bis 2014; Quelle: regelleistung.net, eigene Berechnungen	269
Abbildung 80	Erlöse für regelbare Lasten in der PRL für das Jahr 2014.....	270

Abbildung 81	Deckungs- bzw. Fehlbeträge für regelbare Lasten in der PRL für das Jahr 2014.....	271
Abbildung 82	Entwicklung der mittleren mengengewichteten Leistungspreise in der SRL zwischen Juni 2011 und Dezember 2014.....	272
Abbildung 83	Mittlere mengengewichtete Leistungspreise positive SRL von 2008 bis 2014; Quelle: regelleistung.net, eigene Berechnungen	273
Abbildung 84	Erlöse für regelbare Lasten in der positiven SRL für das Jahr 2014.....	274
Abbildung 85	Mittlere mengengewichtete Leistungspreise negative SRL von 2008 bis 2014; Quelle: regelleistung.net, eigene Berechnungen	274
Abbildung 86	Erlöse für regelbare Lasten in der negativen SRL für das Jahr 2014.....	275
Abbildung 87	Deckungs- bzw. Fehlbeträge für regelbare Lasten in der positiven SRL für das Jahr 2014.....	276
Abbildung 88	Deckungs- bzw. Fehlbeträge für regelbare Lasten in der negativen SRL für das Jahr 2014.....	276
Abbildung 89	Entwicklung der mittleren mengengewichteten Leistungspreise in der MRL zwischen Januar 2011 und Dezember 2014; Quelle: regelleistung.net, eigene Berechnungen	277
Abbildung 90	Mittlere mengengewichtete Leistungspreise positive MRL von 2008 bis 2014; Quelle: regelleistung.net, eigene Berechnungen	278
Abbildung 91	Erlöse für regelbare Lasten in der positiven MRL für das Jahr 2014.....	279
Abbildung 92	Mittlere mengengewichtete Leistungspreise negative MRL von 2008 bis 2014; Quelle: regelleistung.net, eigene Berechnungen	279
Abbildung 93	Erlöse für regelbare Lasten in der negativen MRL für das Jahr 2014	280
Abbildung 94	Deckungs- bzw. Fehlbeträge für regelbare Lasten in der positiven MRL für das Jahr 2014	281
Abbildung 95	Deckungs- bzw. Fehlbeträge für regelbare Lasten in der negativen MRL für das Jahr 2014.....	281

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Kategorisierung von Lastmanagement-Programmen.....	46
Tabelle 2	Übersicht Frequency Control by Demand Management (Großbritannien).....	49
Tabelle 3	Übersicht Fast-Reserve / Demand Management (Großbritannien).....	50
Tabelle 4	Übersicht Interrompibilità istantanea & Interrompibilità in emergenza (Italien).....	52
Tabelle 5	Übersicht Servicio de interrumpilidad (Spanien)	54
Tabelle 6	Übersicht Reliability-Pricing-Model (USA)	56
Tabelle 7	Übersicht Noodvermogen (Niederlande).....	59
Tabelle 8	Übersicht Frequency-Controlled-Disturbance Reserve / Fast-Disturbance-Reserve (Finnland)	60
Tabelle 9	Definition der Nutzungsform Primärregelleistung.....	74
Tabelle 10	Definition der Nutzungsform Sekundärregelleistung	75
Tabelle 11	Definition der Nutzungsform MRL I (angelehnt an derzeitiges System der Minutenreserve).....	75
Tabelle 12	Definition der Nutzungsform MRL II (angepasstes System).....	76
Tabelle 13	Definition der Nutzungsform ID/DA (Eine Stunde).....	77
Tabelle 14	Definition der Nutzungsform ID/DA (Zwei Stunden).....	77
Tabelle 15	Definition der Nutzungsform ID/DA (Vier Stunden).....	78
Tabelle 16	Definition der Nutzungsform ID/DA (Acht Stunden).....	78
Tabelle 17	Definition der Nutzungsform Notaus (5 Minuten) als Netzsicherheitskomponente	78
Tabelle 18	Definition der Nutzungsform Notaus (Eine Stunde) als Netzsicherheitskomponente	79
Tabelle 19	Potenziale für Lastverschiebung nach Stadler.....	81
Tabelle 20	Potenziale für Demand Side Management gemäß DENA [Dena 2010, S. 419ff]	83
Tabelle 21	Potenziale für Demand Side Management zum Zeitpunkt der Lastspitze (Wintertag, 17:00 bis 21:00 Uhr) gemäß EWI	84
Tabelle 22	Potenziale für Demand Side Management gemäß Consentec	85
Tabelle 23	Potenziale für Demand Side Management gemäß Consentec 2011.....	86
Tabelle 24	Potenziale für Demand Side Management in Abhängigkeit der Abschaltdauer gemäß FfE (2010).....	87
Tabelle 25	Angaben zur Charakterisierung eines Abrufs	98
Tabelle 26	Übersicht über die Entwicklungstendenzen des Flexibilitätspotenzials nach Branchen bis 2030	179

Tabelle 27	Vorschläge zur Änderung der Primärregelleistung	190
Tabelle 28	Vorschläge zur Änderung der Sekundärregelleistung	191
Tabelle 29	Vorschläge zur Änderung der Minutenreserve	191
Tabelle 30	Übergreifende Vorschläge zur Änderungen des Marktdesigns der Regelleistung	191
Tabelle 31	Empfehlungen für eine Änderung des Intraday/Spotmarkt-Designs	192
Tabelle 32	Berechnung der vermarktbaren Abrufleistung in Abhängigkeit von der zulässigen Aktivierungszeit und der geforderten Abrufdauer, einmaliges Potenzial.....	224
Tabelle 33	Zahlenwerte der Anlagenkennlinien der Papierindustrie	226
Tabelle 34	Zahlenwerte der hochgerechneten Summenkennlinien der Papierindustrie	227
Tabelle 35	Zahlenwerte der Anlagenkennlinien der Chlorelektrolysen	228
Tabelle 36	Zahlenwerte der hochgerechneten Summenkennlinien der Chlorelektrolysen	230
Tabelle 37	Zahlenwerte der Anlagenkennlinien der Elektrostahlerzeugung	231
Tabelle 38	Zahlenwerte der hochgerechneten Summenkennlinien der Elektrostahlwerke	232
Tabelle 39	Zahlenwerte der Anlagenkennlinien der Zementherstellung & Behälterglasindustrie	233
Tabelle 40	Zahlenwerte der hochgerechneten Summenkennlinien der Zementherstellung & Behälterglasindustrie	234
Tabelle 41	Zahlenwerte der Anlagenkennlinien der Primäraluminiumherstellung und der Luftzerlegung.....	235
Tabelle 42	Zahlenwerte der hochgerechneten Summenkennlinien der Primäraluminiumherstellung/Luftzerlegung	236
Tabelle 43	Zahlenwerte der Summe der hochgerechneten Summenkennlinien aller untersuchten Branchen.....	237
Tabelle 44	Übersicht der für die Szenarien (PRL) relevanten Kostenpositionen	270
Tabelle 45	Übersicht der für die Szenarien (SRL) relevanten Kostenpositionen	275
Tabelle 46	Übersicht der für die Szenarien (MRL) relevanten Kostenpositionen.....	280

Abkürzungen

a	anno
Abk.	Ausgeschriebene Bezeichnung der Abkürzung
Abs.	Absatz
AbschaltVO	Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten)
AE	Ausgleichsenergie
AEP	Ausgleichsenergiepreis
AKL	Anlagenkennlinie
Bereitsstellungsk.	Bereitstellungskosten
BK	Bilanzkreis
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BNetzA	Bundesnetzagentur
bzw.	beziehungsweise
ca.	circa
CCI	characteristic curve of installations (deutsch: Anlagenkennlinie)
CPP	Critical Peak Pricing
d	day (deutsch: Tag)
DA	Day Ahead spot market
DCE	Dichlorethylen
DENA	Deutsche Energie Agentur GmbH
d. h.	das heißt
DSM	Demand-Side-Management (deutsch: Lastmanagement)
engl.	englische Übersetzung
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Europäisches Netzwerk der Übertragungsnetzbetreiber für Elektrizität)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPEX	European Power Exchange Spot SE
ESD	emergency shut-down (deutsch: Notaus)
etc.	et cetera (deutsch: und andere(s))
EU	Europäische Union
evt.	eventuell
EWI	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (deutsch: Föderale Energieregulierungskommission)

FfE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.
ggf.	gegebenenfalls
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde(h)
h	Stunde(n)
HT	Hochtarif
Hz	Hertz
inkl.	inklusive
I/C	Interruptible / Curtailable (deutsch: unterbrechbar/begrenzbar)
ILR	Interruptible Load for Reliability (deutsch: unterbrechbare Last für Verlässlichkeit)
i.V.m.	in Verbindung mit
ISO	Independent System Operators (deutsch: unabhängige Übertragungsnetzbetreiber)
ID	Intra-Day-Handel
IEA	Internationale Energieagentur
KFZ	Kraftfahrzeug(e)
kWh	Kilowattstunde(n)
lt.	laut
max.	maximal
MCP	Market Clearing Price
min.	minimal
Min	Minute(n)
Mio.	Million(en)
MOLS	Merit Order List Server
MRL	Minutenreserve (englisch: tertiary reserve)
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde(n)
NT	Niedertarif
OTC	Over the counter (deutsch: bilaterale Vereinbarungen)
P	Power (deutsch: Leistung)
plc.	Public limited company
PJM	Pennsylvania, Jersey, Massachusetts
PRL	Primärregelleistung (englisch: primary reserve)
RTP	Real Time Pricing

RTO	Regional Transmission Organization (deutsch: regionale Übertragungsnetzbetreiber)
PVC	Polyvinylchlorid
s	Sekunde(n)
s. o.	siehe oben
s. u.	siehe unten
SPM	Spotmarkt
SRL	Sekundärregelleistung
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
t	Tonne(n)
TMP	Thermo mechanical pulp (deutsch: thermomechanische Zellstoffaufbereitung)
TOU	Time of Use (deutsch: Zeitvariabler Tarif)
TSO	Transmission System Operator (deutsch: Transportnetzbetreiber / Übertragungsnetzbetreiber)
TÜV	Technischer Überwachungsverein
TWh	Terawattstunde(n)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
u.a.	unter anderem
UBA	Umweltbundesamt
UCTE	Union for the Coordination of the Transmission of Electricity (Vereinigung für die Koordination des Transportes von Elektrizität)
vgl.	vergleiche
VBh	Vollbenutzungsstunden
VCI	Verband der chemischen Industrie e.V.
VDP	Verband deutscher Papierfabriken e.V.
VDZ	Verein deutscher Zementwerke e.V.
z. B.	zum Beispiel
z. T.	zum Teil

Glossar

Abruf	Eine mögliche Lasterhöhung oder Lastreduktion einer regelbaren Last.
Abrufdauer	Zeit von vollständiger Aktivierung bis Beginn der Rückaktivierung eines Abrufs.
Abrufleistung	Differenz zwischen Entnahmeleistung, die mit regulärem Stromverbrauch korrespondiert und Entnahmeleistung, die mit Stromverbrauch während einer Lastreduktion oder Lasterhöhung korrespondiert.
Anlagenkennlinie	Zusammenfassendes Diagramm für die Gesamtheit des soziotechnischen Potenzials aller angegebenen Abrufe einer Branche. Dargestellt wird ein Wert oder die Spannbreite eines Parameters (Abrufleistung, maximale Anzahl der Abrufe pro Jahr, variable Kosten) jeweils für Gruppierungen der Abrufe. Die Gruppierung erfolgt nach der Aktivierungszeit.
Aktivierungszeit	Summe aus Totzeit und Anstiegszeit.
Anstiegszeit	Zeit, die vergeht von der ersten Änderung des Stromverbrauchs bis zu vollständigen Aktivierung der Abrufleistung.
Flexibilitätpotenzial	Allgemeiner Begriff für die Fähigkeit von regelbaren Lasten Lasterhöhungen und Lastreduktionen durchzuführen. Teilweise wird das Flexibilitätpotenzial auch als Überbegriff für das technische bzw. soziotechnische Potenzial verwendet.
Lastabwurf	Notmaßnahme des Übertragungsnetzbetreibers gemäß § 13 Abs. 2 EnWG bei einer Bedrohung der Systemstabilität, um größere Netzstörungen zu vermeiden. Das abgeschaltete Unternehmen ist auf einen derartigen Lastabwurf typischerweise nicht vorbereitet.
Lasterhöhung	Temporäre Erhöhung des Stromverbrauchs im Vergleich zu einem regulären Stromverbrauch. Der reguläre Stromverbrauch ist der geplante und entsprechend in der Strombeschaffung berücksichtigte Stromverbrauch.
Lastmanagement	Allgemeiner Begriff für betrieblich vorbereitete Maßnahmen zur Durchführung von Lastreduktionen und Lasterhöhungen. Unterbegriffe sind Lastverzicht und Lastverschiebung.
Lastreduktion	Temporäre Reduktion des Stromverbrauchs im Vergleich zu einem regulären Stromverbrauch. Der reguläre Stromverbrauch ist der geplante und entsprechend in der Strombeschaffung berücksichtigte Stromverbrauch.
Lastverschiebung	Zeitliche Verschiebung von Produktion, indem auf eine Lastreduktion (mit verringerter Produktion) eine Phase der nachholenden Produktion folgt.
Lastverzicht	Lastreduktion, bei der die reduzierte Produktion nicht nachgeholt wird.
Regelbare Last	Die Gesamtheit aller Produktionsprozesse an einem Produktionsstandort oder bei großen Produktionsstandorten auch nur ein einzelner Produktionsprozess.
Regelleistung	Eine Systemdienstleistung, die von den Übertragungsnetzbetreiber beschafft und eingesetzt wird, um die jederzeitige Gleichzeitigkeit von

Stromeinspeisungen und Stromentnahmen im Stromversorgungsnetz sicherzustellen. Formen der Regelleistung sind die Primärregelleistung (PRL), die Sekundärregelleistung (SRL) und die Minutenreserve (MRL).

Summenkennlinie Zusammenfassendes Diagramm für die Gesamtheit der vermarktbar Leistungen des soziotechnischen Potenzials einer Branche nach Nutzungsformen.

Technisches Potenzial

Gesamtheit aller technisch möglichen Lastreduktionen oder Lasterhöhungen einer regelbaren Last oder einer Gruppe von regelbaren Lasten. Das technische Potenzial wurde in der Studie auf Basis der umfangreichen Informationen zu den Produktionsprozessen aus der Branchenbefragung und der verfahrenstechnischen Expertise der Auftragnehmer deduktiv ermittelt.

Soziotechnisches Potenzial

Gesamtheit aller in der Befragung angegebenen Lastreduktionen oder Lasterhöhungen, die das zum Zeitpunkt der Befragung von den befragten Unternehmen prinzipiell nutzbar eingeschätzt wurden. Das soziotechnische Potenzial ist eine Teilmenge des technischen Potenzials.

Summenkennlinie Zusammenfassende Darstellung des soziotechnischen Potenzials einer Branche. Dargestellt wird die Summe der Leistungen in den verschiedenen vordefinierten exemplarischen Nutzungsformen.

Totzeit

Zeit, die vergeht vom externen Eintreffen eines Signals um eine Lasterhöhungen oder Lastreduktion durchzuführen und der ersten Änderung des Stromverbrauchs in Reaktion auf dieses Signal.

Quellenverzeichnis

Kapitel 1

Bundesregierung (2011): Das Energiekonzept der Bundesregierung 2010 und die Energiewende 2011. Berlin. Im Internet verfügbar http://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energiekonzept_bundesregierung.pdf, Abruf 25. Oktober 2013.

Bundesregierung (2012): Erster Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“, im Internet verfügbar, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/erster-monitoring-bericht-energie-der-zukunft,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, Abruf 28. Oktober 2013.

Bundesregierung (2013): Deutschlands Zukunft gestalten – Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSI und SPD, <https://www.cdu.de/sites/default/files/media/dokumente/koalitionsvertrag.pdf>, Abruf 13.02.2014.

Kapitel 2

Duffield (2012): Telefoninterview mit Mark Duffield, Mitarbeiter National Grid. 19.04.2012.

Edmij (2012): Poolen Noodvermoogen. http://www.edmij.nl/Producten___Diensten/Poolen_noodvermogen.aspx, Abruf 10. September 2013.

ENTSOE (2011): Statistical Yearbook 2010: European Network of Transmission System Operators for Electricity. Brüssel. <https://www.entsoe.eu/publications/statistics/statistical-yearbooks/>, Abruf 10. September 2013.

EU-Kommission (2010): State Aid No NN 24/2010 – Italy – Compensation for the provision of instant interruptibility services in Sardinia and Sicily. Entscheidung C(2010)3222 final, Brüssel.

FERC (2009): A National Assessment of Demand response Potenzial. Washington: Federal Energy Regulatory Commission.

Fingrid (2012): Yearly Agreement No. XX/2012 for Frequency Controlled Normal Operation reserve and Frequency Controlled Disturbance Reserve. Helsinki. http://www.fingrid.fi/attachments/en/services/systemservices/taajuusohjattujen_voimalaitosre servien_vuosisopimus_2012_en.pdf, Abruf 10. Oktober 2013.

Fingrid (2012a): Maintenance of Frequency. http://www.fingrid.fi/portal/in_english/services/system_services/maintenance_of_frequency/, Abruf 10. Oktober 2013.

Fingrid: Sederlund, Jarno (2005): Demand resources as a possibility for a TSO. Demand Response Workshop, Helsinki, 19.04.2005.

IEA (2007): Integration of Demand Side Management, Distributed Generation, Renewable Energy Sources and Energy Storages: state of the art report. Volume 1 Main report. Paris. International Energy Agency Demand Side Management programme. <http://www.ieadsm.org/Files/Exco%20File%20Library/Key%20Publications/SynthesisFinalvol1.pdf>, Abruf 10. Oktober 2013.

- IEA (2012): International Energy Agency Demand Side Management programme “Promoting Energy Efficiency and Demand-Side Management for Global Sustainable Development and for Business Opportunities. <http://www.ieadsm.org/Content.aspx?ID=3>, Abruf 10. September 2013.
- L’ Autorita per l’Energia Elettrica (2010). Deliberazione 28 Ottobre 2010 – ARG/elt 187/10 : Disposizioni in merito alle procedure per l’approvvigionamento a termine de parte de Terna delle risorse interrompibili per il triennio 2011-2013 ai sensi dell ‘articolo 30, comma 18, della legge 23 luglio 2009, n. 99. Rom: L’ Autorita per l’Energia Elettrica e il Gas. <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/10/187-10arg.pdf>, Abruf 10. September 2013.
- Ministerio (2007): Ministerio de Industria, Turismo y Comercio Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestion de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energia en el Mercado de produccion.
- National Grid (2009): FIRM FAST RESERVE: EXPLANATION AND TENDER GUIDANCE DOCUMENT. Issue #1 1. April 2009 Warwick. National Grid. http://www.nationalgrid.com/NR/rdonlyres/294F9D55-1EB0-4C31-8840-3BFDD4AB0C12/33092/FR_Explanation_Tender_Guidance.pdf, Abruf 10. September 2013.
- National Grid (2012): Frequency Demand Control Management: Who can participate?. Warwick. <http://www.nationalgrid.com/uk/Electricity/Balancing/services/balanceserv/freqresponse/fcdm/>, Abruf 10. September 2013.
- National Grid (2012a): Monthly Balancing Services Summary 2011/12. Warwick: National Grid. http://www.nationalgrid.com/NR/rdonlyres/828C7B8B-0302-4FAA-A841-98E288E038B0/51839/MBSS_JANUARY_2012.pdf, Abruf 10. September 2013.
- National Grid (2012b): Demand Management: Who can participate? Warwick. http://www.nationalgrid.com/uk/Electricity/Balancing/services/balanceserv/reserve_serv/demandmgmt/, Abruf 10. September 2013.
- Nederlandse Mededingingsautoriteit: DTe-jaarrapport naar de Europese Commissie, Directie Toezicht Energie, Augustus 2005.
- Pihala (2005), Pihala, H., Technical Research Centre of Finland (VTT). Demand Response Potenzial Assessment in Finnish Large-Scale Industry. Demand Response Workshop, Helsinki, 19.04.2005.
- PJM (2011). PJM 2010 Annual report. Norristown, Pennsylvania. <http://www.pjm.com/about-pjm/who-we-are/~ /media/about-pjm/newsroom/2010-annual-report.ashx>, Abruf 10. September 2013.
- PJM (2012): PJM Manual 18: PJM Capacity Market. Norristown, Pennsylvania. <http://www.pjm.com/~ /media/documents/manuals/m18.ashx>, Abruf 10. September 2013.
- Red Electrica de Espana (2012): servicios de ajuste de la operacion del sistema : avance 2011. Madrid: Red Electrica de Espana. http://www.ree.es/sistema_electrico/servicio_ajuste-avance2011.asp, Abruf 10. September 2013.
- SINTEF Energy research (2004): Incentives for Demand Response and for Investments in Infrastructure and Technology. Forschungsbericht EU / SAVE 132/01 EFFLOCOM report no. 6. Trondheim.
- TenneT (2011): ONDERWERP: Productinformatie noodvermogen. Notitie, 11 Mei 2011, Arnhem. <http://www.tennet.org/images/SOC%2011->

[138%20Productinformatie%20noodvermogen%20V2_tcm41-13681.pdf](#), Abruf 10. September 2013.

TenneT (2011b): Datenportal des Übertragungsnetzbetreibers TenneT, http://www.tennet.org/english/customers/nieuws/more_pool_participants_for_2012_emergency_capacity.aspx, Abruf 10. September 2013.

TenneT (2013): More pool participants for 2012 emergency capacity, 09-11-2011. http://www.tennet.org/english/operational_management/export_data.aspx, Abruf 10. September 2013.

TenneT / E-Bridge (2011): Imbalance Management : Analysis Report. Arhem / Bonn. http://www.tennet.org/english/images/20110428%20Imbalance%20management%20analysis%20TenneT%201.0-02_tcm43-20627.pdf, Abruf 10. September 2013.

Terna (2010): 2009 Annual Report. Terna s.l.p. and Terna Group. Rom. <http://www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=w4iBi0KgI6g%3D&tabid=894>, Abruf 14. September 2014.

Torriti, J., Hassan, M., Leach, M. (2009): Demand response experience in Europe: Policies, programmes and implementation. In Energy (2009) Vol. 1-9. Elsevier B.V.

US Department of Energy (2006): Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them: A Report to the United States Congress Pursuant to Section 1252 of the Energy Policy Act of 2005. Washington: US Department of Energy. <http://eetd.lbl.gov/ea/ems/reports/congress-1252d.pdf>, Abruf 10. September 2013.

van der Hoofd (2012): Telefoninterview mit Erik van der Hoofd, Mitarbeiter der Tenna TSO B.V. 19.04.2012.

Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung (2012): Präqualifizierte Anbieter je Regelenergieart. <https://www.regelleistung.net/ip/action/static/provider>, Abruf 10. September 2013.

Kapitel 4

AbLaV (2012): Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten). <http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/ablav/gesamt.pdf>, Abruf 09.03.2015.

BNetzA (2011a): Beschluss Primärregelleistung Az. BK6-10-097. http://beschlussdatenbank.bundesnetzagentur.de/index.php?lr=view_bk_overview, Abruf 09.03.2015.

BNetzA (2011b): Beschluss Sekundärregelleistung Az. BK6-10-098. http://beschlussdatenbank.bundesnetzagentur.de/index.php?lr=view_bk_overview, Abruf 09.03.2015.

BNetzA (2011c): Beschluss Minutenreserve Az. BK6-10-099. http://beschlussdatenbank.bundesnetzagentur.de/index.php?lr=view_bk_overview, Abruf 09.03.2015.

EPEX (2012): EPEX Spot Handelsbedingungen, Version 07.05.2012.

Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE FNN (2003): TransmissionCode 2007 Anhang D1 Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Primärregelleistung für die ÜNB. Berlin. http://www.vde.com/de/fnn/dokumente/documents/transmissioncode2007_anhang-d1.pdf, Abruf 10. September 2013.

- Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE FNN (2007): TransmissionCode 2007 Anhang D3
Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Minutenreserveleistung. Berlin.
http://www.vde.com/de/fnn/dokumente/documents/transmissioncode2007_anhang-d3.pdf,
Abruf 10. September 2013.
- Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE FNN (2009a): TransmissionCode 2007 Anhang D2 Teil 1
Unterlagen zur Präqualifikation von Anbietern zur Erbringung von Sekundärregelleistung
für die ÜNB. Berlin. http://www.vde.com/de/fnn/dokumente/documents/tc2007_d2-1_2009.pdf, Abruf 10. September 2013.
- Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE FNN (2009b): TransmissionCode 2007 Anhang D2 Teil 2
Anforderungen für die Umsetzung des SRL-Poolkonzepts zwischen ÜNB und Anbietern.
Berlin. http://www.vde.com/de/fnn/dokumente/documents/tc2007_d2-2_2009.pdf, Abruf 10.
September 2013.
- ÜNB (2011): Bilanzkreisvertrag.
<http://www.transnetbw.de/downloads/strommarkt/bilanzkreismanagement/standard-bilanzkreisvertrag-2011-07-04.pdf>, Abruf 19. September 2012.
- ÜNB (2012): Netzregelverbund. <https://www.regelleistung.net/ip/action/static/gcc>, Abruf 19.
September 2012.
- ÜNB (2014): Mindestanforderungen an die Informationstechnik des Anbieters für die
Erbringung von Sekundärregelleistung. <https://www.regelleistung.net/ip/action/static/itSrl>,
Abruf 09.03.2015.

