
Die zukünftige Entwicklung der elektrischen Energieversorgung in Deutschland

Potentiale für die Digitalisierung

Erfurt, den 31. Juli 2019

IMPRESSUM

ANALYSE

Die zukünftige Entwicklung der elektrischen Energieversorgung in Deutschland

Potentiale für die Digitalisierung

Erfurt, den 31. Juli 2019

WISSENSCHAFTLICHE LEITUNG UND ANSPRECHPARTNER

Prof. Dr.-Ing. Konstantin Lenz

AUSARBEITUNG

Peter Amon
Lais Bashariar
Sebastian Blank
Philipp Pylla
Frank Sutter
Marcel Weiland
Wiebke Wolff

HERAUSGEBER

Fachhochschule Erfurt
Fakultät Gebäudetechnik und Informatik
Fachrichtung Gebäude- und Energietechnik

Altonaer Straße 25
99085 Erfurt
Tel.: +49 361/67 00 – 0
Fax: +49 361/67 00 – 703
www.FH-Erfurt.de

Handlungsempfehlungen

Die Studie stellt umfassende Informationen zur zukünftigen Entwicklung des Stromsektors bereit. Die Entwicklung der deutschen Energiewirtschaft hängt dabei stark mit der voranschreitenden Digitalisierung zusammen. In diesen Zusammenhang lassen sich aus der Studie folgende Handlungsempfehlungen ableiten.

Schaffung einer einheitlichen Infrastruktur

Der Ausbau eines Smart Grids ist Voraussetzung für eine digitalisierte Energiewirtschaft. Nur wenn alle Marktakteure einheitlich vernetzt werden und ein sicherer Datentransfer möglich ist, können Prozesse aus allen Sektoren automatisiert, optimiert und neue Geschäftsmodelle realisiert werden. Laut MsbG kann der Smart Meter Rollout zur einheitlichen Vernetzung innerhalb der Energiewirtschaft erst mit der erfolgreichen Zertifizierung der Smart Meter Gateways durch das BSI erfolgen. Auch wenn der Wunsch nach einer einzigen, einheitlichen und hochsicheren Technologie oberste Priorität im MsbG hat, wird empfohlen, die gesetzlichen Rahmenbedingung soweit zu lockern, dass eine intelligente Vernetzung schnellstmöglich technisch und vor allem wirtschaftlich realisierbar wird, auch wenn dies eine Kombination aus mehreren Übertragungstechnologien bedeuten würde.

Steigerung der Akzeptanz einer digitalen Welt innerhalb der Bevölkerung

Die Rolle der Bevölkerung in der Energiewirtschaft ist schon lange nicht mehr nur die, privater oder gewerblicher Stromkunden. Durch die Energiewende und die dezentrale Stromerzeugung wird diese zu einem wichtigen Marktakteur. Die Bevölkerung als intelligent vernetzter Verbraucher und Erzeuger spielt eine erhebliche Rolle zur netzdienlichen Steuerung und ist ein wichtiges Instrument für die Netzstabilität und Versorgungssicherheit. Gleichzeitig bedeutet eine schnelle und effektive Vernetzung kleinerer Verbraucher und Erzeuger zu virtuellen Kraftwerken einen reduzierten Netzausbau und damit Verringerungen von Kosten zum Erhalt der Versorgungssicherheit. Daher wird empfohlen, Anreizprogramme in den Bereichen Demand Side Management und Elektromobilität zu schaffen. Zusätzlich kann mit neuen Geschäftsmodellen wie zum Beispiel variablen Tarifen oder Smart Home

Anwendungen die Akzeptanz des Einbaus neuer, intelligenter Zähler und die damit verbundenen Mehrkosten, gesteigert werden.

Automatisierte Datenverarbeitung und Prozessoptimierung in allen Sektoren

Sinn einer intelligenten Infrastruktur ist der schnelle und regelmäßige Austausch von Daten. Dieser Austausch ist jedoch erst dann sinnvoll, wenn die Daten gezielt in bestehende Prozesse integriert werden können, um diese zu automatisieren, optimieren oder zu vereinfachen. Daher werden zukünftig vermehrt neue Portale, Softwarelösungen oder Applikationen, sowie Schnittstellen zu bestehenden Systemen notwendig sein. Es wird empfohlen, schnellstmöglich politische und wirtschaftliche Anreize zu schaffen, um notwendige IT-Lösungen für eine erfolgreiche Datenverarbeitung und Kommunikation vorantreiben zu können. Für die einzelnen Sektoren gilt es herauszufinden, wo und in welchem Maße eine Digitalisierung der Prozesslandschaft sinnvoll wäre.

Recommendation for Implementation

The study provides detailed information on the future development of the electricity sector. The development of the German energy sector is strongly connected to the advancing digitalisation. In this context, the following recommendations for improvement can be concluded from the study.