Kapitel 5

- Consentec (2010): Gutachten zum Wert der Abschaltbarkeit der energieintensiven Industrien
und zur intensivierten Nutzung der energieintensiven Industrien in der Ausregelung der
Netze: im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und
Eisenbahnen. Unveröffentlicht.
- Consentec (2011): Consentec / IAEW (2011): Bewertung der Flexibilität von Stromerzeugungs-
und KWK-Anlagen : Untersuchung im Auftrag des BDEW Bundesverband der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
- DENA (2010): Kohler, S., Agricola, A., Seidl, H. (2010): DENA Netzstudie II : Integration
erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit
Ausblick auf 2025. Berlin: Deutsche Energie Agentur.
- Destatis (2013): DESTATIS: Statistisches Bundesamt (2013): Erhebung über die
Energieverwendung der Betriebe des verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der
Gewinnung von Steinen und Erden. Berichtszeiträume 2003-2011. Persönliche Übersendung
am 04.09.2013.
- EWI (2012): Elberg, C., Growitsch, C. Höffler, F., Richter, J. (2012): Untersuchungen zu einem
zukunftsfähigen Strommarktdesign: im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums. Köln:
Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln e.V.
- von Roon, Grobmeier (2010): von Roon, S., Grobmeier, T. (2010): Demand Response in der
Industrie : Status und Potenziale in Deutschland. München: Forschungsstelle für
Energiewirtschaft e.V.

Klobasa (2007): Klobasa, M., Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten. Karlsruhe: Universität Karlsruhe.

Stadler (2005): Stadler, L., Demand Response Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Kassel: Fachbereich Elektro-technik der Universität Kassel.

Kapitel 8

Bertrams/ Witzel (2009): Bertrams, Hans-Joachim, Witzel, Joachim (2009): Nebenprozesse und Infrastruktur in den Braunkohletagebauen des Rheinischen Reviers. In: Stoll, Rolf Dieter; Niemann-Delius, Christian; Drebenstedt Carsten; Müllensiefen, Klaus (Hrsg.) (2009) Der Braunkohletagebau: Bedeutung, Planung, Betrieb, Technik, Umwelt. Springer-Verlag Berlin-Heidelberg.

Bundesverband Glasindustrie (2015): Konjunktur & Branchenzahlen 2013. Düsseldorf, <http://www.glasaktuell.de/zahlen-fakten/konjunktur-und-branchen-zahlen/>, Abruf am 30.03.2015

Destatis (2013): DESTATIS: Statistisches Bundesamt (2013): Erhebung über die Energieverwendung der Betriebe des verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden. Berichtszeiträume 2003-2011. Persönliche Übersendung am 04.09.2013.

Destatis (2014): DESTATIS: Statistisches Bundesamt (2014): Beschäftigte, Umsatz, Produktionswert und Wertschöpfung der Unternehmen im Verarbeitenden Gewerbe: Deutschland, Jahre, Wirtschaftszweige (WZ2008 2-4-Steller Hierarchie) : Ergebnis - 42251-0003. Abfrage der Datenbank unter https://www-genesis.destatis.de/genesis/online;jsessionid=16935EC8583D06CA238B9AA0DCBD60C1.tomcat_GO_2_2?Menu=Willkommen, Abruf 22. August 2014.

Eurochlor (2013): 2010 Production Capacities. Eurochlor. Brüssel: Eurochlor. Download am 19.09.2013 unter <http://www.eurochlor.org/media/60670/2010-tableproductioncapacities.pdf>

GDA (2013): GDA – Gesamtverband der Aluminiumindustrie e.V. (2013): Primär- und Sekundäraluminiumproduktion in Deutschland. Düsseldorf, <http://www.aluinfo.de/index.php/produktion.html>, Abruf 19. September 2013.

MWV(2015): Mineralölwirtschaftsverband e.V. (2015): Kapazität : Rohöldestillationsanlagen nach Bundesländern 1950-2013. enthalten in MWV Mineralölzahlen als Excel-Datei mit Daten zu Kapazitäten, zur Mineralölein- und -ausfuhr, zum Mineralölverbrauch, zu Preisen und zum Weltölmarkt (2013); Berlin. Unter <http://www.mwv.de/index.php/daten/statistikeninfoportal> Abruf am 02.04.2015

Penk (2009): Penk, Thomas (2009): Betriebliche Beispiele : Betriebsorganisation am Beispiel eines Förderbrückenbetriebs in der Lausitz. In: Stoll, Rolf Dieter; Niemann-Delius, Christian; Drebenstedt Carsten; Müllensiefen, Klaus (Hrsg.) (2009) Der Braunkohletagebau : Bedeutung, Planung, Betrieb, Technik, Umwelt. Springer-Verlag Berlin-Heidelberg, S. 375-390.

Piel, Wiljo (2012): 200 Millionen für Kraftwerke. Neuß-Grevenbroicher Zeitung vom 11.11.2012, <http://www.ngz-online.de/grevenbroich/nachrichten/200-millionen-fuer-kraftwerke-1.3026421>, Abruf 15. Oktober 2013.

RWE (2013): Tagebau Hambach : Versorgungssicherheit mit heimischer Energie. RWE Power Aktiengesellschaft Essen Köln.

<http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/235948/data/235578/3/rwe-power-ag/presse-downloads/braunkohle/Tagebau-Hambach.pdf>, Abruf 15. Oktober 2013.

Stahl-Zentrum, Jahresbericht (2011): Engagement für Stahl 2011 – Jahresbericht. Düsseldorf. http://www.stahl-online.de/Deutsch/Obere_Navigation/Info_Service/Jahresbericht_2011.pdf, Abruf 19. September 2013.

Stahl-Zentrum (2013): Wirtschaftsvereinigung Stahl – Stahlerzeugung in Deutschland (tabellarische Übersicht 2008 – 2012). http://www.stahl-online.de/Deutsch/Linke_Navigation/Stahl_in_Zahlen/_Dokumente/Stahlerzeugung_in_Deutschland_2_05022013.pdf, Abruf 28. Oktober 2013.

Statistik der Kohlenwirtschaft (2012): Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. (2012): Braunkohle im Überblick, <http://www.kohlenstatistik.de/files/bk-uebersicht.pdf>, Abruf 09. September 2013.

VCI (2012): VCI- Verband der chemischen Industrie e.V. (2012): Chemiewirtschaft in Zahlen 2012. Frankfurt. Im Internet verfügbar <https://www.vci.de/Downloads/Publikation/Chemiewirtschaft%20in%20Zahlen%202012.pdf>, Abruf 10. September 2013.

VDP, Leistungsbericht Papier (2012): Verband Deutscher Papierfabriken e.V. (VDP), Papier 2012 – Ein Leistungsbericht, Bonn, März 2012

VDZ (2013): VDZ- Verein deutscher Zementwerke e.V. (2013): Zahlen und Daten. Internetseite <http://www.vdz-online.de/publikationen-branchendaten/zahlen-und-daten/tabellen/a2-klinker-und-zementproduktion-klinkerfaktor/>, Abruf 19. September 2013.

Kapitel 9

Consentec (2010): Gutachten zum Wert der Abschaltbarkeit der energieintensiven Industrien und zur intensivierten Nutzung der energieintensiven Industrien in der Ausregelung der Netze: im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Unveröffentlicht.

EWI (2012): Elberg, C., Growitsch, C. Höffler, F., Richter, J. (2012): Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign: im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums. Köln: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln e.V.

Klobasa (2007): Klobasa, M., Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten. Karlsruhe: Universität Karlsruhe.

TU Darmstadt (2012): Technische Universität Darmstadt (2012): Endbericht zur Studie „Lastmanagementpotenziale der stromintensiven Industrie zur Maximierung des Anteils regenerativer Energien im bezogenen Strommix“, Darmstadt.

von Roon, Grobmeier (2010): von Roon, S., Grobmeier, T. (2010): Demand Response in der Industrie : Status und Potenziale in Deutschland. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.

A 1 Fragenkatalog für die Abfrage der Regelleistungsbereitstellung mit regelbaren Lasten

A 1.1 Aufgabenstellung

Gegenstand des ersten Arbeitspaketes im Rahmen des Projektes „Regelleistungsbereitstellung mit regelbaren Lasten in einem Energiesystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien“ ist die Befragung von präqualifizierten Anbietern am Regelleistungsmarkt. Ziel ist die Analyse der derzeitigen Situation am Markt für Regelleistung mit dem Schwerpunkt auf den präqualifizierten Lasten.

A 1.2 Fragenkatalog

Die nachfolgenden Fragen beziehen sich ausschließlich auf die Teilnahme von Lasten am Regelenergiemarkt:

1. Für welche Art der Regelleistung liegt eine Präqualifikation mit welcher Leistung vor:

a. Minutenreserve	MW (negativ)	MW (positiv)
b. Sekundärregelleistung	MW (negativ)	MW (positiv)
c. Primärregelleistung	MW (negativ)	MW (positiv)
2. Beteiligung bei allen Produkten der jeweiligen Regelleistungsart oder nur selektiv? Falls selektiv: welche Produkte werden präferiert?
3. Handelt es sich um einen Pool von mehreren Anlagen? Falls ja:
 - a. Welcher Anteil des Pools (in Prozent) wird durch regelbare Lasten abgedeckt?
 - b. Wie hoch ist jeweils die Leistung der präqualifizierten Einzellasten (negativ, positiv)?
 - c. Sind die Lasten an unterschiedlichen Standorten?
4. Welchen Ursprungs sind die einzelnen präqualifizierten Lasten (Branche, Anlagengröße, Anlagentyp)?
5. Welche Lastgradienten sind möglich (ggf. differenziert nach Einzellasten)?
6. Wie lange kann die Regelleistung maximal erbracht werden?
7. Häufigkeit der Teilnahme an den Auktionen (pro Jahr)?
8. Häufigkeit des Zuschlages (pro Jahr) für die Vorhaltung der Leistung?
9. Wie erfolgt die Kommunikation mit dem Übertragungsnetzbetreiber und die Aktivierung der Last (manuell bei Anforderung, automatisiert) im Abruffall?
10. Wie häufig und mit welcher Dauer erfolgt ein Abruf?
11. Wie erfolgt der Nachweis der Leistungserbringung (auf Anforderung)?
12. Wie erfolgt die Besicherung gegen Ausfall?
13. Welche Konsequenzen - operativer oder auch finanzieller Art - ergeben sich aus einem Abruf auf den Industrieprozess?

14. Welcher Aufwand war zur Teilnahme am Markt für Regelleistung erforderlich (Prozessaufwand für Präqualifikation (hoch, mittel, gering), Investitionen zur Erfüllung der Präqualifikationsanforderungen)?
15. Welche Erfahrungen wurden in der Präqualifikation gemacht?
16. Welche Erlöse konnten im Jahr 2011 am Regelleistungsmarkt erzielt werden:
 - a. aus dem Leistungspreis in T€ je MW
 - b. aus dem Arbeitspreis (Durchschnittswert je MWh)

A 2 Zusammenfassende Übersicht zur internationalen Vermarktung

Land/ Programm	Großbritannien / Frequency Control by Demand Management	Großbritannien / Demand Management (Fast-Reserve)	Spanien / Servicio de interrumpibilidad	Finnland / Frequency-Controlled- Disturbance-Reserve und Fast disturbance reserve
Zielsetzung	Ausgleich von Ungleichgewichten von Einspeisung und Ausspeisung, Frequenzhaltung	Ausgleich von Ungleichgewichten von Einspeisung und Ausspeisung	Ausgleich von Ungleichgewichten von Einspeisung und Ausspeisung, Notabschaltungen	Bilanzausgleich, Frequenzstabilisierung bei starken Abweichungen der Netzfrequenz nach unten.
Abschaltdauer	Lastreduktion innerhalb von 2 s, mindestens 30 Minuten Maximaldauer	Flexibel	Lastreduktion zwischen einer Stunde Dauer (Typ 5) und 12 Stunden Dauer (Typ 1) mit sofortiger Wirkung und bis zu 2 Stunden Vorlaufzeit.	Nicht bekannt
Voraussetzungen	3 MW, Bündelung möglich	25 MW	5 MW	Nicht bekannt
Vergabemethode	Bilaterale Verträge mit National Grid	Bilaterale Verträge	Kalkulation auf Basis einer Rechtsverordnung	Bilateraler Standardvertrag
Abrufmethode	Automatisch	Elektronische Benachrichtigung des Regelzonenverantwortlichen, Schaltung durch den Betreiber	Nicht bekannt	Automatisch (Frequency-Controlled ...); Benachrichtigung durch Fingrid, Abregelung durch Anbieter (Fast ...)
Abruf / Steuerung durch	Regelzonenverantwortlicher National Grid	Regelzonenverantwortlicher National Grid	Regelzonenverantwortlicher Red de Espana	Regelzonenverantwortlicher (Fingrid)
Vergütungssystematik	Leistungspreis, abgerechnet nach tatsächlichen verfügbaren Stunden	Arbeitspreis	Leistungspreis	Fixvergütung + Arbeitspreis
Kumulierte Leistung im Programm	Unbekannt	Unbekannt	2120 MW (31.12.2010)	40 MW/ 405 MW
Programmtyp	Systemdienstleistung	Systemdienstleistung	Systemdienstleistung / Notfallabschaltung	Systemdienstleistung

Regelleistungsbereitstellung mit Regelbaren Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil Erneuerbarer Energien

Land	Italien / Interrompibilità istantanea	Italien / Interrompibilità in emergenza	USA / PJM Reliability-Pricing Model	Niederlande / Noodvermogen
Zielsetzung	Ausgleich von Ungleichgewichten von Einspeisung und Ausspeisung	Ausgleich von Ungleichgewichten von Einspeisung und Ausspeisung, Notabschaltungen	Sicherstellung von ausreichend Stromerzeugungskapazität	Bilanzausgleich (zuletzt gezogenes Mittel)
Abschaltdauer	Lastreduktion innerhalb von 200 Millisekunden, maximal 1 Stunde	Lastreduktion innerhalb von 5 s, maximal 1 Stunde	Zwischen maximal 6 Stunden und maximal 10 Stunden mit einer oder zwei Stunden Vorlaufzeit	Leistungserbringung in max. 15 Min. nach Abruf, mindestens über 60 Min. verfügbar
Voraussetzungen	1 MW	1 MW	1 MW, Dokumentation entsprechend Standardberichten. Verification	Minimum 20 – 25 MW (poolbar); Jährliche Verfügbarkeit >= 97% (vorrangig)
Vergabemethode	Ausschreibung (Descending-Clock, beginnend mit 150.000 €/MW/a)	Ausschreibung (Descending-Clock, beginnend mit 100.000 €/MW/a)	Auktion, Teilnahme analog zu Stromerzeugern	Jährliche Ausschreibung, bilateraler Vertrag
Abrufmethode	Automatische Steuerung durch den Regelzonenverantwortlichen TERNA	Automatisch durch den Regelzonenverantwortlichen TERNA	Nicht bekannt	Benachrichtigung durch TenneT, Abregelung durch Anbieter
Abruf / Steuerung durch	Regelzonenverantwortlicher TERNA	Regelzonenverantwortlicher TERNA	PJM/ Lastmanagementverantwortliche r	TSO (TenneT)
Vergütungssystematik	Leistungspreis & Arbeitspreis (ab der 10. Lastreduktion pro Jahr)	Leistungspreis & Arbeitspreis (ab der 10. Lastreduktion pro Jahr)	Leistungspreis	Fixvergütung + Arbeitspreis
Kumulierte Leistung im Programm	3302 MW (31.12.2010)	36 MW (31.12.2010)	9.282 MW (Lieferjahr 2013/14)	350 MW, davon ca. 175 MW regelbare Lasten
Programmtyp	Systemdienstleistung / Notfallabschaltung	Notfallabschaltung	Kapazitätsmarkt	Systemdienstleistung

A 3 Methodik zur Auswertung der Befragung

A 3.1 Vorgehen beim Bearbeiten der ersten Stufe der Auswertetabelle

Die Auswertung erfolgte mehrstufig. Den größten Bearbeitungsaufwand verursachte hierbei die erste Stufe, in der die Informationen aus dem Fragebogen in eine MS Excel-Datei übertragen wurden. Um die Auswertbarkeit sicherzustellen, mussten in dieser Bearbeitungsstufe

- sämtlich Einheiten vereinheitlicht werden,
- sämtliche Kategorisierungen zu Einzelkategorien vorgenommen werden,
- sämtliche ausstehende Berechnungen von Einzelinformationen durchgeführt werden,
- die Abrufe von Lastreduktionen und Lasterhöhungen geprüft und teilweise aufgeteilt oder zusammengefasst werden, und
- sämtliche Informationen auf Stichhaltigkeit und Konsistenz geprüft werden.

Typische Prüfungen auf Konsistenz waren Prüfungen der Beziehungen zwischen der Produktionskapazität, der Produktionsmenge, der elektrischen Leistung und dem Jahresstromverbrauch.

Als besonders problematisch erwiesen sich die Angaben des Mindestabstandes zwischen zwei Lastreduktionen bzw. zwei Lasterhöhungen. Hier waren relativ viele Inkonsistenzen bei der Auswertung des Fragebogens aufgetreten. Ein Beispiel für derartige Inkonsistenzen ist die Nennung eines Lastreduktionsabrufs über 30 MW und 4 Stunden, der eine nachholende Produktion über 48 Stunden notwendig macht, und gleichzeitig die Angabe eines zweiten Lastreduktionsabrufs über 50 MW und 4 Stunden, der eine nachholende Produktion über 168 Stunden notwendig macht.

Derartige Inkonsistenzen wurden durch die Projektbearbeiter analysiert, überarbeitet und teilweise nach Rücksprache mit den Unternehmen nach bestem Wissen korrigiert. Meistens ließen sich die Inkonsistenzen aus dem Kontext des Unternehmens aufklären. Im obigen Beispiel gab es sowohl eine langsame als auch eine schnelle nachholende Produktion.

Ziel der ersten Auswertungsstufe war es, die aus den Fragebogen stammenden Informationen in eine auswertbare Form zu übertragen und erste Auswertungen durchzuführen. Beispiele für diese Auswertungen sind die Auswertungen der Erfahrungen, der elektrischen Leistung, der Anlagenkonstellationen und vor allem die Erstellung der Anlagenkennlinien.

A 3.2 Auswertung der Kostenangaben im Rahmen der ersten Auswertungsstufe

Die Kostenangaben, die in dem Fragebogen eingetragen worden waren, waren zum großen Teil noch nicht nutzbar für eine intensivere Auswertung. Sie wurden deswegen für die Auswertung bearbeitet.

Fixkosten (einmalige und jährliche Fixkosten):

Die Fixkosten für die Nutzung von Flexibilitätspotenzialen können unterteilt werden in einmalige Fixkosten (sog. Aktivierungskosten) und laufende Fixkosten. Diese Kostenelemente wurden je nach Art in der Auswertung unterschiedlich behandelt:

- Einmalige Fixkosten

- Organisationskosten und
- Kosten für Investitionen in Steuerungstechnik etc., die für die Nutzung der bereits anlagentechnisch vorhandenen Lastmanagementpotenziale erforderlich sind.
- laufende Fixkosten
 - Fixkosten für Personal
 - Kosten für erhöhten Lagerbestand
 - Kosten für Kommunikation (laufende Kosten z. B. Datenübertragung)

Investitionskosten in Anlagenerweiterungen oder Erweiterungen von Speichern für End- oder Zwischenprodukte wurden nicht berücksichtigt. Hintergrund ist, dass das derzeitige Flexibilitätspotenzial, d.h. der bestehenden Anlagenkonstellation erhoben werden sollte.

Bereitstellungskosten:

Die Bereitstellungskosten entstehen, wenn ein Abruf (eine Lastreduktion oder Lasterhöhung) möglich sein soll, unabhängig davon ob der Abruf tatsächlich am Strom- oder Regelleistungsmarkt vermarktet und abgerufen wird. Diese Kosten sind je Tag angegeben (€/d). Ein Beispiel für Bereitstellungskosten sind erhöhte Strombezugskosten, weil eine Anlage bei ungünstigeren Prozessparametern betrieben wird, um zum Beispiel eine Lasterhöhung möglich zu machen.

Teilweise waren Fixkosten für ein gesamtes Jahr angegeben, die eigentlich Bereitstellungskosten für eine bestimmte Lieferzeit sind. Beispiele hierfür sind das Warmhalten einer Mühle, damit diese für eine schnelle Lasterhöhung verfügbar ist, oder das Nutzen einer älteren Produktionsanlage, die unter wirtschaftlichen Bedingungen nicht mehr eingesetzt würde, damit die neue Produktionsanlage Flexibilität bereitstellen kann. Die resultierenden Kosten wurden als Bereitstellungskosten den jeweiligen Abrufen zugeordnet.

Variable Kosten für Abrufe:

Variable Kosten sind alle Kosten, die aus einem Abruf resultieren, insbesondere durch die nachholende Produktion, aber auch, im Fall von Lastverzicht, durch Deckungsbeitragsverluste. Diese Kosten waren entweder schon variabel angegeben oder sie wurden variabilisiert. Bei dieser Variabilisierung wurde als Pauschalansatz immer von Dreiviertel des angegebenen maximalen Abrufs (d. h. maximale Leistung und Dauer, bzw. maximales Abrufvolumen) ausgegangen.

Wenn für die Berechnung der variablen Kosten Strompreisannahmen notwendig waren, wurden im Fall einer Eigenstromerzeugung 40 €/MWh und im Fall eines Fremdstrombezugs 100 €/MWh Stromkosten angenommen. Da damit alle Kostenbestandteile des Strombezugs (Netzentgelte, Umlagen, Steuern) abgedeckt werden, sind die hier angenommenen Kosten für den Fremdstrombezug eher konservativ.

Entscheidend für die Ermittlung der variablen Kosten der nachholenden Produktion war, ob die nachholende Produktion tatsächlich über die gesamte Zeit des Mindestabstands läuft. Zum Beispiel haben einzelne Unternehmen Abwägungen über Wartungsaufwände, die wegen häufigen Lastreduktionen und Lasterhöhungen ansteigen, in den Mindestabstand integriert. Dann gab die Angabe Mindestabstand nicht nur die nachholende Produktion wieder, sondern auch diese gewünschte Begrenzung der Häufigkeit von Lastreduktionen. Dies war im

Fragebogen nicht explizit abgefragt worden. Es waren deswegen teilweise Eintragungen vorzunehmen, die in die Systematik der Antworten des Unternehmens passten.

A 3.3 Vorgehen bei der Erstellung der Anlagenkennlinien im Rahmen der ersten Auswertungsstufe

Die Anlagenkennlinien dienen dazu, die Vielfalt der Parameter möglicher Abrufe so zu gruppieren, dass qualitative und quantitative Aussagen über die Branchen möglich werden. Sie reduzieren deswegen die Komplexität stark. Zum besseren Verständnis wird die Vorgehensweise nachfolgend anhand der Befragungen zur Chlorelektrolyse näher erläutert.

Für die Auswertung mussten die Informationen aus den Fragebogen Standort für Standort digitalisiert und aufbereitet werden. Die Daten konnten oft nicht eins zu eins in die Auswertedatei übernommen werden: Zum Teil mussten Einheiten harmonisiert werden, um die Vergleichbarkeit sicherzustellen. Zum Teil mussten, insbesondere bei den Angaben zu den Kosten, Berechnungen durchgeführt werden, für die in den Befragungen die Parameter und der Rechenweg ermittelt worden waren. Und zum Teil mussten offenkundig inkonsistente Angaben korrigiert werden. Oft resultierten derartige Inkonsistenzen aus Missverständnissen des Fragebogens und sie konnten auf der Basis anderer Informationen im Fragebogen durch die Bearbeiter korrigiert werden. Eine nochmalige Abstimmung mit den befragten Unternehmen fand nur in Einzelfällen statt.

Anlagenkennlinie 1 – Verteilung der Abschaltleistungen:

Die erste Anlagenkennlinie gibt an, wie sich die Abrufleistungen auf die verschiedenen möglichen Aktivierungszeiten verteilen. Die befragten Unternehmen mit Chlorelektrolysen gaben insgesamt 12 Möglichkeiten für Lastreduktionsabrufe an. Die größte Abrufleistung betrug 130 MW, die kleinste Abrufleistung 20 MW. Hierbei bedeutet Abrufleistung immer die maximale Abrufleistung, es kann auch weniger Last reduziert werden, wenn der Abruf kontinuierlich ist oder, wenn er diskret ist, und kleinere Lastreduktionen möglich sind. Die Verteilung gibt damit an, wie schnell Abrufe mobilisiert werden können.

Bei den Lastreduktionen der Chlorelektrolyse beträgt die Summe der Abschaltleistungen über alle 12 möglichen Abrufe 932 MW. Die Summe der Abschaltleistungen über alle Abrufe mit Aktivierungszeit kleiner 5 Sekunden beträgt 235 MW, diese entspricht 25 %.

Es wurde explizit darauf verzichtet die tatsächlichen Abschaltleistungen zu präsentieren, weil dies wahrscheinlich zu missverständlichen Interpretationen dieser Summe führen würde. Es wäre nämlich falsch, die 235 MW oder auch die 932 MW als gleichzeitig zur Verfügung stehendes Potenzial für Lastreduktionen zu interpretieren. Denn in dieser Summenbildung sind sehr wahrscheinlich Abrufe enthalten, die nicht gleichzeitig verfügbar sind.

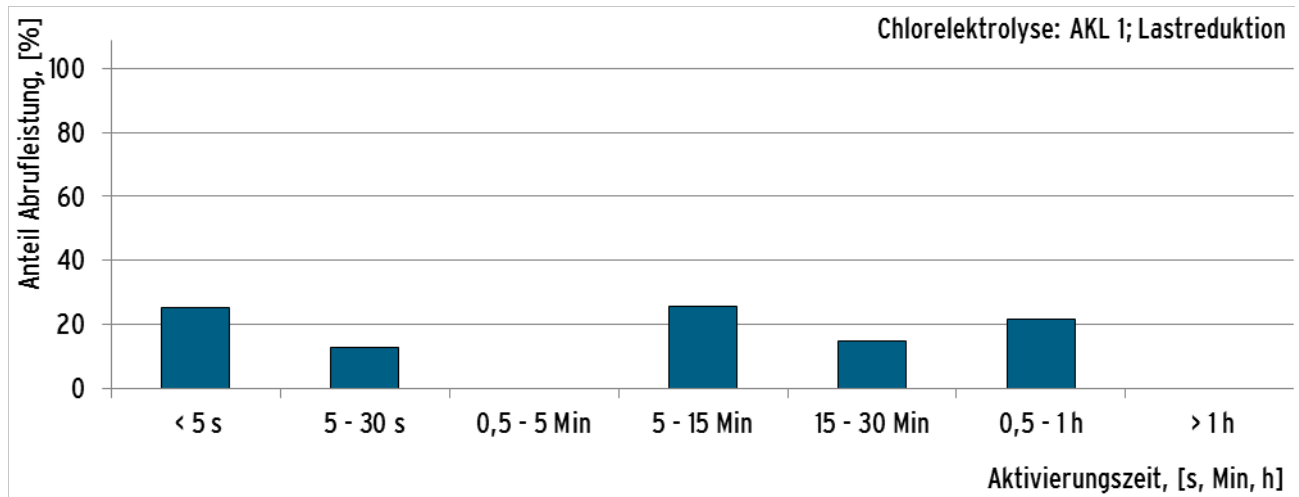


Abbildung 72 Anlagenkennlinie 1: Darstellung der Verteilung der Abschaltleistung aller Abrufe über die Aktivierungszeit

Anlagenkennlinie 2 – Abrufdauer:

In der zweiten Anlagenkennlinie sind die Spanne und der Durchschnitt der maximal möglichen Abrufdauern über der Aktivierungszeit (Zeit bis zur vollständige Aktivierung) angegeben. Diese Spanne beträgt bei den Abrufen mit einer Aktivierungszeit kleiner 5 Sekunden zwischen 5 Stunden und im Diagramm dargestellt 200 Stunden. Hierbei ist zu beachten, dass Werte oberhalb 168 Stunden eine unbegrenzte maximale Abrufdauer darstellen. Die angegebene Spanne bedeutet also, dass alle Abrufe (mit insgesamt 235 MW Abschaltleistung, vgl. Anlagenkennlinie 1) für mindestens 5 Stunden aufgerufen werden können. Mindestens einer der Abrufe kann sogar unbegrenzt lang aufgerufen werden.

Der abgebildete Durchschnitt ist nach der Abschaltleistung gewichtet. Zeitlich unbegrenzte Abrufe gehen in diese Durchschnittsbildung mit einer Abrufdauer in Höhe von 168 Stunden ein. Der Durchschnitt beträgt in dem Beispiel 58 Stunden ist also deutlich oberhalb der kleinsten maximalen Abrufdauer.

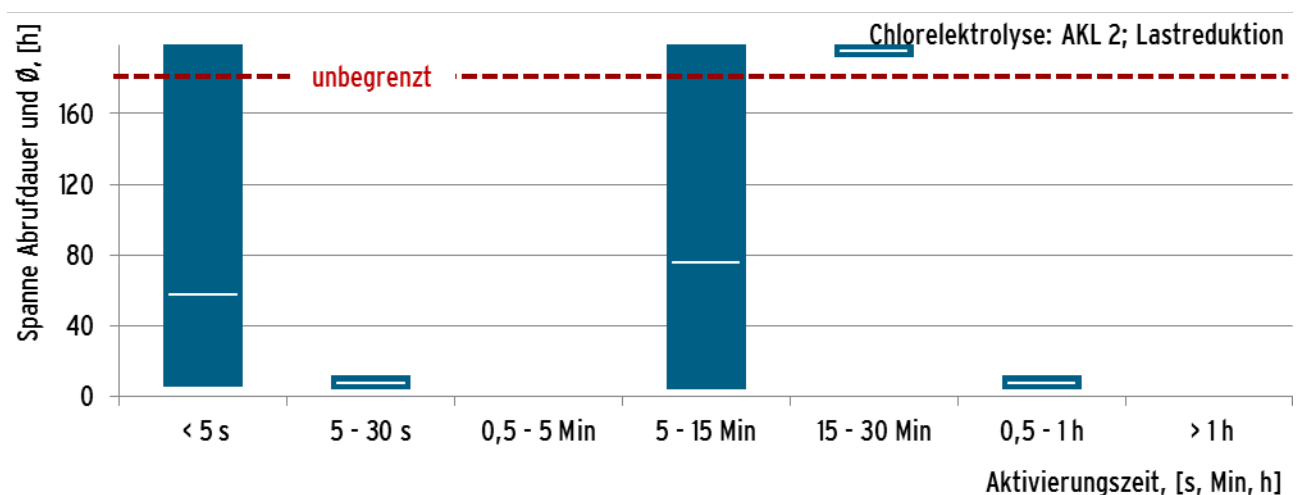


Abbildung 73 Anlagenkennlinie 2: Darstellung der kürzesten und der längsten maximalen Abrufdauer der Abrufe kategorisiert nach der Aktivierungszeit

Anlagenkennlinie 3 – mögliche Anzahl der Abrufe:

Die dritte Anlagenkennlinie stellt die minimal möglichen Anzahl der Abrufe mit jeweils maximaler Abrufleistung und maximaler Abrufdauer pro Jahr dar. Die in die Durchschnittsbildung einbezogenen Zahlen geben demzufolge an, wie oft die jeweiligen Abrufe pro Jahr, während der Betriebsstunden der Anlage bei jeweils maximaler Abrufdauer und maximaler Abschaltleistung und Einhaltung des Mindestabstands aufgerufen werden können. Für eine Anlage mit 8.500 Betriebsstunden bedeutet dies für einen Abruf mit Abschaltleistung 50 MW, 5 Stunden maximaler Abschaltdauer und 48 Stunden Mindestabstand eine mögliche Anzahl der Abrufe von 163. Die Anzahl kann deutlich höher sein, wenn nicht die maximale Abrufleistung oder nicht die maximale Abrufdauer abgerufen werden.

Die Durchschnittsbildung erfolgte gewichtet nach dem Abschaltvolumen. Bei Abrufen von unbegrenzter Dauer wurde in der Durchschnittsbildung mit einer Abrufdauer in Höhe von 168 Stunden gerechnet wurde.

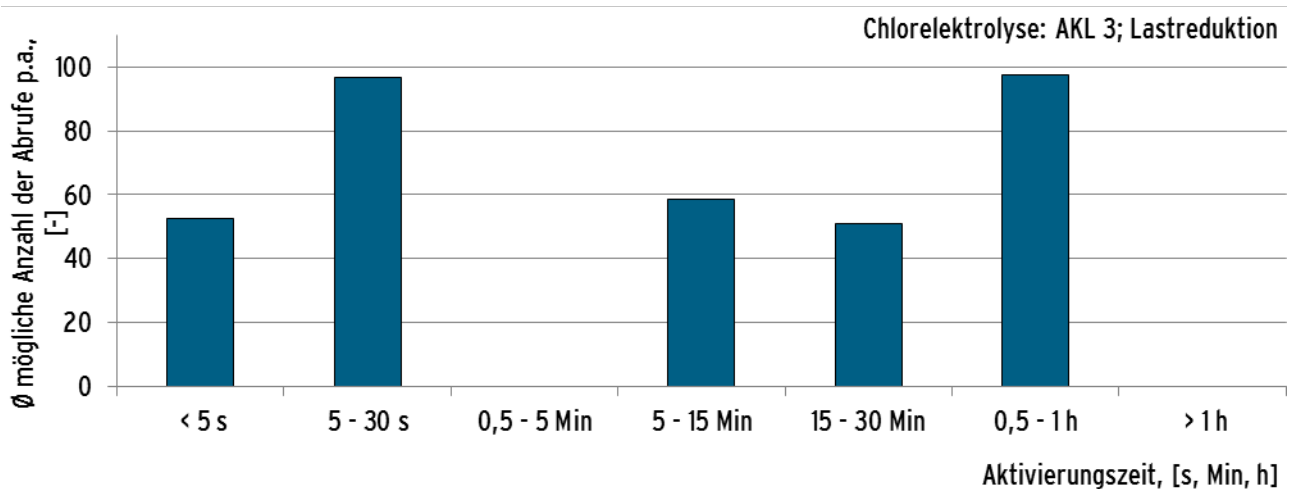


Abbildung 74 Anlagenkennlinie 3: durchschnittliche mögliche Anzahl der Abrufe kategorisiert nach der Aktivierungszeit

Anlagenkennlinie 4 – Variable Kosten der Abrufe:

Die vierte Anlagenkennlinie zeigt die Spanne der variablen Kosten der Abrufe. Sie ist in €/MWh bezogen auf die Lastveränderung angegebenen und beschreibt die maximalen und minimalen variablen Kosten. Die variablen Kosten enthalten verschiedene Kostenarten. Bei Lastreduktionen mit nachholender Produktion sind die Kosten der nachholenden Produktion typischerweise der wesentliche Kostentreiber. Bei Lastreduktionen ohne nachholende Produktion ist der wesentliche Treiber oft der Deckungsbeitragsverlust.

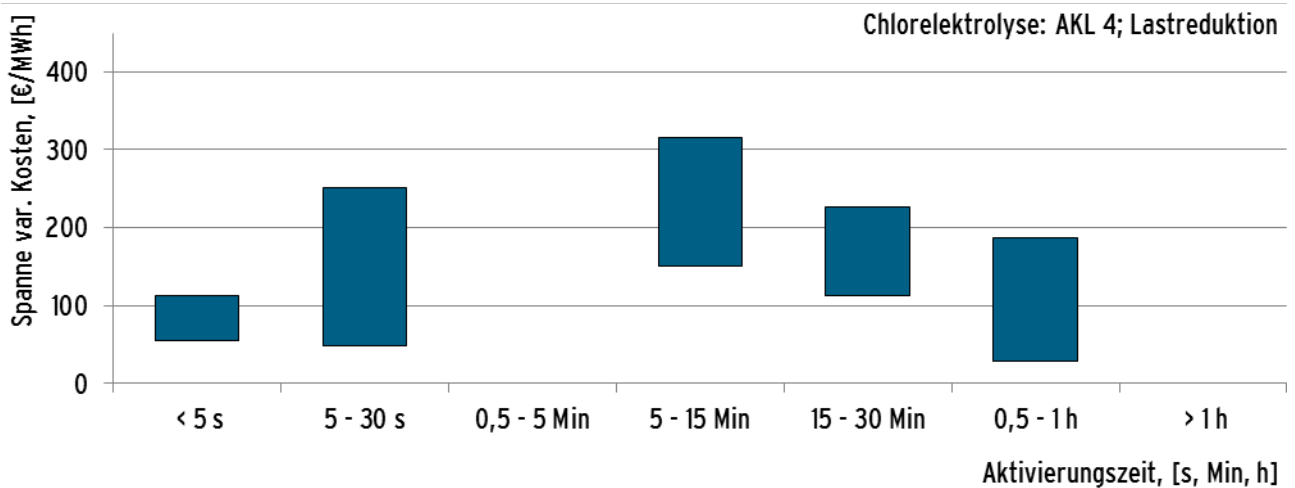


Abbildung 75 Anlagenkennlinie 4: Spannen der variablen Kosten der Abrufe kategorisiert nach der Aktivierungszeit

Anlagenkennlinie 5 – Fixkosten und Bereitstellungskosten:

Die fünfte Anlagenkennlinie zeigt die Spanne und den Durchschnitt der einmaligen und laufenden Fixkosten und die Spanne der Bereitstellungskosten. Die laufenden Fixkosten sind hierbei pro MW und Jahr berechnet und sie geben an, was es kosten würde, sämtliche angegebenen Abrufe möglich zu machen. Es wurden die Fixkosten pro Anlage und Jahr (siehe oben) ermittelt und diese pro Anlage durch die größte Abrufleistung (Lasterhöhung oder Lastreduktion) aller angegebenen Abrufe dieser Anlage geteilt wurde.

Dies ist eine starke Vereinfachung. In der Realität würden die Anlagenbetreiber sicherlich pro Abruf laufende und einmalige Fixkosten ermitteln und dann gezielt entscheiden, welche Abrufe möglich gemacht werden sollen. Unter den somit ermittelten laufenden und einmaligen Fixkosten pro Anlage wurden dann das Minimum, das Maximum und der Durchschnitt ermittelt.

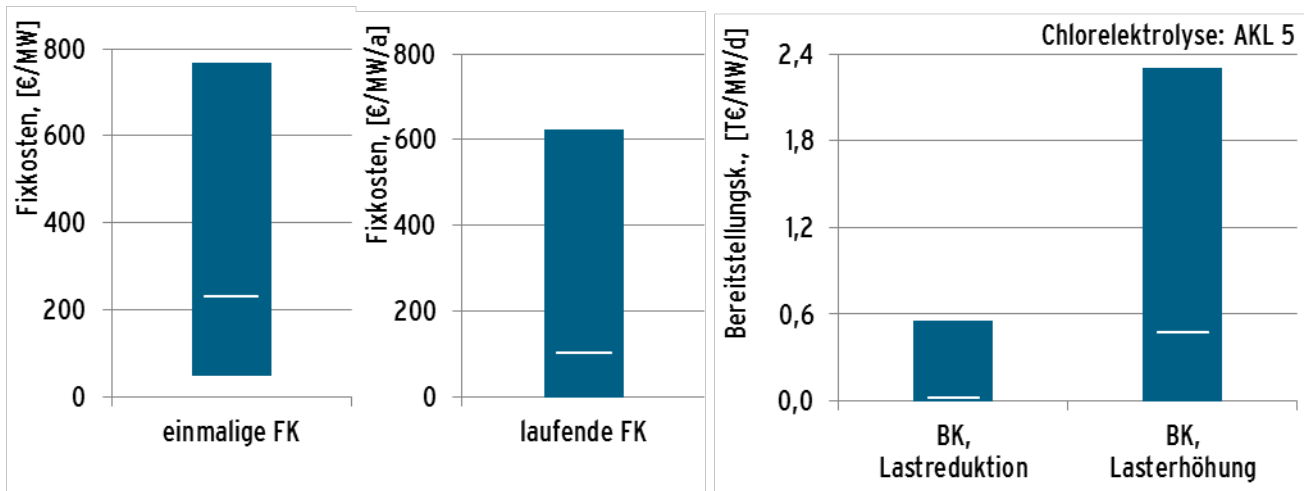


Abbildung 76 Anlagenkennlinie 5: Bereitstellungskosten und Fixkosten der befragten Unternehmen der Chlorelektrolyse, eigene Darstellung

A 3.4 Vorgehen bei der Ermittlung der soziotechnischen Potenziale nach Nutzungsformen im Rahmen im der zweiten Stufe der Auswertung

Die zweite Auswertungsstufe dient dazu, mit Hilfe von hochgerechneten Summenkennlinien, das Potenzial der regelbaren Lasten der einzelnen Branchen für bestimmte Einsatzzwecke (z. B. Regelleistungsbereitstellung und Spotmarkt-Vermarktung, siehe Kapitel 4) auf Basis exemplarischer Nutzungsformen darzustellen.

Potenzial bei einmaligem Abruf ohne zeitnahe Wiederholung

In einem ersten Schritt der zweiten Auswertungsstufe wurden je Standort die Abrufe identifiziert, die aufgrund ihrer technischen Parameter für eine Vermarktung im jeweiligen Flexibilitätsprodukt prinzipiell geeignet sind. Das heißt es wurde überprüft, ob die in Frage kommenden Abrufe eine hinreichend kurze Aktivierungszeit haben, ob die Abrufe in eine Abfolge vieler sehr kurzer Abrufe zerlegbar sind (für PRL und SRL). Wenn mehrere Abrufe einer Anlage die aufgestellten Kriterien erfüllten, wurde der Abruf ausgewählt, der die größte Abrufleistung hat.

Eine Besonderheit existierte bei der zulässigen Anstiegszeit und der vorgegebenen Abrufdauer. Beide wurden nicht als Kriterium genutzt, sondern gingen jeweils ein in die Bestimmung der vermarktbaren Abrufleistung ein. In Abbildung 77 ist dargestellt, wie die vermarktbare Abrufleistung in Abhängigkeit von der maximal zulässigen Aktivierungszeit ermittelt wurde. Dabei ist die Aktivierungszeit die Summe aus Totzeit und Anstiegszeit. In diesem Beispiel ist die Nutzungsform MRL I dargestellt. Hier ist eine maximal zulässige Aktivierungszeit von 15 Minuten vorgegeben. Der dargestellt diskrete Abruf kann in dieser Zeit nur den ersten Betriebspunkt erreichen und folglich bestimmt dieser Betriebspunkt die Abrufleistung $P_{ID, \text{diskret}}$. Der dargestellte kontinuierliche Abruf kann auch nicht die gesamte Abrufleistung in der maximal zulässigen Anstiegszeit erreichen, sondern nur $P_{ID, \text{kont.}}$.

Das Kriterium der nötigen Abrufdauer wurde ebenfalls berücksichtigt, indem geschaut wurde, ob die Abrufdauer des Abrufs, der die oben genannten Kriterien erfüllt, größer ist als die geforderte Abrufdauer. Wenn dies nicht der Fall war, wurde die vermarktbare Abrufleistung bestimmt, indem proportional gekürzt wurde. Das heißt, wenn ein Abruf eine Abrufdauer von 30 Minuten hat, dann kann er in der Nutzungsform ID/DA (1h) nur die Hälfte der Abrufleistung

vermarkten. Bei diskreten Abrufen wurde hier wiederum berücksichtigt, dass der ermittelten vermarktbar Abrufleistung auch tatsächlich mögliche Betriebspunkte entsprechen.

Die letztlich für die verschiedenen Nutzungsformen ermittelte vermarktbar Abrufleistung ist das Minimum aus der vermarktbar Abrufleistung wegen der Anstiegszeit und der vermarktbar Abrufleistung wegen der Abrufdauer. In Tabelle 32 sind die Rechengänge mathematisch dargestellt.

Zusätzlich zum soziotechnischen Potenzial wurde in der zweiten Stufe auch das technische Potenzial für Lastreduktion für die jeweilige Branche bestimmt. In einigen Branchen entspricht das technische Potenzial für Lastreduktion praktisch der vollständigen elektrischen Leistungsaufnahme der Produktionsanlage im Normalbetrieb. Hier wird das technische Potenzial auf Basis der Verbrauchsleistung im Normalbetrieb, d.h. dem Produkt aus installierter Leistung und dem Quotient von Vollbenutzungsstunden und Betriebsstunden bestimmt.

Die ermittelten soziotechnischen und technischen Potenziale beziehen sich auf den Normalbetrieb der Anlagen, d.h. bei Ausfällen oder Wartungen der Anlagen steht ein Teil der Potenziale nicht zur Verfügung. Bei der Betrachtung einer gesamten Branche bzw. mehrerer Branchen steht stets ein Großteil dieser Potentiale zur Verfügung, da diese Ereignisse stochastisch unabhängig voneinander sind.

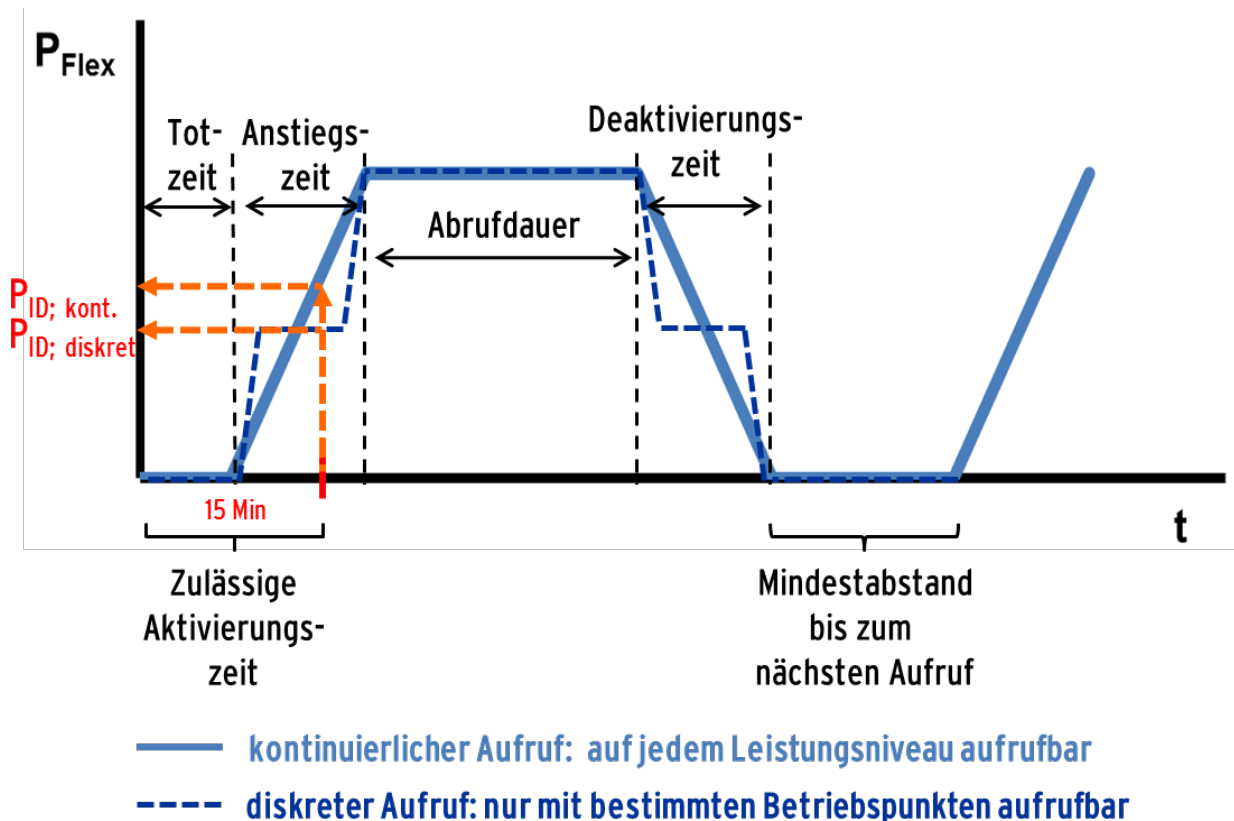


Abbildung 77 Bestimmung der Abrufleistung in Abhängigkeit von der Abrufart (kontinuierlich, diskret), der Aktivierungsgeschwindigkeit und der maximal zulässigen Anstiegszeit

Tabelle 32 Berechnung der vermarktbaren Abrufleistung in Abhängigkeit von der zulässigen Aktivierungszeit und der geforderten Abrufdauer, einmaliges Potenzial

Flexibilitätsprodukt [vermarktbare Abschaltleistung]	Berechnung
PRL	<p>LeistungPRL:= Minimum (Abschaltleistung ; Abschaltdauer / 4 h * Abschaltleistung; 0,5min * Änderungsgeschwindigkeit³⁶) Es wird davon ausgegangen, dass die Last analog zu hydraulischen Anlagen während einer Lieferperiode maximal 4 h als Abruf erbringen muss.</p>
SRL	<p>LeistungSRL := Minimum (Abschaltleistung ; Abschaltdauer / 4 h * Abschaltleistung; 5 min * Änderungsgeschwindigkeit) Analog zur PRL wird davon ausgegangen, dass die Anlagen in einer Lieferperiode max. 4 h als Abruf erbringen müssen.</p>
MRL I	<p>LeistungMRLI:=Minimum (Abschaltleistung; Abschaltdauer / 4h *Abschaltleistung; 15 min *Änderungsgeschwindigkeit); Bei diskreten Abrufen muss sichergestellt sein, dass die Abrufdauer von 4 Stunden erreicht werden kann und die Leistung nach 15 Min. verfügbar ist</p>
MRL II:	<p>LeistungMRLII := Minimum (Abschaltleistung; Abschaltdauer / 1 h *Abschaltleistung; 15 min *Änderungsgeschwindigkeit), Bei diskreten Abrufen muss sichergestellt werden, dass die Abrufdauer von 1 h erreicht werden kann und die Abschaltleistung nach 15 Min verfügbar ist.</p>
ID/DA (1h)	<p>LeistungID1h := Minimum (Abschaltleistung ; Abschaltdauer / 1 h *Abschaltleistung; 30 min * Änderungsgeschwindigkeit) Bei diskreten Abrufen muss sichergestellt sein, dass die Abschaltdauer von 1 h auch erreicht werden kann und dass die Leistung innerhalb von 10 min verfügbar ist.</p>
ID/DA (2h)	<p>LeistungIDDA2h:=Minimum (Abschaltleistung ; Abschaltdauer / 2 h *Abschaltleistung; Änderungsgeschwindigkeit * 30 min) Bei diskreten Abrufen muss sichergestellt sein, dass die Abschaltdauer von 2 h auch erreicht werden kann und die Abschaltleistung nach 30 Minuten zur Verfügung steht.</p>
ID/DA (4h):	<p>LeistungIDDA4h:= Minimum (Abschaltleistung ; Abschaltdauer / 6 h *Abschaltleistung; Änderungsgeschwindigkeit * 30 min) Bei diskreten Abrufen muss sichergestellt sein, dass die Abschaltdauer von 4 h auch erreicht werden kann und die Leistung nach 30 Min zur Verfügung steht.</p>
ID/DA (8h):	<p>LeistungIDDA8h:=Minimum (Abschaltleistung ; Abschaltdauer / 8 h *Abschaltleistung; Änderungsgeschwindigkeit * 60 min) Bei diskreten Abrufen muss sichergestellt sein, dass die Abschaltdauer von 8 h auch erreicht werden kann.</p>
Notaus (5 Min):	Volle Abschaltleistung
Notaus (1h)	Volle Abschaltleistung

³⁶ Änderungsgeschwindigkeit in MW/min

Flexibilitätsprodukt [vermarktbar Abschaltleistung]	Berechnung
Für Lasterhöhungen galten die Berechnungsvorschriften in übertragener Weise. Die Nutzungsformen Notaus (5 Min) und Notaus (1h) existieren bei Lasterhöhungen nicht.	