Creation of a Uniform Infrastructure

The expansion of a smart grid is a prerequisite for a digitized energy industry. Only if all market players are uniformly networked and a secure data transfer is possible, then can the processes from all sectors be automated, optimized and new business models be realized. According to MsbG, the smart meter rollout for uniform networking within the energy industry can only take place with the successful certification of the smart meter gateways by the BSI. Even if the desire for a single, standardized and highly secure technology has top priority in the MsbG. It is recommended that the legal regulations be simplified so that an intelligent network becomes technically and economically achievable as quickly as possible, even if this would mean a combination of several transmission technologies.

Increasing the Acceptability of a Digital World within the Population

The role of the national public in the energy industry has not been restricted only to be a private or commercial electricity customer. The energy turnaround and the decentralisation of power generation have turned them into an important market player. The public as an intelligent interconnected consumer and producer of energy is playing a major role in grid control and is an important instrument for grid stability and security of supply. At the same time, fast and effective networking of smaller consumers and producers to create virtual power plants means a reduction in grid expansion and therefore lower costs for maintaining security of supply. For this reason, it is recommended that incentive programmes be created in the areas of demand side management and electromobility. Additionally, new business models such as variable tariffs or smart home applications can increase the acceptance of the installation of new, intelligent meters and the associated additional costs.

Automatized Data Processing and Process Optimization in all Sectors

The purpose of an intelligent infrastructure is a fast and continuous exchange of data. Such an exchange only makes sense if the data can be systematically integrated into existing processes in order to automate, optimize or simplify them. Therefore, new software solutions or applications as well as interfaces to established systems will be increasingly necessary in the future. It is recommended to create political and economic impulses as quickly as possible in order to be able to advance the IT solutions that are essential for a successful data processing and data communication. For the different sectors, it is important to find out where and to what extent a digitalization of the process environment would be useful.

Inhaltsverzeichnis

Handlungsempfehlungen	III
Recommendation for Implementation	V
Inhaltsverzeichnis	VII
Abbildungsverzeichnis	XI
Tabellenverzeichnis	XVI
Abkürzungsverzeichnis	XVIII
1 Einleitung	1
1.1 Zielsetzung	1
1.2 Vorgehensweise	2
2 Die Energiewende	3
2.1 Status Quo	3
2.2 Entwicklung der Erneuerbaren Energien zum Jahr 2030	8
2.3 Ausblick	15
3 Netzausbau und Netzsteuerung	18
3.1 Entwicklung des Stromnetzes	18
3.2 Netzausbau	19
3.3 Netzsteuerung	20
3.4 Der Weg der Daten im Stromnetz	21
3.5 Netzsicherheit	23
3.6 Ausblick und Potentiale	24
4 Smart Meter	26
4.1 Die zukünftige Entwicklung des Messwesens	26
4.2 Smart Meter Rollout	27
4.3 Datenkommunikation	30

4.4	Intelligentes Steuern	31
4.5	Anwendungsgebiete	33
4.6	Ausblick und Potential.....	35
5	Smart Home	37
5.1	Status Quo	37
5.2	Anwendungsbereiche	38
5.3	Daten.....	41
5.4	Ausblick	44
6	Speichertechnologien	47
6.1	Status Quo	47
6.2	Technologiebewertung.....	50
6.3	Potentialanalyse	52
6.4	Betriebsweisenabhängige Daten	55
6.5	Zusammenfassung und Ausblick	60
7	Demand Side Management	61
7.1	Status Quo	61
7.2	Potentialanalyse	69
7.3	Daten.....	73
7.4	Fazit und Ausblick	74
8	Virtuelle Kraftwerke	76
8.1	Status Quo	76
8.2	Geschäftsmodelle	77
8.3	Steuerung und Steuerungstechnik.....	80
8.4	Potentialanalyse	82
8.5	Fazit und Ausblick	85
9	Versorgungssicherheit	87
9.1	Status Quo	88

9.2 Kohleausstieg	93
9.3 Energieinformationsnetz und Datenübermittlung.....	95
9.4 Ausblick und Zusammenfassung	101
10 Sektorkopplung	102
10.1 Aktueller Stand.....	102
10.2 Sektorkopplung im Wärmesektor.....	102
10.3 Sektorkopplung im Verkehrssektor	110
10.4 Daten	115
10.5 Zusammenfassung und Ausblick.....	117
11 Elektromobilität und deren Ladestruktur	119
11.1 Arten von Elektrofahrzeugen	119
11.2 Status Quo.....	120
11.3 Potential bis 2030	121
11.4 Netzdienliches Laden.....	122
11.5 Ladeinfrastruktur	127
11.6 Daten	130
11.7 Zusammenfassung und Ausblick.....	133
12 Regelenergiemarkt.....	136
12.1 Status Quo.....	136
12.2 Potentialanalyse.....	142
12.3 Daten	147
12.4 Zusammenfassung und Ausblick.....	150
13 Energieeffizienz	152
13.1 Entwicklung der Energieeffizienz.....	152
13.2 Digitalisierung als Motor für die Steigerung der Energieeffizienz	156
13.3 Daten	160
13.4 Einbindung von Energieeffizienz in die Datenthematik.....	160