5-Folgetage-Potenzial

Das 5-Folgetage-Potenzial gibt an, welche Abrufleistung für jedes Flexibilitätsprodukt bei Abrufen an fünf aufeinanderfolgenden Tage zum jeweils gleichen Tageszeitpunkt genutzt werden kann. Es wurde im Grundsatz ähnlich berechnet wie das einmalige Potenzial, aber es musste eine weitere Restriktion beachtet werden: Es muss sichergestellt sein, dass nur so viel Leistung vermarktet wird, dass an allen fünf Folgetagen die geforderte Abrufdauer unter Berücksichtigung von erforderlichen Mindestabständen erreicht werden kann. Um diese Kriterium einzuhalten, wurde die vermarktbar Abrufleistung nochmals gekürzt, wenn der Abstand zwischen zwei Abrufen kürzer ist als der Mindestabstand zwischen zwei Abrufen. Die Grundannahme bei dieser Kürzung war, dass diese mit der vermarktbar Abrufleistung korrespondiert. Das heißt, wenn nur der halbe geforderte Mindestabstand zur Verfügung steht, kann auch nur die Hälfte der Abrufleistung vermarktet werden.

Die somit ermittelte vermarktbar Abrufleistung ist das Minimum aus der vermarktbar Abrufleistung wegen der Anstiegszeit, der vermarktbar Abrufleistung wegen der Abrufdauer und der vermarktbar Abrufleistung wegen der 5-Folgetageanforderung.

Branchenhochrechnung

Die Branchenhochrechnungen wurden je Branche teilweise auf der Basis mehrerer Größen (Produktionsmengen, Produktionskapazität, Stromverbrauch) durchgeführt. Ergaben diese Hochrechnungen sehr ähnliche Hochrechnungsfaktoren, wurde der Durchschnitt der Hochrechnungsfaktoren für die Hochrechnung benutzt. Ergaben sich deutliche Unterschiede so wurde der jeweils kleinere Hochrechnungsfaktor für die Hochrechnung genutzt. Im Ergebnis sind die Hochrechnungen in der Tendenz konservativ.

A 4 Branchenscharfe Auswertung - Tabellen

Tabelle 33 Zahlenwerte der Anlagenkennlinien der Papierindustrie

Aktivierungszeit	Verteilung Abschaltleistung	Ø Abrufdauer	max. Abrufdauer	min. Abrufdauer	Ø Häufigkeit p.a.	max. var. Kosten	min. var. Kosten	Einmalige Fixkosten	Laufende Fixkosten
Lastreduktion – Papierindustrie									
	[%]	[h]	[h]	[h]	[]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MW]	[€/MW/a]
< 5 s	0,0	-	-	-	0,0	-	-	5.333	-
5 - 30 s	0,0	-	-	-	0,0	-	-	(Maximum)	(Maximum)
0,5 - 5 Min	0,0	-	-	-	0,0	-	-		
5 - 15 Min	6,9	0,6	0,7	0,5	5.347,0	7,5	7,5	2.316	-
15 - 30 Min	49,2	4,8	8,0	1,0	1.550,0	250,0	150,0	(Durchschnitt)	(Durchschnitt)
0,5 - 1 h	28,0	5,2	48,0	1,0	512,8	2.000,0	0,0		
> 1 h	10,4	unbegrenzt	unbegrenzt	unbegrenzt	50,0	200,0	200,0	0	-
k.A.	5,5	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-	(Minimum)	(Minimum)
Lasterhöhungen – Papierindustrie								Bereitstellungskosten, Lastreduktion	Bereitstellungskosten, Lasterhöhung
	[%]	[h]	[h]	[h]	[]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MW/d]	[€/MW/d]
< 5 s	0,0	-	-	-	0,0	-	-	-	175
5 - 30 s	0,0	-	-	-	0,0	-	-	(Maximum)	(Maximum)
0,5 - 5 Min	0,0	-	-	-	0,0	-	-		
5 - 15 Min	66,7	6,0	8,0	4,0	708,3	0,0	0,0	-	44
15 - 30 Min	0,0	-	-	-	0,0	-	-	(Durchschnitt)	(Durchschnitt)
0,5 - 1 h	0,0	-	-	-	0,0	-	-		
> 1 h	33,3	6,0	8,0	4,0	708,3	0,0	0,0	-	0

Regelleistungsbereitstellung mit Regelbaren Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil Erneuerbarer Energien

Aktivierungszeit	Verteilung Abschaltleistung	Ø Abrufdauer	max. Abrufdauer	min. Abrufdauer	Ø Häufigkeit p.a.	max. var. Kosten	min. var. Kosten		Einmalige Fixkosten	Laufende Fixkosten
k.A.	0,0	-	-	-	0,0	0,0	0,0		(Minimum)	(Minimum)

Tabelle 34 Zahlenwerte der hochgerechneten Summenkennlinien der Papierindustrie

Soziotechnisches Potenzial	Lastreduktion		Lasterhöhung	
	Einmaliges Potenzial	5-Folgetage-Potenzial	Einmaliges Potenzial	5-Folgetage - Potenzial
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
PRL	0	0	0	0
SRL	0	0	0	0
MRL I	316	316	153	153
MRL II	316	316	153	153
ID/DA (1 h)	1.067	965	153	153
ID/DA (2 h)	1.067	965	153	153
ID/DA (4 h)	1.067	965	153	153
ID/DA (8 h)	530	530	153	153
Notaus (5 Min)	0			
Notaus (1 h)	0			
Technisches Potenzial und installierte Leistung				
	[MW]			
Technisches Potenzial	2.618			
Installierte Leistung	3.105			

Tabelle 35 Zahlenwerte der Anlagenkennlinien der Chlorelektrolysen

Aktivierungszeit	Verteilung Abschaltleistung	Ø Abrufdauer	max. Abrufdauer	min. Abrufdauer	Ø Häufigkeit p.a.	max. var. Kosten	min var. Kosten	einmalige Fixkosten	laufende Fixkosten
Lastreduktionen – Chlorelektrolysen									
	[%]	[h]	[h]	[h]	[]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MW]	[€/MW/a]
< 5 s	25,2	57,9	Unbegrenzt	5,0	52,5	112,0	55,3	769	625
5 - 30 s	12,9	7,9	12,0	3,7	96,9	250,6	48,3	(Maximum)	(Maximum)
0,5 - 5 Min	0,0	-	-	-	-	-	-		
5 - 15 Min	25,7	75,9	Unbegrenzt	3,8	58,7	316,0	150,3	232	104
15 - 30 Min	14,7	Unbegrenzt	Unbegrenzt	unbegrenzt	50,8	226,0	112,0	(Durchschnitt)	(Durchschnitt)
0,5 - 1 h	21,5	8,0	12,0	4,0	97,4	187,3	29,0		
> 1 h	0,0	-	-	-	-	-	-	50	0
k.A.	0,0	-	-	-	-	0,0	0,0	(Minimum)	(Minimum)
Lasterhöhungen – Chlorelektrolysen								Bereitstellungs-kosten, Lastreduktion	Bereitstellungs-kosten, Lasterhöhung
	[%]	[h]	[h]	[h]	[]	[€/MWh]	[€/MWh]	€/MW/d]	[€/MW/d]
< 5 s	38,1	5,0	5,0	5,0	207,3	9,6	9,6	559	2.304
5 - 30 s	0,0	-	-	-	-	-	-	(Maximum)	(Maximum)
0,5 - 5 Min	6,1	Unbegrenzt	Unbegrenzt	unbegrenzt	51,6	k.A.	k.A.		
5 - 15 Min	55,8	1,0	1,0	1,0	3.361,6	8,0	7,3	25	477
15 - 30 Min	0,0	-	-	-	-	-	-	(Durchschnitt)	(Durchschnitt)
0,5 - 1 h	0,0	-	-	-	-	-	-		
> 1 h	0,0	-	-	-	-	-	-	0	0
k.A.	0,0	-	k.A.	k.A.	-	k.A.	k.A.	(Minimum)	(Minimum)

Tabelle 36 Zahlenwerte der hochgerechneten Summenkennlinien der Chlorelektrolysen

Nutzungsform	Lastreduktion		Lasterhöhung	
	Einmaliges Potenzial	5-Folgetage-Potenzial	Einmaliges Potenzial	5-Folgetage - Potenzial
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
PRL	0	0	0	0
SRL	127	101	3	3
MRL I	418	391	47	44
MRL II	418	418	81	47
ID/DA (1 h)	469	469	81	81
ID/DA (2 h)	469	469	58	58
ID/DA (4 h)	469	433	47	44
ID/DA (8 h)	415	389	30	28
Notaus (5 Min)	332			
Notaus (1 h)	332			
Technisches Potenzial und installierte Leistung				
	[MW]			
Technisches Potenzial	527			
Installierte Leistung	1.369			

Tabelle 37 Zahlenwerte der Anlagenkennlinien der Elektrostahlerzeugung

Aktivierungszeit	Verteilung Abschaltleistung	∅ Abrufdauer	max. Abrufdauer	min. Abrufdauer	∅ Häufigkeit p.a.	max. var. Kosten	min var. Kosten	einmalige Fixkosten	laufende Fixkosten
Lastreduktionen – Elektrostahlerzeugung									
	[%]	[h]	[h]	[h]	[]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MW]	[€/MW/a]
< 5 s	0,0	-	-	-	-	-	-	1.071	5.500
5 - 30 s	12,6	0,1	0,1	0,1	2.099,9	0,0	0,0	(Maximum)	(Maximum)
0,5 - 5 Min	39,4	3,4	8,0	0,1	155,5	178,6	0,0		
5 - 15 Min	0,0	-	-	-	-	-	-	619	2.750
15 - 30 Min	0,0	-	-	-	-	-	-	(Durchschnitt)	(Durchschnitt)
0,5 - 1 h	0,0	-	-	-	-	-	-		
> 1 h	29,9	8,0	8,0	8,0	22,9	k.A.	127,8	167	0
k.A.	18,1	0,0	0,0	0,0	-	0,0	0,0	(Minimum)	(Minimum)
Lasterhöhungen – Elektrostahlerzeugung								Bereitstellungs-kosten, Lastreduktion	Bereitstellungs-kosten, Lasterhöhung
	[%]	[h]	[h]	[h]	[]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MW/d]	[€/MW/d]
< 5 s	100,0	1,0	1,0	1,0	3.993,8	0,0	0,0	-	-
5 - 30 s	0,0	-	-	-	-	-	-	(Maximum)	(Maximum)
0,5 - 5 Min	0,0	-	-	-	-	-	-		
5 - 15 Min	0,0	-	-	-	-	-	-	-	-
15 - 30 Min	0,0	-	-	-	-	-	-	(Durchschnitt)	(Durchschnitt)
0,5 - 1 h	0,0	-	-	-	-	-	-		
> 1 h	0,0	-	-	-	-	-	-	-	-
k.A.	0,0	-	-	-	-	-	-	(Minimum)	(Minimum)

Tabelle 38 Zahlenwerte der hochgerechneten Summenkennlinien der Elektro Stahlwerke

	Lastreduktion		Lasterhöhung	
Nutzungsform	Einmaliges Potenzial	5-Folgetage-Potenzial	Einmaliges Potenzial	5-Folgetage-Potenzial
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
PRL	0	0	0	0
SRL	0	0	0	0
MRL I	344	344	0	0
MRL II	344	344	0	0
ID/DA (1 h)	344	344	25	25
ID/DA (2 h)	344	344	0	0
ID/DA (4 h)	344	344	0	0
ID/DA (8 h)	589	0	0	0
Notaus (5 Min)	196			
Notaus (1 h)	0			
Technisches Potenzial und installierte Leistung				
	[MW]			
Technisches Potenzial	1.443			
Installierte Leistung	2.126			

Tabelle 39 Zahlenwerte der Anlagenkennlinien der Zementherstellung & Behälterglasindustrie

Aktivierungszeit	Verteilung Abschaltleistung	Ø Abrufdauer	max. Abrufdauer	min. Abrufdauer	Ø Häufigkeit p.a.	max. var. Kosten	min var. Kosten	einmalige Fixkosten	laufende Fixkosten
Lastreduktionen – Zementherstellung & Behälterglasindustrie									
	[%]	[h]	[h]	[h]	[]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MW]	[€/MW/a]
< 5 s	0,0	-	-	-	-	-	-	12.500	22.989
5 - 30 s	0,9	0,5	1,0	0,1	1.492,1	k.A.	k.A.	(Maximum)	(Maximum)
0,5 - 5 Min	1,0	6,0	6,0	6,0	580,0	k.A.	k.A.		
5 - 15 Min	98,1	14,9	120,0	4,0	91,0	k.A.	5,7	1.505	19.157
15 - 30 Min	0,0	-	-	-	-	-	-	(Durchschnitt)	(Durchschnitt)
0,5 - 1 h	0,0	-	-	-	-	-	-		
> 1 h	0,0	-	-	-	-	-	-	0	0
k.A.	0,0	-	-	-	-	0,0	0,0	(Minimum)	(Minimum)
Lasterhöhungen – Zementherstellung & Behälterglasindustrie								Bereitstellungs-kosten, Lastreduktion	Bereitstellungs-kosten, Lasterhöhung
	[%]	[h]	[h]	[h]	[]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MW/d]	[€/MW/d]
< 5 s	0,0	-	-	-	-	-	-	86	167
5 - 30 s	0,9	0,5	1,0	0,1	1.492,1	k.A.	0,0	(Maximum)	(Maximum)
0,5 - 5 Min	1,0	4,0	4,0	4,0	1.313,2	k.A.	k.A.		
5 - 15 Min	98,1	17,2	20,0	11,6	91,8	k.A.	0,0	45	93
15 - 30 Min	0,0	-	-	-	-	-	-	(Durchschnitt)	(Durchschnitt)
0,5 - 1 h	0,0	-	-	-	-	-	-		
> 1 h	0,0	-	-	-	-	-	-	29	0
k.A.	0,0	-	0,0	0,0	-	0,0	0,0	(Minimum)	(Minimum)

Regelleistungsbereitstellung mit Regelbaren Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil Erneuerbarer Energien
 Tabelle 40 Zahlenwerte der hochgerechneten Summenkennlinien der Zementherstellung & Behälterglasindustrie

Nutzungsform	Lastreduktion		Lasterhöhung	
	Einmaliges Potenzial [MW]	5-Tages-Potenzial [MW]	Einmaliges Potenzial [MW]	5-Tages-Potenzial [MW]
PRL	0	0	0	0
SRL	1	1	1	1
MRL I	18	18	9	9
MRL II	22	22	11	9
ID/DA (1 h)	22	22	11	11
ID/DA (2 h)	19	19	10	10
ID/DA (4 h)	18	18	9	9
ID/DA (8 h)	5	5	0	0
Notaus (5 Min)	6	0		
Notaus (1 h)	6	0		
Technisches Potenzial und installierte Leistung				
	[MW]			
Technisches Potenzial	419 /22			
Installierte Leistung	769			
Hinweis: Dies ist eine Untergrenze, die aufgrund unvollständiger Angaben der Unternehmen, deutlich unterhalb der des tatsächlichen Potenzials liegt.				

Tabelle 41 Zahlenwerte der Anlagenkennlinien der Primäraluminiumherstellung und der Luftzerlegung

Aktivierungszeit	Verteilung Abschaltleistung	Ø Abrufdauer	max. Abrufdauer	min. Abrufdauer	Ø Häufigkeit p.a.	max. var. Kosten	min var. Kosten	einmalige Fixkosten	laufende Fixkosten
Lastreduktionen – Primäraluminiumherstellung & Luftzerlegung									
	[%]	[h]	[h]	[h]	[]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MW]	[€/MW/a]
< 5 s	0,0	-	-	-	-	-	-	20.833	6.250
5 - 30 s	65,2	1,8	16,0	0,3	119,4	k.A.	k.A.	(Maximum)	(Maximum)
0,5 - 5 Min	17,8	2,7	4,0	2,0	78,4	350,0	100,0		
5 - 15 Min	0,0	-	-	-	-	-	-	7.697	2.025
15 - 30 Min	16,7	2,8	12,0	1,0	344,1	100,0	20,0	(Durchschnitt)	(Durchschnitt)
0,5 - 1 h	0,3	3,0	3,0	3,0	354,2	200,0	200,0		
> 1 h	0,0	-	-	-	-	-	-	370	0
k.A.	0,0	-	-	-	-			(Minimum)	(Minimum)
Lasterhöhungen - Primäraluminiumherstellung & Luftzerlegung								Bereitstellungs-kosten, Lastreduktion	Bereitstellungs-kosten, Lasterhöhung
	[%]	[h]	[h]	[h]	[]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MW/d]	[€/MW/d]
< 5 s	0,0	-	-	-	-	-	-	0	0
5 - 30 s	32,7	4,0	4,0	4,0	730,0	k.A.	k.A.	(Maximum)	(Maximum)
0,5 - 5 Min	0,0	-	-	-	-	-	-		
5 - 15 Min	0,0	-	-	-	-	-	-	0	0
15 - 30 Min	54,2	54,5	60,0	3,0	30,2	100,0	0,0	(Durchschnitt)	(Durchschnitt)
0,5 - 1 h	13,1	3,0	3,0	3,0	314,8	200,0	200,0		
> 1 h	0,0	-	-	-	-	-	-	0	0
k.A.	0,0	-	-	-	-	0,0	0,0	(Minimum)	(Minimum)

Regelleistungsbereitstellung mit Regelbaren Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil Erneuerbarer Energien
 Tabelle 42 Zahlenwerte der hochgerechneten Summenkennlinien der Primäraluminiumherstellung/Luftzerlegung

Nutzungsform	Lastreduktion		Lasterhöhung	
	Einmaliges Potenzial	5-Folgetage-Potenzial	Einmaliges Potenzial	5-Folgetage-Potenzial
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
PRL	24	19	0	0
SRL	25	21	0	0
MRL I	359	168	28	28
MRL II	965	351	28	28
ID/DA (1 h)	1.060	491	29	29
ID/DA (2 h)	591	352	29	29
ID/DA (4 h)	442	310	28	28
ID/DA (8 h)	289	256	14	14
Notaus (5 Min)	924			
Notaus (1 h)	924			
Technisches Potenzial und installierte Leistung				
	[MW]			
Technisches Potenzial	1.383			
Installierte Leistung	1.509			

Regelleistungsbereitstellung mit Regelbaren Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil Erneuerbarer Energien
 Tabelle 43 Zahlenwerte der Summe der hochgerechneten Summenkennlinien aller untersuchten Branchen

Nutzungsform	Lastreduktion		Lasterhöhung	
	Einmaliges Potenzial	5-Folgetage-Potenzial	Einmaliges Potenzial	5-Folgetage-Potenzial
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
PRL	24	19	4	4
SRL	154	123	213	210
MRL I	1.455	1.237	249	213
MRL II	2.065	1.451	274	274
ID/DA (1 h)	2.962	2.290	226	226
ID/DA (2 h)	2.490	2.149	213	210
ID/DA (4 h)	2.339	2.069	185	184
ID/DA (8 h)	1.828	1.180	0	0
Notaus (5 Min)	1.458			
Notaus (1 h)	1.262			
Technisches Potenzial und installierte Leistung				
	[MW]			
Technisches Potenzial	5.971 (ohne Zementherstellung / Behälterglasindustrie)			
Installierte Leistung	8.886 (ohne Zementherstellung / Behälterglasindustrie)			

A 5 Fragebogen

A 5.1 Struktur des Fragebogens

Der Fragebogen diene während der Befragung als Interviewleitfaden und zur Dokumentation der Gesprächsergebnisse. Er ist in 13 Themenkomplexe gegliedert und wird im Folgenden genauer vorgestellt. Insbesondere werden einzelne Fachbegriffe definiert, deren Verwendung möglicherweise mehrdeutig ist. Ferner wird die Motivation für einzelne Fragen näher dargelegt (vgl. Anlage Fragebogen).

A 5.2 Themenkomplex „Allgemeines“

Die gestellten Fragen nach dem Firmennamen, dem Ansprechpartner und der Branche ermöglichen die Einordnung des befragten Unternehmens.

Mit der Frage nach der maximalen Jahresproduktionsmenge und der durchschnittlichen Auslastung werden die späteren Hochrechnungen des Ab- und Zuschaltpotenzials in einer Branche vorbereitet. Die maximale Jahresproduktionsmenge ist definiert als die Produktionsmenge, die produziert werden kann, wenn die Anlage keine Stillstandszeiten aufgrund von Wochenenden, Feiertagen, Betriebsferien etc. hat und rund um die Uhr im normalen Betriebsmodus betrieben wird. Technisch notwendige Unterbrechungen zur Aufrechterhaltung des Betriebes, zum Beispiel zur Beladung, Reinigung oder zur zwischenzeitlichen Revision, werden bei der Ermittlung der maximalen Produktionsmenge als zur Produktion gehörig behandelt. Die durchschnittliche Auslastung ist definiert als der Quotient der tatsächlichen Produktion und der maximalen Jahresproduktionsmenge.

In dem Themenkomplex ist die Nennung mehrerer Anlagen vorgesehen. Unternehmen, die mehrere stromintensive Prozesse betreiben, sollen diese einzeln nennen. Können nicht alle Anlagen in einem Fragebogen behandelt werden, soll der Fragebogen mehrfach ausgefüllt werden.

A 5.3 Themenkomplex „Vermarktbarkeit der Anlage auf den Strom- und Regelleistungsmärkten“

Dieser Themenkomplex ist als Einstieg in das Interview gedacht und soll dazu dienen, zu ermitteln, welche Erfahrungen das Unternehmen mit energiewirtschaftlicher Optimierung gemacht hat.

Es wird jeweils gefragt, ob die Unternehmen Maßnahmen zu folgenden Optimierungen geprüft oder sogar umgesetzt haben.

Die Motivation für Unternehmen zur Spitzenlastreduktion ist die Minimierung des Leistungspreisanteils der zu zahlenden Netzentgelte. Dieser Anteil bemisst sich nach der maximalen Leistungsentnahme während des Jahres. Es kann deswegen insbesondere bei stark variierenden Leistungsaufnahmen, wie zum Beispiel bei Elektrolichtbogenöfen, ökonomisch sein, die Leistungsaufnahme kontinuierlich zu überwachen und Leistungsspitzen zu vermeiden. Maßnahmen zur Verringerung der Netzentgelte können Umstellungen des Produktionsablaufs sein, so dass ein Unternehmen die Möglichkeiten des § 19 Abs. 2 Satz 1 bzw. Satz 2 StromNEV nutzen kann. § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV sieht vor, dass die Netzentgelte erheblich reduziert werden können, wenn ein Letztverbraucher außerhalb vordefinierter Höchstlastzeitfenster seinen Strom bezieht. § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV sieht vor, dass ein Letztverbraucher keine

Netzentgelte zahlen muss, wenn er eine Mindeststrommenge abnimmt und eine Auslastungszahl von 7.000 Vollbenutzungsstunden erreicht.

Mit Maßnahmen zur Reaktion auf den Strompreis am Day-ahead oder Intradaymarkt sind solche gemeint, die darauf abzielen, den Produktionsprozess so anzupassen, dass die Produktion gezielt in Tagesbereiche verlagert wird, in denen Strom preisgünstig am Spotmarkt zu beziehen ist. Mit einem Vorlauf von einem Tag können am Day-ahead Markt, am laufenden Tag am Intradaymarkt, Energiemengen gehandelt werden. Beispielhaft kann die Verlagerung der Produktion in die tendenziell günstigere NT-Zeit (z. B. nachts und am Wochenende) genannt werden.

Mit Maßnahmen zum Bilanzkreisausgleich sind solche gemeint, die darauf abzielen, den Stromverbrauch so genau zu steuern, dass Ausgleichsenergiekosten im Bilanzkreis, dem das Unternehmen mit seinen Zählpunkten zugeordnet ist, minimiert werden. Ein Beispiel hierfür ist eine Lastreduktion, um dem Ausfall eines Kraftwerks im gleichen Bilanzkreis entgegenzuwirken.

Maßnahmen zur Teilnahme am Regelleistungsmarkt sind die Präqualifizierung der Anlagen, die organisatorische Umsetzung einer Teilnahme am Regelleistungsmarkt sowie die Vermarktung der Anlage am Regelleistungsmarkt.

A 5.4 Themenkomplex „Prozessbeschreibungen“

In diesem Themenkomplex sollen die befragten Unternehmen den stromintensiven Produktionsprozess sowie die vor- und nachgelagerten Prozesse beschreiben. Der Schwerpunkt liegt hierbei auf der Beschreibung der Vorprodukte, Rohstoffe, Betriebsstoffe und des Produktionsverfahrens. Neben diesen Beschreibungen wird abgefragt, ob Lagermöglichkeiten für Vorprodukte und Zwischenprodukte bestehen und wie die Logistikkette für diese Stoffe organisiert ist.

Im Rahmen der Prozessbeschreibung wird auch abgefragt, welche individuelle Einschätzung über die Zukunft des Produktionsprozesses besteht und wie die Zukunft der Produktion in Deutschland eingeschätzt wird. Bei dieser Abfrage geht es um die konjunkturelle Lage einer Branche und langfristige Trends von Angebot und Nachfrage, wie zum Beispiel Produktionsverlagerungen ins Ausland. Mit diesen Fragen wird die Hochrechnung des zukünftigen Abschaltpotenzials vorbereitet.

Mit der Frage nach den Besonderheiten der Produktionstechnologie wird gefragt, ob Besonderheiten des Produktionsprozesses bestehen und ob Technologiealternativen bestehen, die bisher noch nicht im Markt etabliert sind. Ziel dieser Fragen ist es, zu identifizieren, wie sich das Flexibilitätspotenzial einer Branche zukünftig entwickeln wird und ob die Daten des befragten Unternehmens genutzt werden können, für die Hochrechnung des Flexibilitätspotenzials.

A 5.5 Themenkomplex „Konsequenzen einer Nutzung des Flexibilitätspotenzials“

In diesem Teil der Befragung wird konkret durchgespielt, wie sich eine Lastreduktion / eine Lasterhöhung in den Produktionsabläufen auswirkt bzw. auswirken würde. Hierbei wird unterschieden zwischen den Lastreduktionen und Lasterhöhungen mit mehreren Stunden Vorlaufzeit und solchen mit nur wenigen Minuten Vorlaufzeit. Wenn die Anlagen mehrere verschiedene Arten der Lastreduktion und Lasterhöhung erlauben, sollen diese beschrieben werden.

Wesentlich bei Lastverschiebung ist die Relevanz zur Notwendigkeit einer nachholenden Produktion, das heißt einer Produktion, mit der die ausgefallene Produktion während der Lastreduktion kompensiert wird. In dem Themenkomplex wird nachgefragt, ob die Produktion nachgeholt werden muss und wenn ja, in welcher Frist. Des Weiteren wird abgefragt, ob es bei der nachholenden Produktion wesentliche Abweichungen von der normalen Produktion, zum Beispiel beim Einsatz von Vorprodukten oder beim Personaleinsatz, gibt.

A 5.5.1 Themenkomplex „Identifikation von Markteintrittsbarrieren“

In diesem Themenkomplex werden organisatorische und produktionstechnische Hemmnisse für die Vermarktung von vorhandener Flexibilität erfragt. Außerdem wird gefragt, welche Kostenfaktoren eine Vermarktung erschweren und welche Hemmnisse spezifisch für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt bestehen.

Die organisatorischen und produktionstechnischen Hemmnisse werden bewusst offen abgefragt, sie beziehen sich also nicht nur auf die Teilnahme am Regelleistungsmarkt.

Die Fragen nach den Hemmnissen enthält eine gewisse Doppelung mit der Prozessbeschreibung. Auf diese Art soll mehrfach abgefragt werden, wie Lastreduktionen und Lasterhöhungen möglich sind, in der Hoffnung, dass bei einer Betrachtung aus verschiedenen Blickwinkeln möglicherweise andere Aspekte beleuchtet werden und somit auch neue Ideen für Lastreduktionen und Lasterhöhungen entstehen.

A 5.5.2 Themenkomplex „Verfügbarkeit und Steuerbarkeit von Flexibilitätspotenzialen“

In diesem Themenkomplex werden sowohl technische Stammdaten als auch qualitative Fragen zur Verfügbarkeit gestellt.

Bei der installierten Leistung und der Jahreshöchstlast wird jeweils die elektrische Wirkleistung abgefragt. Wenn sich die Angaben der befragten Unternehmen auf die Scheinleistung beziehen, muss dies in jedem Fall gesondert kenntlich gemacht werden. Nach Möglichkeit soll dann so nachgefragt werden, dass eine Umrechnung in die elektrische Wirkleistung möglich ist.

Die Betriebsstunden beziehen sich auf die Zeit, in der die Anlage tatsächlich betrieben wird, und nicht wegen Wartung, Betriebsferien oder Freischichten still steht. Zeiten, in der die Anlage zwar keinen Strom verbraucht, aber in den Produktionsprozess eingebunden ist, wie zum Beispiel Reinigungszeiten oder Zeiten zur Wiederbefüllung der Anlage, gelten als Betriebsstunde.

Die Produktionskapazität pro Jahr ist wiederum definiert wie im Themenkomplex „Allgemeines“.

Ein vollständig geplanter Produktionsprozess ist ein Prozess, bei dem vor Start einer Produktionsperiode der zeitliche Ablauf der Produktion und damit vor allem der Maschineneinsatz weitgehend festgelegt ist. Ein nicht geplanter Produktionsprozess ist ein Prozess, bei dem während der Produktion wesentliche Freiheitsgrade in der Produktion bestehen und deswegen nicht hinreichend genau bestimmt werden kann, wann der Maschineneinsatz erfolgen soll. Ein Beispiel hierfür wäre, wenn ein Zwischenprodukt erst dann weiterverarbeitet werden kann, wenn eine bestimmte Qualität (z. B. Temperatur, Entgasungsgrad) erreicht ist und nur wenig Erfahrung darüber vorhanden ist, wann das der Fall ist.

Analog zur Definition der Betriebsstunden gelten als Unterbrechung des Prozesses Zeiten für die Wartung, Betriebsferien usw. Zeiten, in denen der Prozess zwar keinen Strom verbraucht,

aber in den Produktionsprozess eingebunden ist, gelten nicht als Unterbrechung. Ein Beispiel hierfür ist die Befüllung eines Elektrolichtbogenofens.

Als Fernsteuerung einer Anlage bzw. der elektrischen Leistungsaufnahme wird die Möglichkeit verstanden, die Anlage von einem Ort, der sich nicht in räumlicher Nähe der Anlage befindet, zu steuern. Ist also in einem Unternehmen eine Leitwarte vorhanden, von der aus die Anlagen zu- oder abgeschaltet werden können, ist eine Anlage fernsteuerbar. Erfordert demgegenüber die Lastreduktion oder Lasterhöhung einer Anlage direkte Interventionen oder die Aufsicht eines Menschen vor Ort, ist die Anlage nicht fernsteuerbar.

Eine externe Steuerung zur Regelleistungserbringung ist die technische Möglichkeit einer automatisierten Steuerung durch einen Dritten (z. B. den Übertragungsnetzbetreiber). Hierbei wird nur eine direkte Übertragung des Signals von dem Dritten zur Anlage als externe Steuerung gezählt. Wenn das Signal des Dritten durch einen Mitarbeiter des Unternehmens, zum Beispiel in der Leitwarte, übertragen werden muss, gilt dies nicht als Steuerung durch einen Dritten.

Eine leistungsgeführte Steuerung ist eine Steuerung, bei der die elektrische Leistungsaufnahme der Produktionsanlage als Regelgröße direkt vorgegeben werden kann.

A 5.5.3 Themenkomplex „Lastreduktion in Abhängigkeit von der Abrufdauer“

In diesem Themenkomplex werden die verschiedenen Abruftypen von Lastreduktionen technisch erfasst. Im Fragebogen sind bis zu vier verschiedene Abruftypen vorgesehen, bei Bedarf können aber auch noch mehr erfasst werden.

Eine Lastreduktion ist definiert als Reduktion der elektrischen Leistungsaufnahme des Produktionsprozesses für einen gewissen Zeitraum, der Abrufdauer einer Lastreduktion, mit anschließender Erhöhung der elektrischen Leistungsaufnahme auf das Niveau, das vor der Lastreduktion existierte.

Die Abschaltleistung ist die Differenz zwischen der elektrischen Leistungsaufnahme unmittelbar vor der Lastreduktion und der elektrischen Leistungsaufnahme während der Abschalt-dauer.

Die Totzeit bis zur Leistungsänderung ist die Zeit, die vergeht vom Eintreffen des Signals für eine Lastreduktion im Unternehmen bis zum Beginn der Leistungsänderung.

Die Änderungsgeschwindigkeit wird angegeben in MW / min. Alternativ können die Hübe innerhalb von 5 Minuten oder von 10 Minuten angegeben werden.

Bei der Art der Leistungsänderung wird abgefragt, ob die Abschaltleistung diskret abgerufen werden kann, das heißt ob nur ausgewählte Abschaltleistungen zwischen 0 MW und der maximalen Abschaltleistung abgefragt werden können oder ob prinzipiell jeder Wert zwischen 0 MW und der maximalen Abschaltleistung abgerufen werden kann.

Die maximale Abschaltzeit am Stück ist die Zeit, die maximal vergehen kann zwischen der Reduktion der elektrischen Leistungsaufnahme und der anschließenden Erhöhung der elektrischen Leistungsaufnahme. Der Mindestabstand bis zur nächsten Leistungsänderung meint den minimal notwendigen Zeitraum zwischen dem Ende einer Lastreduktion und dem Beginn der nächsten Lastreduktion.

Des Weiteren werden besondere Voraussetzungen für die Leistungsänderungen und Auswirkungen der Lastreduktion nach Leistungsänderung, insbesondere auf die nachzuholende Produktion, im Fragebogen erfasst.

A 5.5.4 Themenkomplex „Lasterhöhung in Abhängigkeit von der Abrufdauer“

Dieser Themenkomplex ist analog zum Themenkomplex „Lastreduktion in Abhängigkeit von der Abrufdauer“ aufgebaut. Die Begriffe werden analog verwendet.

A 5.5.5 Themenkomplex „Kosten für die Vorhaltung sowie Erbringung im Abruffall“

In diesem Themenkomplex werden die Kosten erfasst, die nötig sind, damit das befragte Unternehmen eine Lastreduktion oder Lasterhöhung als Dienstleistung anbieten kann. Die Kosten werden getrennt nach Lastreduktion und Lasterhöhung jeweils für den Zeitraum von einem Jahr erfasst. Es wird unterschieden zwischen Investitionskosten und fixen Betriebskosten.

A 5.5.6 Themenkomplex „Variable Kosten in Abhängigkeit von der Abrufdauer, Lastreduktionen“

In diesem Themenkomplex wird für jeden Abruftyp getrennt erfasst, welche variablen Kosten pro Lastreduktion entstehen. Gefragt wird nach folgenden Kostenkategorien:

- Deckungsbeitragsverluste aufgrund unzureichender Qualität: Derartige Deckungsbeitragsverluste können entstehen, wenn durch die Lastreduktion die Produktqualität (kurzzeitig) sinkt und dadurch Produkte mit Preisabschlägen verkauft oder verworfen werden müssen.
- Verluste an Aufwand: Hiermit sind Produktionsaufwände eines Zwischen- oder Endprodukts gemeint, die aufgrund der Lastreduktion entwertet werden. Eine derartige Entwertung kann geschehen, weil das Produkt nicht mehr nutzbar bzw. weiter verarbeitbar ist. Denkbar ist auch, dass der geleistete Aufwand aufgrund der Lastreduktion teilweise entwertet wird. Ein Beispiel hierfür ist das Schmelzen / Erwärmen von Stahlschrott durch einen Elektrolichtbogenofen, hier führt eine Lastreduktion zu einem Erkalten des geschmolzenen / erwärmten Stahlschrotts und damit der Entwertung des schon mit Hilfe des Ofens geleisteten Produktionsaufwands.
- Kosten für die Wiederaufnahme des Betriebs: Hiermit sind zum Beispiel Wartungskosten gemeint.
- Erhöhte Kosten für die nachholende Produktion: Hier sind Kosten gemeint, die entstehen, weil sich die nachholende Produktion unterscheidet von der regulären Produktion. Es handelt sich insofern nur um Differenzkosten, nicht um die gesamten Kosten der nachholenden Produktion.
- Andere Kosten (z. B. Deckungsbeitragsverluste im Fall von Lastverzicht).

A 5.5.7 Themenkomplex „variable Kosten in Abhängigkeit von der Abrufdauer, Lasterhöhungen“

In diesem Themenkomplex werden analog zum Themenkomplex „variable Kosten in Abhängigkeit von der Abrufdauer, Lastreduktionen“ die Kosten nach Abruftyp unterschieden, erfasst. Die abgefragten Kostenkategorien sind gleich.

A 5.5.8 Themenkomplex „Änderungen des Lastmanagementpotenzials durch technologische Anpassungen“

In diesem Teil des Fragebogens wird erfasst, welche technologischen Anpassungen des bestehenden Produktionsprozesses denkbar sind, die das Potenzial für Lastreduktionen und Lasterhöhungen erhöhen können.

A 5.5.9 Themenkomplex „Zusammenhänge von Energieeffizienzmaßnahmen und Lastmanagement“

Hier wird abgefragt, ob in der Zukunft Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz geplant sind und ob diese Maßnahmen einen Einfluss auf die Höhe des Potenzials für Lastreduktionen und Lasterhöhungen haben.



Trianel GmbH
Lombardenstraße 28
52070 Aachen



Aachen | Leipzig | Hamm

Büro für Energiewirtschaft
und technische Planung GmbH
Alfonsstraße 44
52070 Aachen

Telefon +49 241 47062-0
Telefax +49 241 47062-600

info@bet-aachen.de
www.bet-aachen.de

A 6 Fragenkatalog zur Analyse möglicher Regelleistungs- und Flexibilitätpotenziale ausgewählter Industriebranchen

Ein Forschungsprojekt im Auftrag des



Inhaltsverzeichnis

1	Aufgabenstellung	1
2	Begriffsbestimmungen	1
3	Fragenkatalog	2
3.1	Allgemeines	2
3.2	Vermarktbarkeit der Anlage auf Strom- und Regelenergiemärkten	2
3.3	Prozessbeschreibungen	3
3.4	Konsequenzen einer Nutzung des Flexibilitätspotenzials	5
3.5	Identifikation von Markteintrittsbarrieren	7
3.6	Verfügbarkeit und Steuerbarkeit von Flexibilitätspotenzialen	8
3.7	Abschaltbare Last in Abhängigkeit von der Abrufdauer	9
3.8	Zuschaltbare Last in Abhängigkeit von der Abrufdauer	11
3.9	Kosten für die Vorhaltung sowie Erbringung im Abruffall	13
3.10	Variable Kosten in Abhängigkeit von der Abrufdauer, Lastreduktionen	14
3.11	Variable Kosten in Abhängigkeit von der Abrufdauer, Lasterhöhungen	15
3.12	Änderungen des Lastmanagementpotenzials durch technologische Anpassungen	16
3.13	Zusammenhänge von Energieeffizienzmaßnahmen und Lastmanagement	16

Aufgabenstellung

BET und Trianel sind vom Umweltbundesamt beauftragt, ein Gutachten zur „Regelleistungsbereitstellung mit regelbaren Lasten in einem Energiesystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien“ zu erarbeiten. Gegenstand des anstehenden Arbeitspakets ist die Befragung von ausgewählten Industrieunternehmen hinsichtlich ihrer heutigen technischen Flexibilitätpotenziale. In diesem Zusammenhang sollen sowohl Lastsenkungs- als auch Lasterhöhungspotenziale ermittelt werden.

Begriffsbestimmungen

Die aufgelisteten Begriffe werden im Fragebogen häufig verwendet. Sie werden deswegen genauer vorgestellt.

regelbare Last: Ein stromintensiver Produktionsprozess, der so steuerbar ist, dass die elektrische Leistungsaufnahme geregelt werden kann.

Flexibilitätpotenziale: Flexibilitätpotenziale einer regelbaren Last sind mögliche Abweichungen vom geplanten Produktionsprozess, die steuerbar sind und deren Steuerung zu einer quantifizierbaren Abweichung der tatsächlichen elektrischen Leistungsaufnahme von der geplanten elektrischen Leistungsaufnahme führt.

Produktionsprozess: Jegliche Prozesse zur Herstellung von Vorprodukten, Zwischenprodukten oder Endprodukten. Produktionsprozesse können auch abgrenzbare Teilprozesse eines umfassenden Produktionsprozesses sein.

Abschaltleistung: Ist die Differenz der geplanten elektrischen Leistungsaufnahme und der tatsächlichen elektrischen Leistungsaufnahme einer regelbaren Last, die sich als Konsequenz einer Steuerung ergibt. Bei einer Abschaltleistung muss die tatsächliche elektrische Leistungsaufnahme kleiner sein als die geplante Leistungsaufnahme.

Zuschaltleistung: Ist die Differenz der geplanten elektrischen Leistungsaufnahme und der tatsächlichen elektrischen Leistungsaufnahme einer regelbaren Last, die sich als Konsequenz einer Steuerung ergibt. Bei einer Zuschaltleistung muss die tatsächliche elektrische Leistungsaufnahme größer sein als die geplante Leistungsaufnahme.

Vermarktungsmöglichkeit: Möglichkeit, durch eine Teilnahme am Regelenergie- (Primärregelung, Sekundärregelung, Minutenreserve), am Intraday- oder am Spotmarkt Erlöse dadurch zu erzielen, dass Flexibilitätpotenziale einer regelbaren Last genutzt werden.

Fragenkatalog

Allgemeines

Firmenname _____

Ansprechpartner _____

Branche _____

Maximale Jahresproduktionsmenge	2010:		2011:	
Durchschnittliche Auslastung	2010:	%	2011:	%

Anlagenname	Standort / Stadt	Regelzone (Amprion, Ten _{Nord} / Ten _{Süd} , 50 Hz, EnBW)

Vermarktbarkeit der Anlage auf Strom- und Regelenergiemärkten

Wurde schon geprüft, ob bestimmte energiewirtschaftliche Vermarktungsmöglichkeit für Ihre Anlage wirtschaftliche Vorteile bedeuten können? Oder nimmt die Anlage bereits am Regelenergiemarkt teil?

Einsatz ...	Prüfung		Teilnahme	
	Ja	Nein	Ja	Nein
... zur Spitzenlastreduktion / Verringerung der Netzentgelte				
... am Spotmarkt (Day-ahead oder Intraday) / Reaktion auf den Strompreis				
... zum Bilanzkreisausgleich				
... am Regelenergiemarkt				

Individuelle Einschätzung über die Zukunft des Produktionsprozesses und die Zukunft der Produktion in Deutschland (langfristig bis 2030)

Besonderheiten der Produktionstechnologie im Vergleich zur Branche (Ist der vorliegende Produktionsprozess typisch für die Branche? Welche Alternativprozesse existieren in der Branche und weisen diese Abweichungen bezüglich der Flexibilitätspotenziale auf?):

Identifikation von Markteintrittsbarrieren

Welche organisatorischen Hemmnisse für die Vermarktung vorhandener Flexibilität könnte es geben?

Hierzu gehörten beispielsweise:

Mangel an Flexibilität des Energielieferanten

fehlendes eigenes Energiemanagement

geringe Bedeutung der Stromkostenoptimierung

Welche produktionstechnischen Hemmnisse, die über die Anmerkungen in der Prozessbeschreibung hinausgehen, sind bekannt?

Welche Kostenfaktoren erschweren eine Teilnahme derzeit?

Hierzu gehören beispielsweise:

Verlust von (teil-) gefertigter Produktionsmenge

Einschränkungen Produktqualität, höherer Personalaufwand

Aufwand von Vorprodukten bei nachzuholender Produktion

Kosten des Energiemanagements

Welche Hemmnisse bezüglich des bestehenden Marktdesigns für Regelenergie erschweren die Marktteilnahme?

Hierzu gehören beispielsweise:

Gefahr von Netzspitzen bei Lasterhöhung

Länge der Vorhaltung bei Regelenergieprodukten (z. B. 12 Stunden bei Sekundärreserve)

Fehlende Preissignale des Strommarktes

Verfügbarkeit und Steuerbarkeit von Flexibilitätspotenzialen

Um die Potenziale zu bestimmen, bedarf es einer anlagenscharfen Analyse der generellen Verfügbarkeit und Steuerbarkeit der Leistung des ab- bzw. zuschaltbaren Prozesses.

Installierte Leistung	_____ MW	Referenzjahr	_____
Jahreshöchstlast	_____ MW	Betriebsstunden pro Jahr	_____ h
Jährlicher Strombedarf	_____ GWh	Vollbenutzungsstunden pro Jahr	_____ h
Produktionskapazität p. a.	_____ t	Maximale Lastreduktion	_____ MW
Produktionsmenge p. a.	_____ t	Maximale Lasterhöhung	_____ MW

Anschlussebene (z. B. 60 kV, 110 kV oder 220 kV) _____ kV

Ist der Prozess vollständig geplant? Ja Nein

Falls ja: mit welchem zeitlichen Vorlauf und wie genau? _____

Falls nein: weshalb kann der Prozess nicht (vollständig) geplant werden? _____

Wie lange wird der Prozess typischerweise ununterbrochen durchgeführt (ohne eine Bereitstellung von Flexibilität)? _____

Welche Gründe bestimmen im Regelfall die Stillstandszeiten zwischen zwei Einsatzzeiten (z. B. Wochenende, Nacht, Wiederbefüllung, Reinigung) _____

Wie lange dauern (saisonale) Stillstandszeiten (z. B. Werksferien, Wartung etc.)? _____

Ist der Prozess von äußeren Bedingungen abhängig (z. B. Außentemperatur)? _____

Ist die Anlage bzw. die elektrische Leistungsaufnahme fernsteuerbar? Ja Nein

Falls ja, kann sie von Externen zwecks Regelenergieerbringung gesteuert werden?

Falls nein, wäre es grundsätzlich möglich, sie leistungsgeführt zu steuern?

Ja nein

Ja Nein

Abschaltbare Last in Abhängigkeit von der Abrufdauer

In Kapitel 3.5 wurde die maximale abschaltbare Leistung angegeben. In diesem Kapitel soll erfragt werden, ob beim vorliegenden Prozess eine Abhängigkeit zwischen der abschaltbaren Leistung und der Dauer der Leistungsänderung besteht.

	Leistungsabsenkung (1)	Leistungsabsenkung (2)	Leistungsabsenkung (3)	Leistungsabsenkung (4)
Abschaltleistung	_____ MW	_____ MW	_____ MW	_____ MW
Totzeit bis zur Leistungsänderung (Totzeit/ Vorwarnzeit)	_____ Sekunden _____ Minuten	_____ Sekunden _____ Minuten	_____ Sekunden _____ Minuten	_____ Sekunden _____ Minuten
Änderungsgeschwindigkeit oder Hub in 5 Minuten Hub in 15 Minuten	_____ MW / min _____ MW / 5 min _____ MW / 15 min	_____ MW / min _____ MW / 5 min _____ MW / 15 min	_____ MW / min _____ MW / 5 min _____ MW / 15 min	_____ MW / min _____ MW / 5 min _____ MW / 15 min
Art der Leistungsänderung	diskret <input type="checkbox"/> _____ MW kontinuierlich <input type="checkbox"/>	diskret <input type="checkbox"/> _____ MW kontinuierlich <input type="checkbox"/>	diskret <input type="checkbox"/> _____ MW kontinuierlich <input type="checkbox"/>	diskret <input type="checkbox"/> _____ MW kontinuierlich <input type="checkbox"/>

max. Abschaltzeit am Stück	unbegrenzt _____ Minuten _____ Stunden	unbegrenzt _____ Minuten _____ Stunden	unbegrenzt _____ Minuten _____ Stunden	unbegrenzt _____ Minuten _____ Stunden
Mindestabstand bis zur nächsten Leistungsänderung nach Ende der Leistungsänderung	unbegrenzt _____ Minuten _____ Stunden _____ Tage	unbegrenzt _____ Minuten _____ Stunden _____ Tage	unbegrenzt _____ Minuten _____ Stunden _____ Tage	unbegrenzt _____ Minuten _____ Stunden _____ Tage
Besondere Voraussetzungen für die Leistungsänderung in angegebener Höhe (z. B. Betriebsmodus, äußere Einflüsse etc.)				

Auswirkungen der Lastreduktion nach Leistungsänderung, insbesondere nachzuholende Produktion (Vergleiche Beschreibungen in Kapitel 3.5)				
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--	--	--	--

Zuschaltbare Last in Abhängigkeit von der Abrufdauer

In Kapitel 3.5 wurde die maximale zuschaltbare Leistung angegeben. In diesem Kapitel soll erfragt werden, ob beim vorliegenden Prozess eine Abhängigkeit zwischen der zuschaltbaren Leistung und der Dauer der Leistungsänderung besteht.

	Leistungserhöhung (1)	Leistungserhöhung (2)	Leistungserhöhung (3)	Leistungserhöhung (4)
Zuschaltleistung	_____ MW	_____ MW	_____ MW	_____ MW
Totzeit bis zur Leistungsänderung (Totzeit/ Vorwarnzeit)	_____ Sekunden _____ Minuten	_____ Sekunden _____ Minuten	_____ Sekunden _____ Minuten	_____ Sekunden _____ Minuten
Änderungsgeschwindigkeit oder Hub in 5 Minuten	_____ MW / min	_____ MW / min	_____ MW / min	_____ MW / min

Hub in 15 Minuten	_____ MW / 5 min _____ MW / 15 min	_____ MW / 5 min _____ MW / 15 min	_____ MW / 5 min _____ MW / 15 min	_____ MW / 5 min _____ MW / 15 min
Art der Leistungsänderung	diskret <input type="checkbox"/> _____ MW kontinuierl. <input type="checkbox"/>	diskret <input type="checkbox"/> _____ MW kontinuierl. <input type="checkbox"/>	diskret <input type="checkbox"/> _____ MW kontinuierl. <input type="checkbox"/>	diskret <input type="checkbox"/> _____ MW kontinuierl. <input type="checkbox"/>
max. Zuschaltzeit am Stück	unbegre. <input type="checkbox"/> _____ Minuten _____ Stunden	unbegre. <input type="checkbox"/> _____ Minuten _____ Stunden	unbegre. <input type="checkbox"/> _____ Minuten _____ Stunden	unbegre. <input type="checkbox"/> _____ Minuten _____ Stunden
Mindestabstand bis zur nächsten Leistungsänderung nach Ende der Leistungsänderung	unbe. <input type="checkbox"/> nzt _____ Minuten _____ Stunden _____ Tage	unbe. <input type="checkbox"/> nzt _____ Minuten _____ Stunden _____ Tage	unbe. <input type="checkbox"/> nzt _____ Minuten _____ Stunden _____ Tage	unbe. <input type="checkbox"/> nzt _____ Minuten _____ Stunden _____ Tage

<p>Besondere Voraussetzungen für die Leistungsänderung in angegebener Höhe (z. B. Betriebsmodus, äußere Einflüsse etc.)</p>				
<p>Auswirkungen der Lasterhöhung nach Leistungsänderung (Vergleiche Beschreibungen in Kapitel 3.5)</p>				

Kosten für die Vorhaltung sowie Erbringung im Abruffall

Um die Anlage steuerbar zu machen und die flexible Leistung (optimal) zu vermarkten, fallen möglicherweise fixe Betriebskosten (z. B. Informations- und Transaktionskosten) sowie Investitionskosten für Mess- und Leittechnik an.

	Leistungsabsenkung	Leistungserhöhung
Investitionskosten: - Hardware: Mess- und Leittechnik, Server etc. - Software: Leitsystem / EMS - Sonstige _____	_____ € _____ € _____ €	_____ € _____ € _____ €
Fixe Betriebskosten - Datenanbindung ÜNB bzw. Vermarkter - Erhöhter Aufwand Energiemanagement - Erhöhter Lagerbestand an Vor- und Endprodukten - Erhöhter Personalbedarf - Sonstige _____	_____ €/ a _____ €/ a _____ €/ a _____ €/ a _____ €/ a	_____ €/ a _____ €/ a _____ €/ a _____ €/ a _____ €/ a
Können einzelne der Abrufe 1-4 aus dem Kapitel 3.6 und 3.7 auch mit geringeren Fixkosten realisiert werden?	Nein <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> <u>Bitte geben Sie an, welcher Abruf mit geringeren Fixkosten möglich ist:</u> _____	Nein <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> <u>Bitte geben Sie an, welcher Abruf mit geringeren Fixkosten möglich ist:</u> _____

Variable Kosten in Abhängigkeit von der Abrufdauer, Lastreduktionen

	Leistungsabsenkung (1)	Leistungsabsenkung (2)	Leistungsabsenkung (3)	Leistungsabsenkung (4)
Deckungsbeitragsverluste aufgrund unzureichender Qualität	_____ €/Abruf _____ €/MW Lastreduktion	_____ €/Abruf _____ €/MW Lastreduktion	_____ €/Abruf _____ €/MW Lastreduktion	_____ €/Abruf _____ €/MW Lastreduktion
Verlust an Aufwand (z. B. Vorprodukte, Arbeitsleistung, Wärmeverluste), Entsorgungskosten	_____ €/Abruf _____ €/MW Lastreduktion	_____ €/Abruf _____ €/MW Lastreduktion	_____ €/Abruf _____ €/MW Lastreduktion	_____ €/Abruf _____ €/MW Lastreduktion
Kosten für Wiederaufnahme des Betriebs	_____ €/Abruf _____ €/MW Lastreduktion	_____ €/Abruf _____ €/MW Lastreduktion	_____ €/Abruf _____ €/MW Lastreduktion	_____ €/Abruf _____ €/MW Lastreduktion
Erhöhte Kosten für nachholende Produktion (z. B. Überstunden, Strom, Material)	_____ €/Abruf _____ €/MW Lastreduktion	_____ €/Abruf _____ €/MW Lastreduktion	_____ €/Abruf _____ €/MW Lastreduktion	_____ €/Abruf _____ €/MW Lastreduktion

Andere Kosten	_____ €/Abruf _____ €/MW Lastreduktion	_____ €/Abruf _____ €/MW Lastreduktion	_____ €/Abruf _____ €/MW Lastreduktion	_____ €/Abruf _____ €/MW Lastreduktion
---------------	-------------------------------------------	-------------------------------------------	-------------------------------------------	-------------------------------------------

Variable Kosten in Abhängigkeit von der Abrufdauer, Lasterhöhungen

	Leistungserhöhung (1)	Leistungserhöhung (2)	Leistungserhöhung (3)	Leistungserhöhung (4)
Deckungsbeitragsverluste aufgrund unzureichender Qualität	_____ €/Abruf _____ €/MW Lasterhöhung	_____ €/Abruf _____ €/MW Lasterhöhung	_____ €/Abruf _____ €/MW Lasterhöhung	_____ €/Abruf _____ €/MW Lasterhöhung
Verlust an Aufwand (z. B. Vorprodukte, Arbeitsleistung, Wärmeverluste), Entsorgungskosten	_____ €/Abruf _____ €/MW Lasterhöhung	_____ €/Abruf _____ €/MW Lasterhöhung	_____ €/Abruf _____ €/MW Lasterhöhung	_____ €/Abruf _____ €/MW Lasterhöhung
Kosten für Wiederaufnahme des Betriebs	_____ €/Abruf _____ €/MW Lasterhöhung	_____ €/Abruf _____ €/MW Lasterhöhung	_____ €/Abruf _____ €/MW Lasterhöhung	_____ €/Abruf _____ €/MW Lasterhöhung

Erhöhte Kosten für nachholende Produktion (z. B. Überstunden, Strom, Material)	_____ €/Abruf _____ €/MW Lasterhöhung	_____ €/Abruf _____ €/MW Lasterhöhung	_____ €/Abruf _____ €/MW Lasterhöhung	_____ €/Abruf _____ €/MW Lasterhöhung
Andere Kosten	_____ €/Abruf _____ €/MW Lasterhöhung	_____ €/Abruf _____ €/MW Lasterhöhung	_____ €/Abruf _____ €/MW Lasterhöhung	_____ €/Abruf _____ €/MW Lasterhöhung

Änderungen des Lastmanagementpotenzials durch technologische Anpassungen

Gibt es technologische Anpassungen des bestehenden Produktionsprozesses, die das Potenzial für Lasterhöhungen und Lastreduktionen wesentlich erhöhen können (z. B. Speicher)?

Ja Nein

Welche Kosten sind mit diesen technologischen Anpassungen verbunden?

_____ €

Wie verändern die technologischen Anpassungen die möglichen Abrufe, die in den vorhergehenden Kapiteln abgefragt wurden?

Zusammenhänge von Energieeffizienzmaßnahmen und Lastmanagement

Sind in kürzerer und / oder mittlerer Frist Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz geplant?

Ja Nein

Wie beeinflussen diese Maßnahmen die Abrufe in den vorgenannten Kapiteln?

A 7 Nutzen der Potenziale regelbarer Lasten am Regelleistungsmarkt aus betriebswirtschaftlicher Sicht

Im folgenden Kapitel wird eine betriebswirtschaftliche Einsatzsimulation von regelbaren Lasten im Regelleistungsmarkt vorgestellt. Hierzu werden zunächst die Kosten für die Teilnahme vorgestellt. Daran anschließend werden mögliche Erlöspotenziale einer Vermarktung als PRL, SRL und MRL beschrieben. Die Erlösmöglichkeiten basieren auf historischen Preisen für die Bereitstellung von Regelleistung und können daher nur als Indikator für die historische Wirtschaftlichkeit von Lastmanagement am Regelleistungsmarkt dienen. Einerseits können sich durch eine verstärkte Nutzung von Lastmanagement zur Bereitstellung von Regelleistung und durch den Eintritt weiterer neuer Anbieter in den Markt sowie die Ausschreibung anderer Mengen, z. B. infolge des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien, die Erlösmöglichkeiten zukünftig auch deutlich verändern. Andererseits werden die Preise der Regelleistung auch durch die Preise bzw. Überkapazitäten am Strommarkt beeinflusst. Auch dies wird sich in den nächsten Jahren ändern.

A 7.1 Kosten für die Teilnahme an der Regelleistungsvermarktung

Die Kosten für eine Teilnahme an der Regelleistungsvermarktung lassen sich in fixe und variable Kosten gliedern. Fixe Kosten entstehen bei der Vorbereitung zur und der aktiven Teilnahme an der Vermarktung. Variable Kosten werden fällig für den Einsatz von Regelleistung.

Die Kosten für die Vermarktung der Lastmanagementpotenziale am Regelleistungsmarkt sind aufgrund der erheblich höheren Anforderungen, insbesondere an die Verfügbarkeit der Abrufleistung sowie die Kommunikation mit den ÜNB, deutlich höher als bei der Vermarktung der gleichen Abschaltleistung am Spotmarkt.

A 7.1.1 Fixkosten

Zu den fixen Kosten gehören einerseits einmalige Kosten für die marktliche Aktivierung der Potenziale, wie für Investitionen in diverse technische Komponenten zum Aufbau einer leittechnischen Lösung, die die Anforderungen der ÜNB erfüllt. Zudem entstehen jährlich laufende Fixkosten für zusätzlich vorzuhaltendes Personal, das die Vermarktung und Abrechnung durchführt sowie die technische Einheit während der Vorhaltung und Erbringung überwacht. Darüber hinaus werden Kosten für die Nutzung der Kommunikationstechnik fällig.

In der Folge werden exemplarisch Fixkosten für die Teilnahme an den verschiedenen Regelqualitäten vorgestellt, wobei insbesondere in der SRL und MRL zwischen einer Einzelvermarktung von regelbarer Last und der Vermarktung über den Pool eines Dritten unterschieden wird.

Für die Teilnahme an der PRL-Vermarktung muss eine Mess- und Steuerungseinheit installiert werden, die auf lokale Frequenzabweichungen reagiert. Die Genauigkeit der Messung muss unter +/- 10 mHz liegen. Der Unempfindlichkeitsbereich muss auf +/- 10 mHz einstellbar sein. Ferner ist dem ÜNB auf Wunsch die Ist-Leistung der technischen Einheit und die Status-Information über die PRL-Erbringung als Online-Information zu übermitteln.

Die einmaligen Kosten für die Beschaffung und Installation der Mess- und Steuerungseinheit werden auf etwa 3.000 bis 5.000 € geschätzt. Für die Anbindung an die ÜNB werden Kosten in Höhe von 1.000 € pro Jahr angenommen.

Für die Erbringung der SRL ist eine Online-Aufschaltung auf den Leistungsfrequenzregler des ÜNB notwendig. Die Anforderungswerte werden (nahezu) in Echtzeit übermittelt. Für eine Einbindung in einen Pool werden i. d. R. keine oder nur geringe Kosten für die Anpassung des Leitsystems auf Seiten der regelbaren Last erwartet, da die Anforderungen an die Poollogik durch den Poolvermarkter erfüllt werden. Das Leitsystem der regelbaren Last ist i. d. R. in der Lage, das vom Poolvermarkter vorgegebene Signal zu verarbeiten. Die Kosten zur Anbindung an das Leitsystem des Poolbetreibers betragen etwa 1.000 bis 5.000 € für die Anschaffung der Fernwirkstation und deren Installation sowie 500 bis 1.500 € pro Jahr für die nachrichtentechnische Aufschaltung. Im Falle, dass eine Einzelanbindung gewählt wird, ist ein bestehendes Leitsystem zur Aufnahme von Anforderungswerten und der Abbildung eines Reservemanagements zu ertüchtigen oder ein neues Leitsystem anzuschaffen. Für die Ertüchtigung werden Kosten von bis zu 100.000 € (je nach Anlagengröße und -art) erwartet. Bei Implementierung eines Neusystems mit Abbildung der jeweiligen Prozesskette können die Kosten je nach Komplexität bei bis zu 1.000.000 € (je nach Anlagengröße und -art) liegen. Die Anbindung an den ÜNB über eine redundante Festverbindung liegt zwischen 10.000 und 20.000 € pro Jahr.

Bei der Minutenreserve werden über den Merit-Order-List-Server (MOLS) Nachrichten im XML-Format an die Anbieter versendet. Über den lizenzkostenfreien MOLS-Anwender-Client „Merlin“ können die Nachrichten eingelesen, interpretiert und fristgerecht beantwortet werden. Die Einmalkosten für die MRL-Aufschaltung werden auf 3.000 € geschätzt. Es fallen darüber hinaus keine laufenden Kosten an.

Unabhängig von der Reserveart werden für die Leitwarte zur Überwachung der Regelleistungsabrufe anteilige Kosten von 20.000 € pro Jahr angenommen.

Zusätzliche Kosten entstehen bei Einzelanbindung für die Vermarktung (u. a. Marktanalyse und Gebotsabgabe), Abrechnung (u. a. Abstimmung der Energiemengen mit dem ÜNB) und das Bilanzkreismanagement (u. a. Fahrplanaustausch für Korrekturfahrpläne). Approximiert werden hierfür je nach Regelleistungsart 50.000 bis 100.000 € pro Jahr erwartet. Bei einer Poolvermarktung entfallen diese Kosten, da die für die Einzelvermarktung genannten Aufgaben vom Poolbetreiber übernommen werden. Dafür erhält der Poolbetreiber i. d. R. ein Entgelt. Dieses kann eine fixe Pauschale oder ein Anteil an den erzielten Erlösen (erfolgsabhängiges Quotenmodell) sein.

A 7.1.2 Bereitstellungskosten

Weiterhin können Bereitstellungskosten entstehen. Zu diesen gehören ausschließlich Kosten, die für die Bereitstellung bestimmter Abrufe notwendig sind. Hierzu gehören z. B. Kosten, die durch den Betrieb der Anlage bei ungünstigeren Prozessparametern oder für einen erhöhten Lagerbestand anfallen). Die Bereitstellungskosten entstehen nur, wenn eine Lastreduktion oder Lasterhöhung am Strom- oder Regelleistungsmarkt vermarktet wird.

A 7.1.3 Variable Kosten

Neben den fixen Investitions- und Bereitstellungskosten entstehen i. d. R. variable Kosten im Abruffall. Diese entstehen zum Beispiel durch zusätzlichen Aufwand für eine Schlecht- oder Minderproduktion. Ferner müssen u. a. Entsorgungskosten, Wiederanfahrkosten oder Kosten für die nachzuholende Produktion in ein Arbeitsentgelt eingepreist werden.

A 7.2 Bestimmung von Deckungsbeiträgen in der Primärregelleistung

In der Folge werden die Erlösmöglichkeiten in der Primärregelleistung beschrieben. Nach einer Darstellung der Entwicklung der historischen Leistungspreise werden die Erlösmöglichkeiten durch Leistungs- und Arbeitspreise vorgestellt. Dabei wird von der heutigen Praxis etwas abweichende Produktdefinition unterstellt (siehe Kapitel 4.2.2).

A 7.2.1 Entwicklung der Leistungspreise in der Primärregelleistung

Die folgende Abbildung zeigt die gewichteten durchschnittlichen Leistungspreise zwischen Januar 2011 und Dezember 2014.³⁷

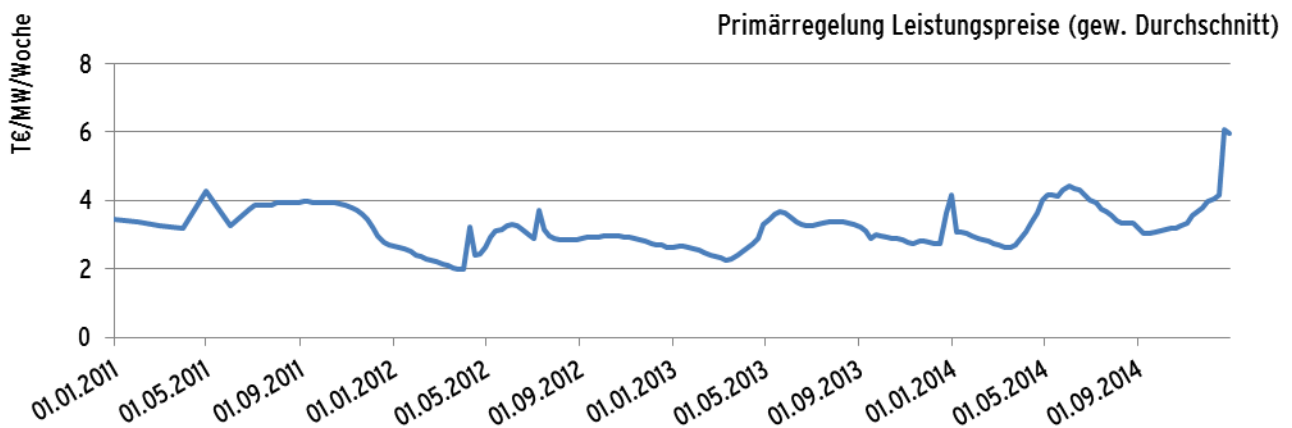


Abbildung 78 Entwicklung der mittleren mengengewichteten Leistungspreise in der PRL zwischen Januar 2011 und Dezember 2014³⁸; Quelle: regelleistung.net, eigene Berechnungen

Die wöchentlichen Leistungspreise haben in den betrachteten vier Jahren recht stark zwischen ca. 2.000 € pro MW und 6.000 € pro MW geschwankt.

A 7.2.2 Bestimmung der Erlösmöglichkeiten von regelbaren Lasten durch den Leistungspreis

Für die Ermittlung der Erlöspotenziale werden zunächst die mittleren mengengewichteten Leistungspreise der Jahre 2008 bis 2014 dargestellt.

³⁷ Anmerkung: PRL wurde bis Mitte 2011 monatlich ausgeschrieben. Die gewichteten mittleren Leistungspreise wurden für die Auswertung durch vier geteilt.

³⁸ Vgl. Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung (2015).

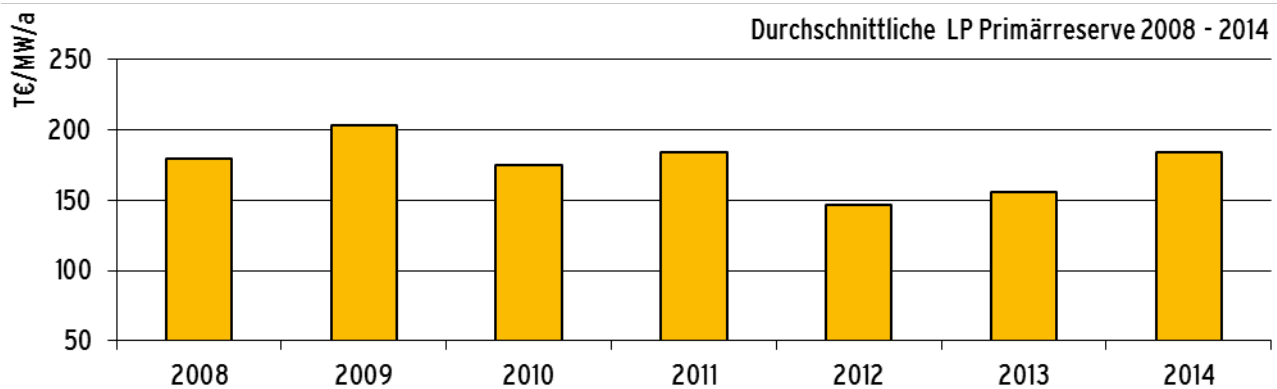


Abbildung 79 Mittlere mengengewichtete Leistungspreise PRL von 2008 bis 2014³⁹; Quelle: regelleistung.net, eigene Berechnungen

Abbildung 79 zeigt, dass die mittleren gewichteten Leistungspreise zwischen ca. 150.000 und etwa 200.000 € schwanken. Diese sind nicht gleichzusetzen mit den tatsächlich zu erwartenden mittleren Erlösen, da jederzeit eine Reserve für mögliche Anlagenausfälle vorgehalten werden muss und die mittleren gewichteten Leistungspreise für symmetrische Leistungsvorhaltung (+/- 1 MW) gezahlt werden. Um eine Indikation der möglichen Erlöspotenziale für regelbare Lasten geben zu können, werden in der Folge drei Szenarien definiert:

- Szenario 1: Einzelvermarktung von Zu- bzw. Abschaltleistung in Höhe von 1 MW zuzüglich 1 MW Reserve. Der Vermarktungserfolg liegt bei 85 % der erzielbaren Roherlöse.⁴⁰
- Szenario 2: Vermarktung von 2 MW in einem Pool mit 20 MW, wobei für den Pool eine Reserve von 2 MW (anteilig für die regelbaren Lasten also 0,2 MW) zu stellen ist. Der Vermarktungserfolg liegt bei 90 % der erzielbaren Roherlöse.⁴¹ Der Betreiber der regelbaren Last erhält 75 % der erzielten Erlöse.⁴²
- Szenario 3: Einzelvermarktung von Zu- bzw. Abschaltleistung in Höhe von 10 MW bei 1 MW Reserve. Der Vermarktungserfolg liegt bei 85 % der erzielbaren Roherlöse.

Für alle drei Szenarien gilt eine Verfügbarkeit von 80 % pro Jahr, was bedeutet, dass die regelbare Last an 80 % der Ausschreibungen mit voller Leistung teilnimmt. Dieser Wert stammt aus der betrieblichen Praxis. Die so errechneten Erlöspotenziale werden anschließend halbiert,

³⁹ Vgl. Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung (2013).

⁴⁰ Der Abschlag um 15%-Punkte bedeutet, dass der Vermarkter in den Auktionen nicht den Mittelwert erzielt. Aus Erfahrung von Trianel sind Regelleistungspreise sehr volatil und nicht bzw. nur schwer fundamental zu begründen. Erfolgreiche, hohe Einzelgebote können demnach den Jahresmittelwert treiben. Aus dem Grund wird in diesem und den folgenden Szenarien konservativ von einem Vermarktungserfolg unterhalb des Mittelwertes ausgegangen. Die gewählten Abschläge beruhen auf Erfahrungswerten und stellen konservative Annahmen dar.

⁴¹ Es wird angenommen, dass der Vermarkter aufgrund von umfangreicheren Marktanalysen leicht bessere Preise als der Betreiber der Regelbaren Last in Szenario 1 erzielen kann.

⁴² Die Quote beruht auf Erfahrungswerten aus der betrieblichen Praxis.

da gemäß Produktdefinition eine getrennte Vermarktung von positiver und negativer PRL unterstellt wird.

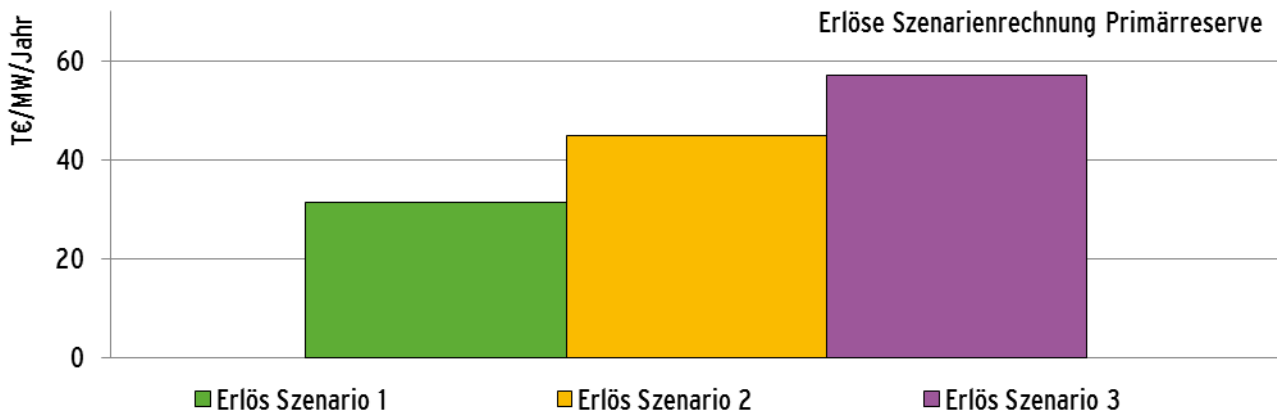


Abbildung 80 Erlöse für regelbare Lasten in der PRL für das Jahr 2014

Die Auswertung zeigt, dass eine Einzelvermarktung für kleine Potenziale gegenüber einer Vermarktung der gleichen Abschaltleistung im Pool zu geringeren Erlösen führt. Die Erlöspotenziale pro MW und Jahr liegen im Szenario 1 bei etwa 31.000 € und im Szenario 2 bei 45.000 €. Dies liegt daran, dass in einem größeren Pool spezifisch deutlich weniger Reserveleistung vorgehalten werden muss. Bei großem Portfolio (Szenario 3) steigen die Erlöse im betrachteten Beispiel auf ca. 57.000 € pro MW und Jahr.

A 7.2.3 Bestimmung der Erlösmöglichkeiten von regelbaren Lasten durch den Arbeitspreis

In der PRL wird neben dem Leistungspreis kein Arbeitspreis gezahlt. Dadurch besteht kein Erlöspotenzial. Vielmehr entstehen durch Abrufe unkalkulierbare Kosten, durch die die Leistungspreiserlöse sinken.

A 7.2.4 Bestimmung der Deckungsbeiträge bei Vermarktung in der Primärregelleistung

In der Folge werden nun die Erlösmöglichkeiten mit den Kosten verrechnet, um den Deckungsbeitrag (im Fall Erlöse größer Kosten) bzw. Fehlbetrag (im Fall Erlöse kleiner Kosten) auszuweisen.

Es fallen szenariospezifisch Kosten für die Fernwirktechnik, die Nachrichtenverbindung, die Leitwarte sowie Personalkosten für die Vermarktung, Abwicklung und Abrechnung an. Diese Kosten werden in Tabelle 44 zusammengefasst. Die Kosten für die Hardware werden dabei über zwei Jahre abgeschrieben.

Tabelle 44 Übersicht der für die Szenarien (PRL) relevanten Kostenpositionen

Kostenposition	Kosten [€ pro Jahr]	Relevant für Szenario
Fernwirktechnik	2.000	1/2/3
Nachrichtentechnik	1.000	1/2/3
Leitwarte (einschließlich Personal)	20.000	1/2/3
Vermarktung	50.000	1/3

Verrechnet man die Kosten mit den Erlöspotenzialen der Szenarien 1 bis 3, ergibt sich für Szenario 1 ein Fehlbetrag und für Szenario 2 und 3 jeweils ein Deckungsbeitrag.

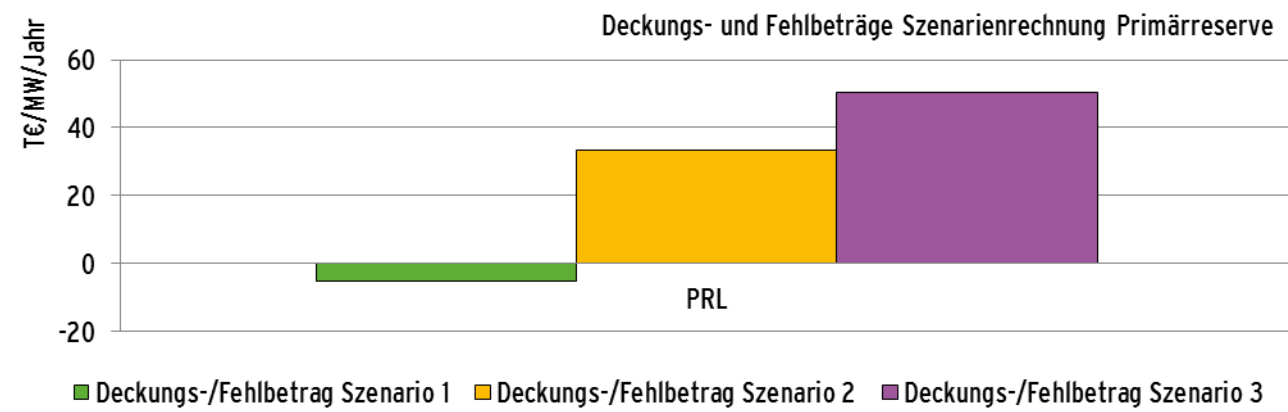


Abbildung 81 Deckungs- bzw. Fehlbeträge für regelbare Lasten in der PRL für das Jahr 2014

Wie die obige Abbildung zeigt, ist eine wirtschaftliche Vermarktung kleiner Leistungen unter den getroffenen Annahmen in der PRL nur im Pool möglich. Allerdings ist fraglich, ob der theoretisch erzielbare Deckungsbetrag in Höhe von etwa 33.000 € pro MW und Jahr einen ausreichenden Anreiz für eine Vermarktung darstellt.

Größere Leistungen hingegen können durchaus Deckungsbeiträge durch die PRL-Vermarktung generieren. Es ist jedoch zu prüfen, ob der Ausblick auf einen Deckungsbeitrag in Höhe von 50.000 € pro MW und Jahr zum Aufbau der notwendigen Systeme und des Personals für eine Teilnahme führt.

A 7.2.5 Zwischenfazit Primärregelungsvermarktung

Die hohen Kosten für die Vermarktung und Überwachung überkompensieren bei kleineren Leistungen die möglichen Erlöspotenziale. Für diese Lasten wurde gezeigt, dass eine Vermarktung in einem Pool wirtschaftlich sinnvoll wäre. Für größere Potenziale können höhere Deckungsbeiträge in der Einzelvermarktung erzielt werden als für kleinere im Pool. Es ist jedoch im Einzelfall zu prüfen, ob eine Teilnahme an einem Pool ausreichende wirtschaftliche Anreize bietet.

A 7.3 Bestimmung von Deckungsbeiträgen in der Sekundärregelung

In diesem Kapitel werden die Erlöspotenziale in der Sekundärregelung vorgestellt. Analog zur PRL wird zunächst die Entwicklung der historischen Leistungspreise vorgestellt, bevor die Erlösmöglichkeiten durch Leistungs- und Arbeitspreise diskutiert werden.

A 7.3.1 Entwicklung der Leistungspreise in der Sekundärregelung

Die folgende Abbildung zeigt die Entwicklung der mittleren mengengewichteten Leistungspreise getrennt für die Produkte positiv und negativ in den Produktzeitfenstern HT und NT. Als Zeitintervall wird abermals Januar 2011 bis Dezember 2014 gewählt.

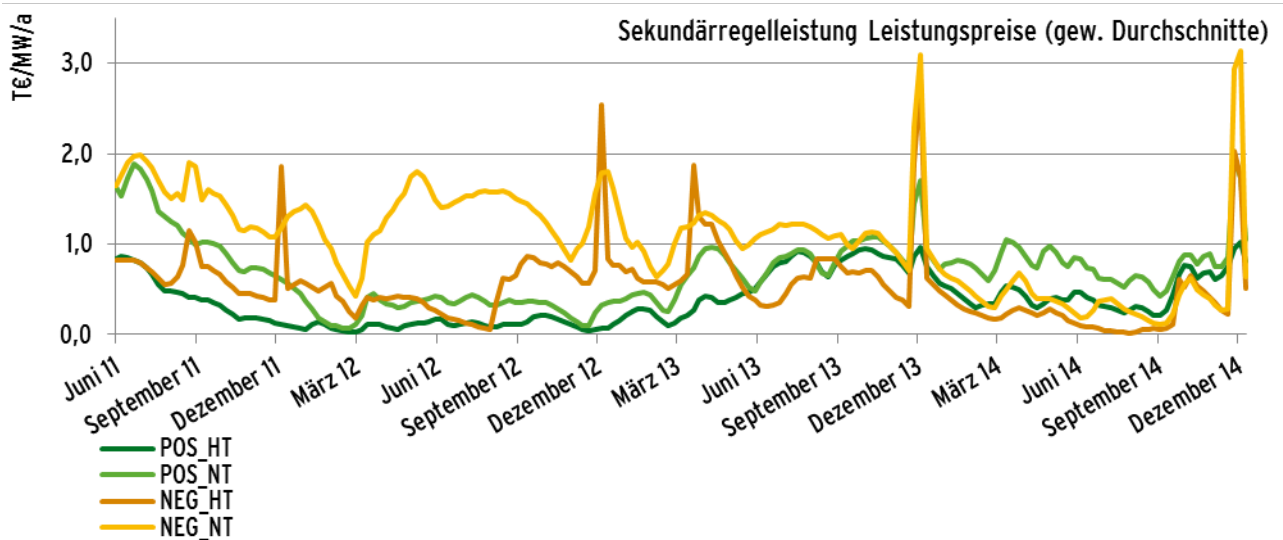


Abbildung 82 Entwicklung der mittleren mengengewichteten Leistungspreise in der SRL zwischen Juni 2011 und Dezember 2014⁴³

Mehr noch als bei den Leistungspreisen in der PRL zeigt sich bei den Leistungspreisen in der SRL eine hohe Volatilität. Dabei stellt im Betrachtungszeitraum das Produkt negative Regelleistung im Zeitfenster NT (NEG_NT) die teuerste Regelleistungsart dar. Die für eine Lastreduktion relevanten Produkte positive Regelleistung HT (POS_HT) und NT (POS_NT) liegen zum Teil deutlich darunter. Gleiches gilt für das Produkt negative SRL im Zeitfenster HT (NEG_HT), das aktuell die wenigsten Erlöse pro Woche verspricht.

A 7.3.2 Bestimmung der Erlösmöglichkeiten von regelbaren Lasten durch den Leistungspreis

In der Folge werden die Erlösmöglichkeiten in der SRL diskutiert. Abbildung 83 zeigt zunächst die Entwicklung der jährlichen mittleren Leistungspreise in der positiven SRL, die für die Lastreduktion von regelbaren Lasten gezahlt werden.

⁴³ Vgl. Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung (2015).

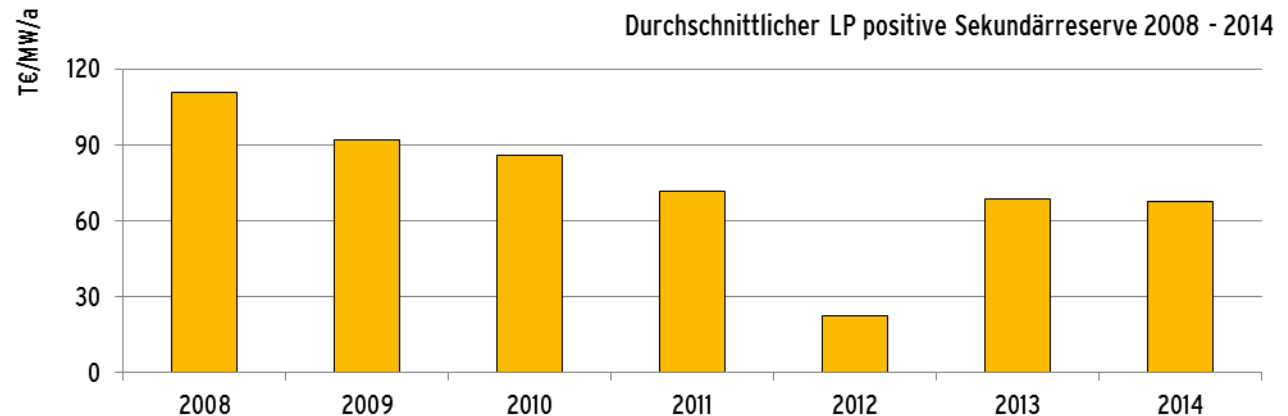


Abbildung 83 Mittlere mengengewichtete Leistungspreise positive SRL von 2008 bis 2014⁴⁴; Quelle: regelleistung.net, eigene Berechnungen

Seit 2008 zeigte sich ein Abwärtstrend für die mittleren gewichteten Leistungspreise in der positiven SRL. Diese sind jedoch nicht gleichzusetzen mit den tatsächlichen Erlösen. Um eine Indikation der Erlöspotenziale für regelbare Lasten geben zu können, werden in der Folge drei Szenarien definiert:

- Szenario 1: Einzelvermarktung von Zu- bzw. Abschaltleistung in Höhe von 5 MW zuzüglich 5 MW Reserve. Der Vermarktungserfolg liegt bei 80 % der erzielbaren Roherlöse.⁴⁵
- Szenario 2: Vermarktung von 10 MW in einem Pool mit 50 MW, wobei für den Pool eine Reserve von 5 MW (anteilig für die regelbaren Lasten also 0,5 MW) zu stellen ist. Der Vermarktungserfolg liegt bei 85 % der erzielbaren Roherlöse. Der Betreiber der regelbaren Last erhält 75 % der erzielten Erlöse.⁴⁶
- Szenario 3: Einzelvermarktung von Zu- bzw. Abschaltleistung in Höhe von 25 MW bei 5 MW Reserve. Der Vermarktungserfolg liegt bei 80 % der erzielbaren Roherlöse.

Für alle drei Szenarien gilt eine Verfügbarkeit von 80 % pro Jahr. Dieser Wert stammt aus der betrieblichen Praxis. Die folgende Abbildung zeigt die Ergebnisse der Auswertung.

⁴⁴ Vgl. Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung (2013).

⁴⁵ Der Abschlag um 20%-Punkte bedeutet, dass der Vermarkter in den Auktionen nicht den Mittelwert erzielt. Aus Erfahrung von Trianel sind Regelleistungspreise sehr volatil und nicht bzw. nur schwer fundamental zu begründen. Erfolgreiche, hohe Einzelgebote können demnach den Jahresmittelwert treiben. Aus dem Grund wird in diesem und den folgenden Szenarien konservativ von einem Vermarktungserfolg unterhalb des Mittelwertes ausgegangen. Die gewählten Abschläge beruhen auf Erfahrungswerten und stellen konservative Annahmen dar.

⁴⁶ Die Quote beruht auf Erfahrungswerten aus der betrieblichen Praxis.

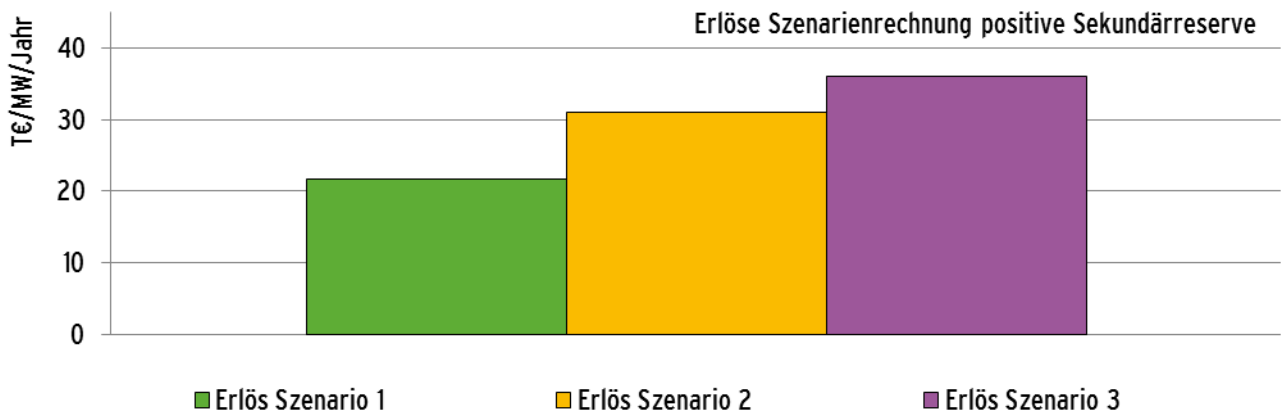


Abbildung 84 Erlöse für regelbare Lasten in der positiven SRL für das Jahr 2014

Wie schon bei der Auswertung zur PRL zeigt sich, dass kleinere Potenziale in einem Pool Mehrerlöse erzielen können. Die Erlöse in Szenario 1 liegen bei ca. 21.600 € pro MW und Jahr, die in Szenario 2 bei 31.000 € pro MW und Jahr. Bei großen eigenen Portfolios übertreffen die Erlöse im angenommenen Beispiel die Erlöse aus einer Poolvermarktung (36.000 € pro MW und Jahr). Die Preisentwicklung bei der negativen SRL, bei der für die Zuschaltbarkeit von Lasten gezahlt wird, zeigt über die letzten sieben Jahre keinen klaren Trend.

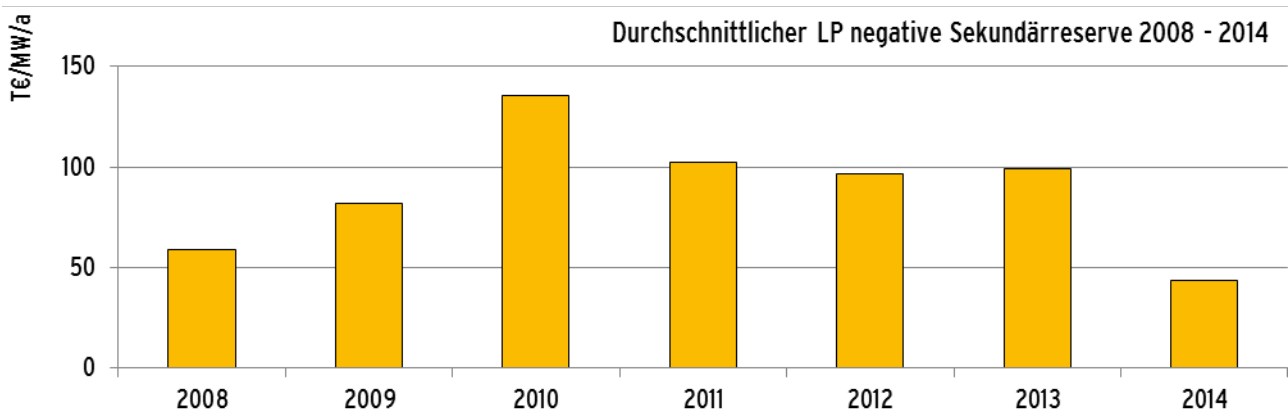


Abbildung 85 Mittlere mengengewichtete Leistungspreise negative SRL von 2008 bis 2014⁴⁷; Quelle: regelleistung.net, eigene Berechnungen

Die für 2014 bestimmten mittleren Leistungspreise liegen bei etwa 43.000 €. Unter Berücksichtigung der drei Szenarien, die zuvor vorgestellt wurden, lassen sich die zu erwartenden Erlöse ableiten.

⁴⁷ Vgl. Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung (2013).

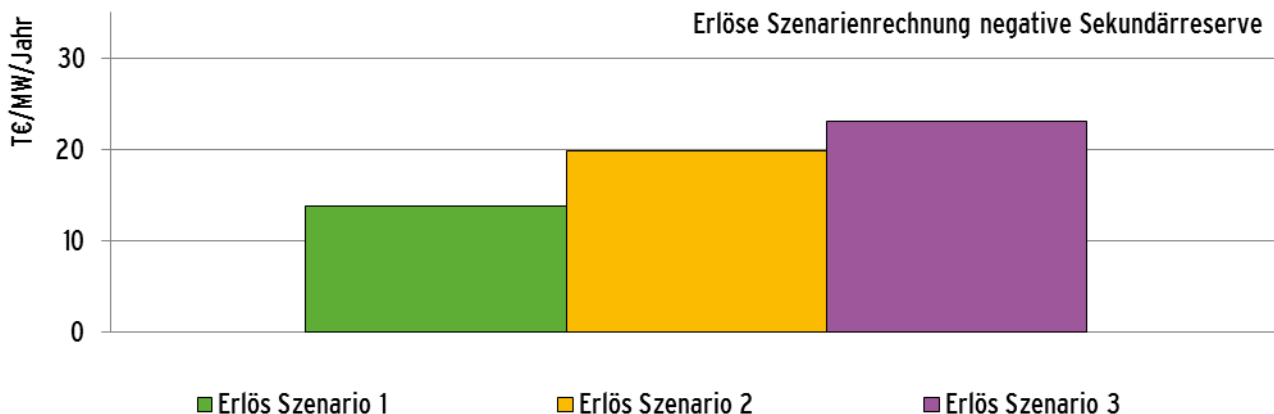


Abbildung 86 Erlöse für regelbare Lasten in der negativen SRL für das Jahr 2014

Erneut zeigt sich, dass für kleine Regelleistungen eine Poolvermarktung aufgrund der geringeren Reservevorhaltung vorteilhaft ist. Die Erlöspotenziale liegen bei ca. 14.000 € pro MW und Jahr in Szenario 1 und etwa 20.000 € pro MW und Jahr in Szenario 2. In Szenario 3 steigt der Erlös auf ca. 23.000 € pro MW und Jahr an.

A 7.3.3 Bestimmung der Erlösmöglichkeiten von regelbaren Lasten durch den Arbeitspreis

In der SRL wird der Abruf von Regelleistung vergütet. Da der Ansatz der Arbeitspreise grundsätzlich grenzkostenbasiert erfolgen soll und derzeit auch nach gebotem Preis abgerechnet wird, wird im Rahmen dieses Gutachtens nicht davon ausgegangen, dass Mehrererlöse durch den Arbeitspreis erzielt werden können. Die tatsächlichen Kosten für einen Regelleistungsabruf werden aber vollständig gedeckt.

A 7.3.4 Bestimmung der Deckungsbeiträge bei Vermarktung in der Sekundärregelleistung

In der Folge werden die Erlösmöglichkeiten in der SRL mit den Kosten getrennt nach positiver und negativer Reserve verrechnet. Sofern ein Unternehmen positive und negative Regelleistung anbieten kann, müssen die Kosten nur einmalig berücksichtigt werden.

Für die diversen Szenarien fallen Kosten für die Fernwirktechnik, die Nachrichtenverbindung, das Leitsystem, die Leitwarte sowie Personalkosten für die Vermarktung, Abwicklung und Abrechnung an, die in Tabelle 45 zusammengefasst werden. Die Kosten für das Leitsystem werden auf vier Jahre aufgeteilt, die für Hardware über zwei Jahre abgeschrieben.

Tabelle 45 Übersicht der für die Szenarien (SRL) relevanten Kostenpositionen

Kostenposition	Kosten [€ pro Jahr]	Relevant für: Szenario
Fernwirktechnik	2.000	1/2/3
Redundante, hochverfügbare Nachrichtentechnik zum ÜNB	15.000	1/3
Redundante Nachrichtentechnik zum Poolbetreiber	1.000	2
Leitsystem	75.000	1/3
Leitwarte	20.000	1/2/3
Vermarktung	50.000	1/3

Stellt man den möglichen Erlöspotenzialen die Kosten der Szenarien 1 bis 3 gegenüber, ergibt sich für positive Sekundärregelleistung für alle Szenarien ein Deckungsbeitrag.

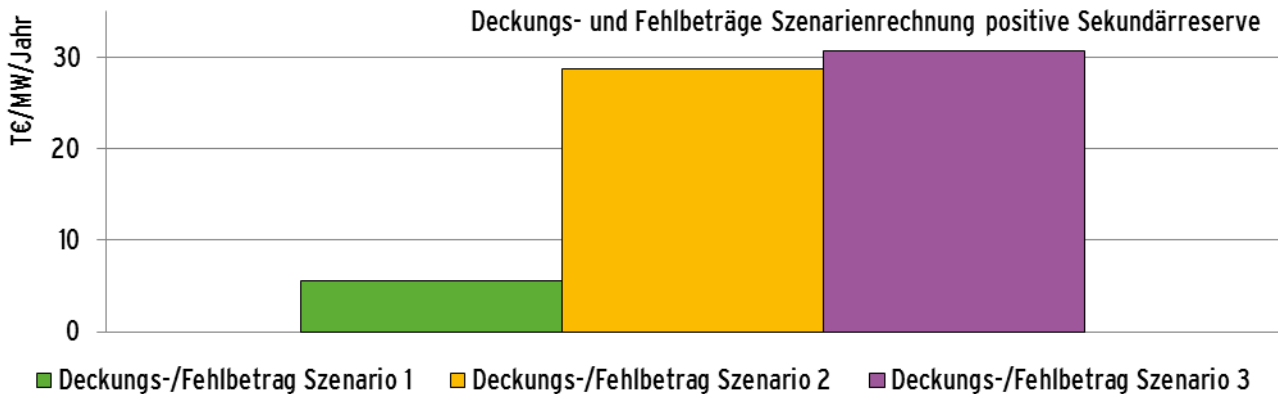


Abbildung 87 Deckungs- bzw. Fehlbeträge für regelbare Lasten in der positiven SRL für das Jahr 2014

Der theoretisch erzielbare Deckungsbeitrag in Szenario 1 liegt bei etwa 6.000 € pro MW und Jahr, der in Szenario 2 bei rund 29.000 € pro MW und Jahr. Größere Leistungen können durch Einzelvermarktung nur unwesentlich höhere Deckungsbeiträge mit ca. 31.000 € pro MW und Jahr erzielen, so dass für sie im Einzelfall eine Vermarktung im Pool geprüft werden sollte.

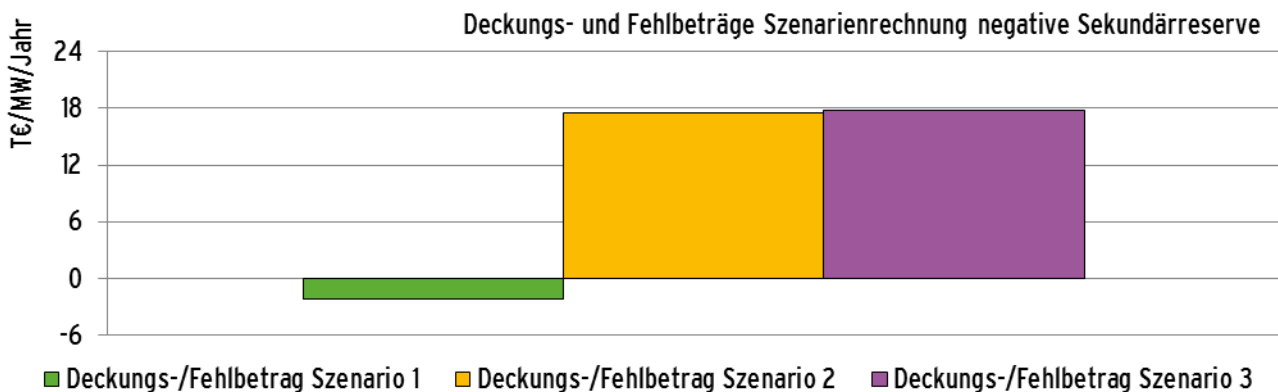


Abbildung 88 Deckungs- bzw. Fehlbeträge für regelbare Lasten in der negativen SRL für das Jahr 2014

Im Vergleich zur positiven SRL ist eine Einzelvermarktung kleinerer Anlagen (Szenario 1) derzeit wirtschaftlich nicht sinnvoll. Jedoch ist es für kleinere Anlagen möglich, bei Teilnahme am Poolkonzept Deckungsbeiträge in Höhe von rund 18.000 € pro MW und Jahr zu erzielen. Für große Anlagen in der Einzelvermarktung liegen die Erlöse mit ebenfalls ca. 18.000 € pro MW und Jahr auf ähnlichem Niveau. Es sollte auch hier eine Poolteilnahme im Einzelfall geprüft werden.

A 7.3.5 Zwischenfazit Sekundärregelleistungsvermarktung

Bei der Sekundärregelleistungsvermarktung empfiehlt sich – wie schon bei der PRL – insbesondere für kleinere Potenziale die Teilnahme an einem Regelleistungspool. Größere Potenziale erwirtschaften bei einer Einzelvermarktung nur leicht höhere Erlöse pro MW und Jahr als kleine Potenziale in einer Poolvermarktung. Aus diesem Grund ist auch für die großen Potenziale zu prüfen, ob eine Poolteilnahme ökonomisch sinnvoll sein kann.

A 7.4 Bestimmung von Deckungsbeiträgen in der Minutenreserve

Zuletzt werden die Erlöspotenziale in der Minutenreserve vorgestellt. Hierzu wird zunächst die Entwicklung dargestellt. Es folgt die Bestimmung der Erlöspotenziale in positiver und negativer Reserve.

A 7.4.1 Entwicklung der Leistungspreise in der Minutenreserve

Die folgende Abbildung zeigt die mittleren mengengewichteten Preise in der positiven und negativen MRL zwischen Januar 2011 und Dezember 2014 in € pro MW und Tag.

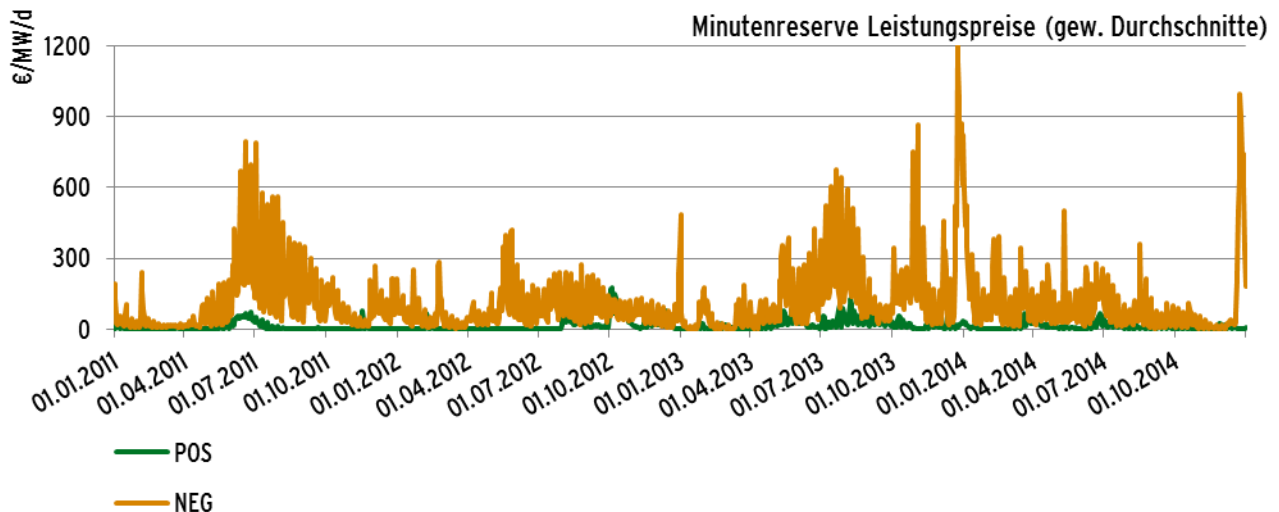


Abbildung 89 Entwicklung der mittleren mengengewichteten Leistungspreise in der MRL zwischen Januar 2011 und Dezember 2014⁴⁸; Quelle: regelleistung.net, eigene Berechnungen

Es zeigt sich, dass sich Hoch- und Niedrigpreisphasen abwechseln und die Preise generell im Wochenrhythmus schwanken. Insbesondere bei der positiven MRL (Lastreduktion von Lasten) gibt es durchaus auch längere Phasen mit Leistungspreisen von null oder nahe null.

A 7.4.2 Bestimmung der Erlösmöglichkeiten von regelbaren Lasten durch den Leistungspreis

Aufbauend auf die Darstellung der Entwicklung der Leistungspreise sollen die Erlöspotenziale abgeleitet werden. Hierzu werden zunächst die historischen mengengewichteten Durchschnittserlöse bestimmt. Die folgende Abbildung zeigt die mittleren gewichteten Leistungspreise der positiven MRL in € pro MW und Jahr.

⁴⁸ Vgl. Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung (2013).

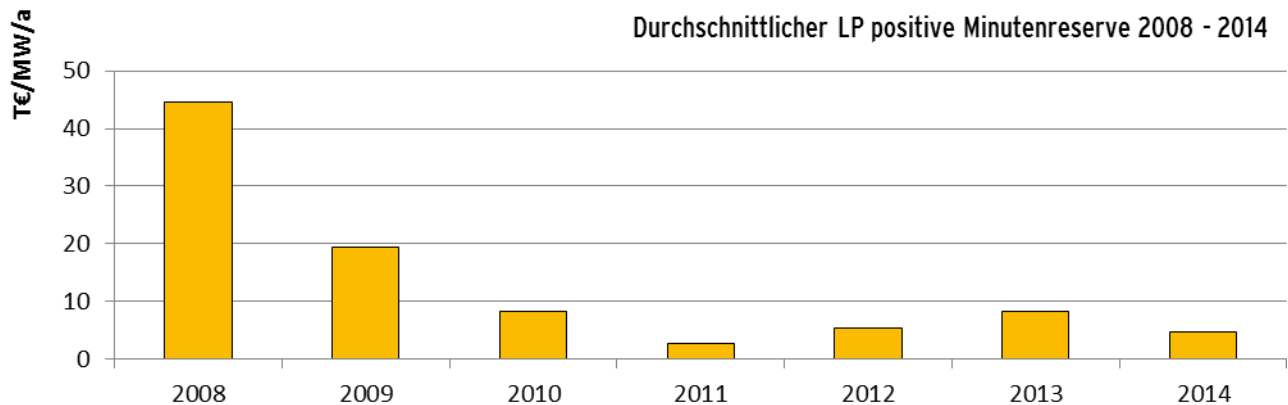


Abbildung 90 Mittlere mengengewichtete Leistungspreise positive MRL von 2008 bis 2014⁴⁹; Quelle: regelleistung.net, eigene Berechnungen

Von 2008 bis 2011 sind die Leistungspreise stark gesunken. Bis 2013 stiegen sie leicht wieder etwa auf das Niveau von 2010 an, um dann in 2014 erneut auf unter 5.000 € pro MW und Jahr zu sinken.

Die tatsächlichen Erlöserwartungen werden in drei Szenarien bestimmt. Es wird dieselbe Szenariendefinition, die schon bei der Potenzialbestimmung der SRL angewendet wurde, zugrunde gelegt:

- Szenario 1: Einzelvermarktung von Zu- bzw. Abschaltleistung in Höhe von 5 MW zuzüglich 5 MW Reserve. Der Vermarktungserfolg liegt bei 75 % der erzielbaren Roherlöse.⁵⁰
- Szenario 2: Vermarktung von 10 MW in einem Pool mit 50 MW, wobei für den Pool eine Reserve von 5 MW (anteilig für die regelbaren Lasten also 0,5MW) zu stellen ist. Der Vermarktungserfolg liegt bei 80 % der erzielbaren Roherlöse. Der Betreiber der regelbaren Last erhält 75 % der erzielten Erlöse.⁵¹
- Szenario 3: Einzelvermarktung von Zu- bzw. Abschaltleistung in Höhe von 25 MW bei 5 MW Reserve. Der Vermarktungserfolg liegt bei 75 % der erzielbaren Roherlöse.

Für alle drei Szenarien gilt eine Verfügbarkeit der regelbaren Last von 80 % pro Jahr. Dieser Wert stammt aus der betrieblichen Praxis. Die folgende Abbildung zeigt die Ergebnisse der Auswertung.

⁴⁹ Vgl. Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung (2013).

⁵⁰ Der Abschlag um 25%-Punkte bedeutet, dass der Vermarkter in den Auktionen nicht den Mittelwert erzielt. Aus Erfahrung von Trianel sind Regelleistungspreise sehr volatil und nicht bzw. nur schwer fundamental zu begründen. Erfolgreiche, hohe Einzelgebote können demnach den Jahresmittelwert treiben. Aus dem Grund wird in diesem und den folgenden Szenarien konservativ von einem Vermarktungserfolg unterhalb des Mittelwertes ausgegangen. Die gewählten Abschläge beruhen auf Erfahrungswerten und stellen konservative Annahmen dar.

⁵¹ Die Quote beruht auf Erfahrungswerten aus der betrieblichen Praxis.

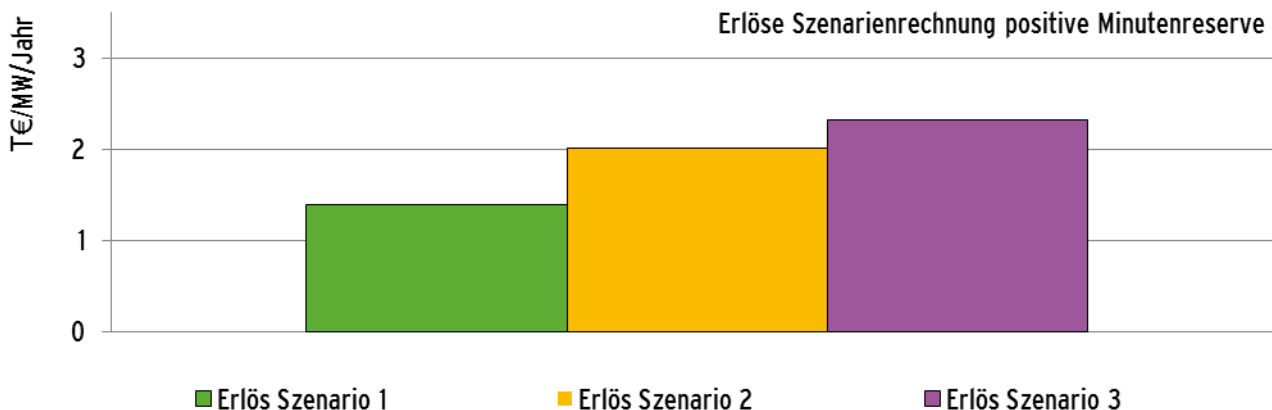


Abbildung 91 Erlöse für regelbare Lasten in der positiven MRL für das Jahr 2014

Abermals zeigt sich, dass für kleine Potenziale eine Vermarktung im Pool ertragreicher ist als eine Einzelvermarktung. Nach Szenario 1 lassen sich etwa 1.400 € pro MW und Jahr erzielen, nach Szenario 2 sind es 2.000 € pro MW und Jahr. Für große Potenziale beträgt der Erlös ca. 2.300 € pro MW und Jahr.⁵²

Bei der negativen SRL, bei der zuschaltbare Lasten teilnehmen können, kam es von 2012 nach 2013 zu steigenden durchschnittlichen, mengengewichteten Preisen für die Leistungsvorhaltung. In 2014 sind diese Preise wieder etwa auf das Niveau von 2011 gefallen. Die folgende Abbildung zeigt die jährliche Erlösentwicklung.

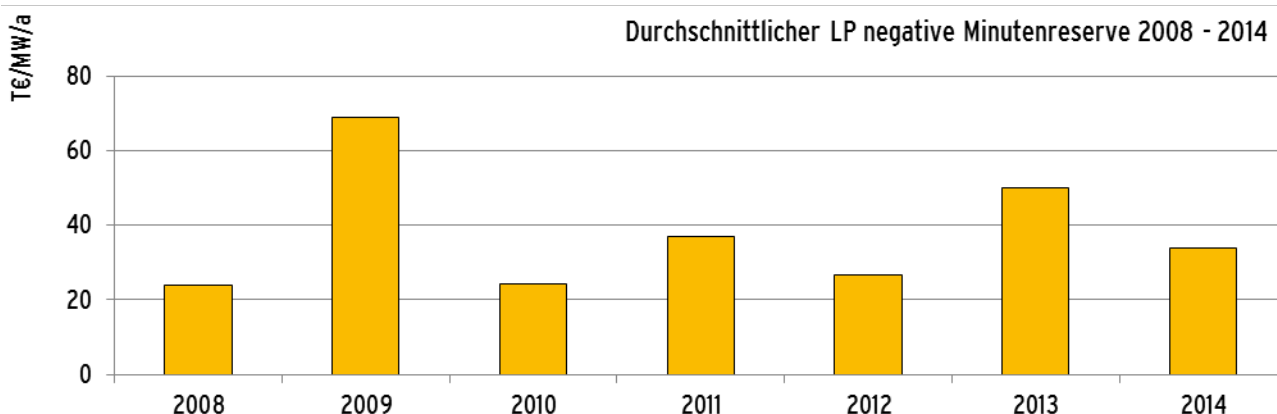


Abbildung 92 Mittlere mengengewichtete Leistungspreise negative MRL von 2008 bis 2014⁵³; Quelle: regelleistung.net, eigene Berechnungen

Die durchschnittlichen Erlöse in 2014, die für die folgende Berechnung als Grundlage genutzt werden, lagen bei rund 33.800 € pro MW und Jahr.

Die Auswertung über die drei Szenarien wird in Abbildung 93 gezeigt.

⁵² Anmerkung: An dieser Stelle werden keine Deckungsbeiträge angegeben. Die Kosten für die Einzel- bzw. Poolvermarktung werden aufgrund der Vielzahl an Kostenvariationen nicht berücksichtigt oder verglichen. Dies ist vor der Entscheidung für oder gegen eine Vermarktung über Dritte durchzuführen.

⁵³ Vgl. Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung (2013).

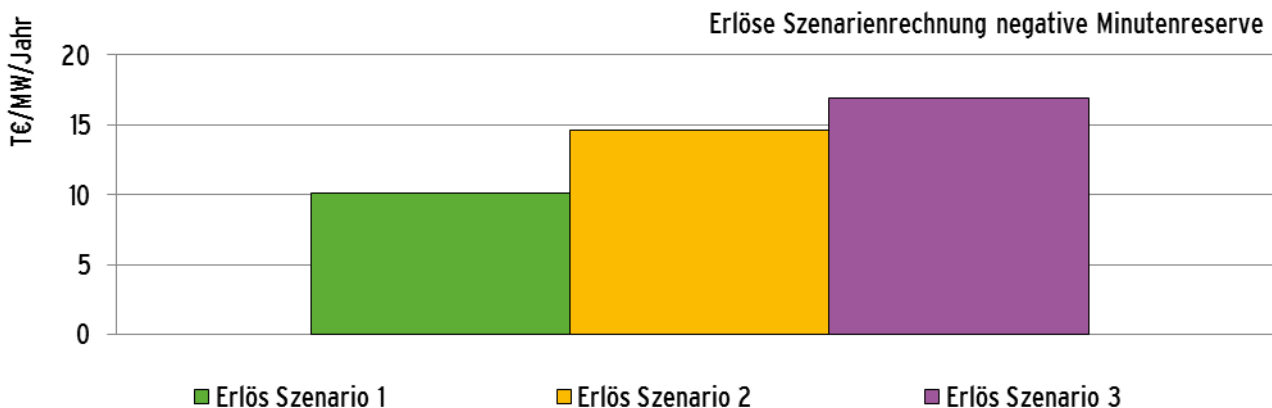


Abbildung 93 Erlöse für regelbare Lasten in der negativen MRL für das Jahr 2014

Wie bei den übrigen Regelleistungsprodukten auch empfiehlt sich im betrachteten Beispiel bei geringer Leistung eine Vermarktung über einen Pool. In Szenario 1 werden Erlöse in Höhe von etwa 10.100 € pro MW zuschaltbarer Leistung und Jahr erwartet. In Szenario 2 steigt dieser Betrag auf ca. 14.600 € pro MW und Jahr. Szenario 3 liegt mit 16.900 € pro MW und Jahr noch etwas darüber.

A 7.4.3 Bestimmung der Erlösmöglichkeiten von regelbaren Lasten durch den Arbeitspreis

In der MRL wird, wie auch bei der SRL, der Abruf von Regelleistung vergütet. Da der Ansatz der Arbeitspreise grundsätzlich grenzkostenbasiert erfolgen soll und derzeit auch nach gebotem Preis abgerechnet wird, wird im Rahmen dieses Gutachtens nicht davon ausgegangen, dass Mehrerlöse durch den Arbeitspreis erzielt werden können. Vielmehr werden die tatsächlichen Kosten für einen Regelleistungsabruf komplett gedeckt.

A 7.4.4 Bestimmung der Deckungsbeiträge bei Vermarktung in der Minutenreserve

In der Folge werden die Erlösmöglichkeiten in der MRL mit den Kosten getrennt nach positiver und negativer Reserve verrechnet. Sofern ein Unternehmen positive und negative Regelleistung anbieten kann, müssen die Kosten nur einmalig berücksichtigt werden.

Für die diversen Szenarien fallen Kosten für die Fernwirktechnik, die Leitwarte sowie Personalkosten für die Vermarktung, Abwicklung und Abrechnung an, die in folgender Tabelle zusammengefasst werden. Die Kosten für Hardware werden über zwei Jahre abgeschrieben.

Tabelle 46 Übersicht der für die Szenarien (MRL) relevanten Kostenpositionen

Kostenposition	Kosten [€ pro Jahr]	Relevant für Szenario
Fernwirktechnik	2.500	1/2/3
Leitwarte	20.000	1/2/3
Vermarktung	100.000 ⁵⁴	1/3

⁵⁴ Die Kosten für die Vermarktung in der MRL sind höher als in der PRL und SRL angenommen, da die Vermarktung täglich und nicht wöchentlich erfolgt.

Stellt man den Erlöspotenzialen die Kosten der Szenarien 1 bis 3 gegenüber, ergibt sich für positive MRL in allen Szenarien ein z. T. deutlicher Fehlbetrag.

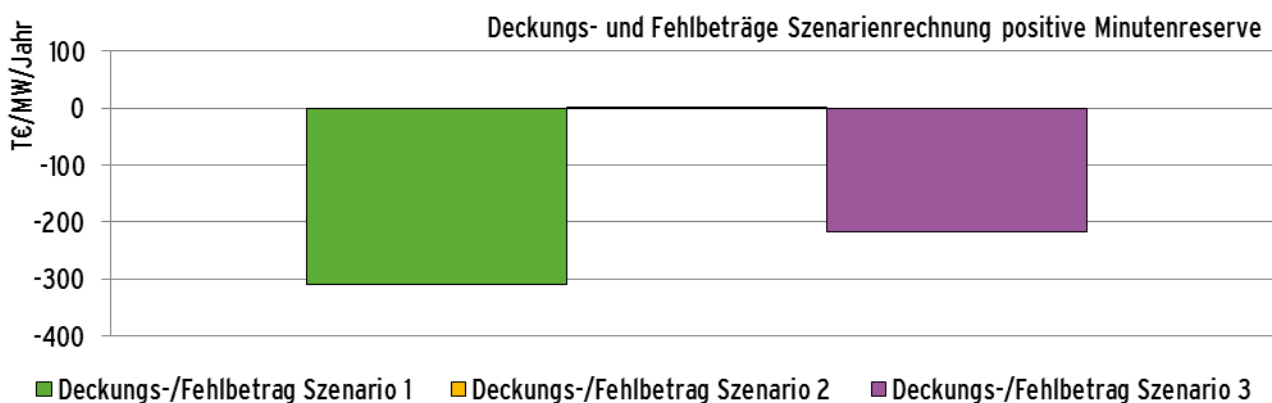


Abbildung 94 Deckungs- bzw. Fehlbeträge für regelbare Lasten in der positiven MRL für das Jahr 2014

Eine Vermarktung von regelbaren Lasten in der positiven MRL (Lastreduktion von Verbrauchslast) ist derzeit unter Berücksichtigung der gewählten Szenarien nicht wirtschaftlich. Selbst im Pool kommt es zu einem Fehlbetrag, so dass kein Anreiz für eine Teilnahme gesetzt werden kann.

In der negativen MRL kommt es lediglich in den Szenarien 2 und 3 zu Deckungsbeiträgen.

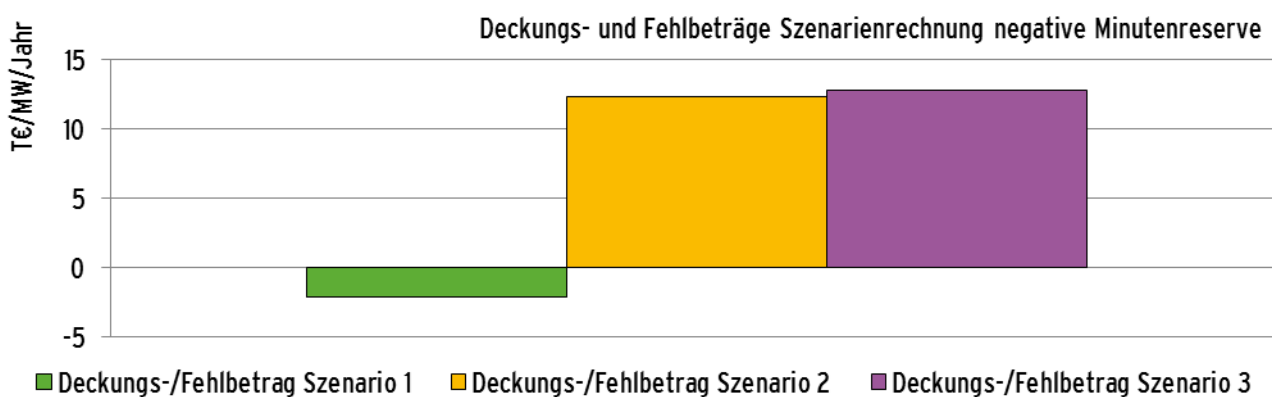


Abbildung 95 Deckungs- bzw. Fehlbeträge für regelbare Lasten in der negativen MRL für das Jahr 2014

Hierbei können im Pool (Szenario 2) Deckungsbeiträge in Höhe von 12.300 € pro MW und Jahr erzielt werden. Für große Anlagen in der Einzelvermarktung werden Deckungsbeiträge in Höhe von rund 12.800 € pro MW und Jahr möglich.

A 7.4.5 Zwischenfazit Minutenreservevermarktung

Die Auswertung der Deckungsbeitragspotenziale für die positive MRL zeigt, dass eine Vermarktung bei angenommener Erlössituation nicht wirtschaftlich ist. Bei der negativen MRL empfiehlt sich – wie schon bei der PRL und SRL – insbesondere für kleinere Potenziale die Teilnahme an einem Regelleistungspool. Größere Potenziale wiederum generieren bei einer Einzelvermarktung mehr Erlöse pro MW und Jahr als eine Poolvermarktung. Eine Poolteilnahme sollte dennoch geprüft werden.

A 7.5 Zwischenfazit

- Aufgrund der hohen Dynamik der Regelleistungsmärkte können die Ergebnisse in diesem Anhang nicht als allgemeingültig für die Zukunft verwendet werden, sondern nur als erster Indikator für die Wirtschaftlichkeit von Lastmanagement am Regelleistungsmarkt dienen.
- Insbesondere für kleine Potenziale regelbarer Lasten ist die Vermarktung in Pools sinnvoll, da höhere Deckungsbeiträge erzielt werden können. Die erzielbaren Deckungsbeiträge steigen auch mit der Größe der vermarkteten Zu- und Abschaltleistung.
- Die angegebenen erzielbaren Deckungsbeiträge sind ermittelt auf der Basis der Erlöse, die über den Leistungspreis erzielt werden können, abzüglich der Kosten für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt. Fixkosten und Bereitstellungskosten, wie sie in den Anlagenkennlinien in Kapitel 8 ausgewiesen sind, sind demzufolge überwiegend noch nicht in Abzug gebracht.

Weitere Ergebnisse für die einzelnen Nutzungsformen:

- In der Nutzungsform PRL betragen die einmaligen Abschaltpotenziale ca. 25 MW. Zuschaltpotenziale bestehen nicht. Das Potenzial wird ausschließlich von der Branche Aluminiumherstellung/Luftzerlegung zur Verfügung gestellt. Die erzielbaren Deckungsbeiträgen betragen in der tatsächlichen PRL, die von der hier definierten Nutzungsform PRL jedoch abweicht, im Jahr 2014 zwischen ca. -5.000 €/MW/a und 50.000 € pro MW und Jahr.
- Mit ca. 150 MW ist das einmalige Abschaltpotenzial in der Nutzungsform SRL deutlich größer. Das einmalige Zuschaltpotenzial beträgt lediglich unter 10 MW. Die Branchen Aluminiumherstellung/Luftzerlegung und vor allem Chlorelektrolyse stellen das Abschaltpotenzial. Einen sehr kleinen Beitrag kann die Branche Zement/Behälterglas zur Verfügung stellen. Die erzielbaren Deckungsbeiträge betragen in der positiven SRL im Jahr 2014 ca. 6.000 € pro MW und Jahr bis 31.000 € pro MW und Jahr. In der negativen SRL betragen sie zwischen ca. -2.000 € pro MW und Jahr und ca. 18.000 € pro MW und Jahr. Mit diesen erzielbaren Deckungsbeiträgen dürfte ein großer Teil des identifizierten technischen Potenzials tatsächlich wirtschaftlich gewesen sein.
- Die einmaligen Abschaltpotenziale in der Nutzungsform MRL I betragen ca. 1.450 MW. Allerdings ist das Potenzial bei Fehlbeiträgen in 2014 zwischen ca. -11.000 € pro MW und Jahr und -2.000 € pro MW und Jahr bisher nicht wirtschaftlich.
- Die Zuschaltpotenziale in der Nutzungsform MRL I betragen ca. 200 MW. Die hier erzielbaren Deckungsbeiträge betragen im Jahr 2014 zwischen ca. -2.100 € pro MW und Jahr und 16.000 € pro MW und Jahr, so dass die technischen Potenziale durchaus zu einem größeren Teil wirtschaftlich gewesen sein dürften.