13.5	Ausblick und Zusammenfassung	164
14	Blockchain und Stromhandel	165
14.1	Status Quo	165
14.2	Weiterentwicklung des Stromhandels	166
14.3	Blockchain	168
14.4	Smart Contract	169
14.5	Mining	169
15	Datenmanagement	173
15.2	Datenschutz und kritische Infrastruktur	175
15.3	Datenbasierte Geschäftsmodelle	182
16	Fazit	185
	Literaturverzeichnis	CXC

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Energieeinspeisung durch erneuerbare Energien 2017 in TWh (vgl. BMWi 2018d; BMWi 2018e)	4
Abbildung 2: Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergie- und Bruttoendenergieverbrauch (vgl. BMWi 2018e)	4
Abbildung 3: Anteil Erneuerbarer Energien an der Energieversorgung in Deutschland nach Sektoren im Jahresvergleich 2007 und 2017 in Prozent (vgl. Statista 2018)	5
Abbildung 4: Anteil Erneuerbarer Energien an der Energieversorgung in Deutschland nach Sektoren im Jahresvergleich 2007 und 2017 in TWh (vgl. BMWi 2018c; BMWi 2018e; Statista 2018)	6
Abbildung 5: Gegenüberstellung von Energieverbräuchen und den Anteilen der erneuerbaren Energien nach Sektoren im Jahr 2017 in TWh (vgl. BMWi 2018c; BMWi 2018e; Statista 2018)	7
Abbildung 6: Stromexport und -import von und nach Deutschland in den Jahren 1991 bis 2016 (vgl. BMWi 2018g)	8
Abbildung 7: Energieeinspeisung durch erneuerbare Energieanlagen; Vergleich 2017 und 2030 (vgl. AEE e.V.)	9
Abbildung 8: Eingespeiste Energiemenge von Onshore-Windenergieanlagen 2017 und 2030 (vgl. AEE e.V.)	9
Abbildung 9: Eingespeiste Energiemenge von Offshore-Windenergieanlagen 2017 und 2030 (vgl. AEE e.V.)	11
Abbildung 10: Eingespeiste Energiemenge von Photovoltaikanlagen 2017 und 2030 (vgl. AEE e.V.)	12
Abbildung 11: Eingespeiste Energiemenge von Biomasseanlagen 2017 und 2030. (vgl. AEE e.V.)	13
Abbildung 12: Eingespeiste Energiemenge von Wasserkraftanlagen 2017 und 2030 (vgl. AEE e.V.)	14
Abbildung 13: Eingespeiste Energiemenge von Geothermieanlagen 2017 und 2030. (vgl. AEE e.V.)	14
Abbildung 14: Datenfluss in Umfeld erneuerbarer Energieanlagen mit Machine Learning - Software (eigene Darstellung)	17
Abbildung 15 Strommix 2018 und 2030 – eigene Darstellung (vgl. Energy-Charts.de und Agora Energiewende)	19
Abbildung 16 Datenkommunikation im Bilanzkreis- eigene Darstellung (vgl. Bundesnetzagentur EEG Clearingstelle 2016)	23
Abbildung 17 Zählertypen – eigene Darstellung (BNetzA)	27

Abbildung 18 Smart Meter Rollout – eigene Darstellung (vgl. Bundesnetzagentur) ...	28
Abbildung 19 sternförmige Datenkommunikation im Bilanzkreis – eigene Darstellung (vgl. Bundesnetzagentur Clearingstelle 2016).....	30
Abbildung 20 Einsatzbereiche Smart Meter- (vgl. Standardisierungsstrategie BSI) ...	34
Abbildung 22: Datenfluss im Smart Home (eigene Abbildung).....	43
Abbildung 23: Smart Home in Deutschland 2017: Umsatz in Millionen € (Vgl. Statista, letzte Aktualisierung: 2018-11, Wechselkurs: 0,90554 EUR/USD).....	45
Abbildung 24: Marktanteile von Heimspeicheranbietern - eigene Darstellung (vgl. EuPD Research Sustainable Management GmbH 21.03.2018).....	48
Abbildung 25: Prinzip von Power 2Gas (vgl. Grimm et al. 2015, S. 5)	49
Abbildung 26: Speicherkapazität von Batteriespeichern (vgl. Bomberg et al. 2018).....	53
Abbildung 27: Speicherkapazität von Power to Gas (vgl. Bomberg et al. 2018)	55
Abbildung 28: Angezeigte Daten in der Tesla-App – zusammengefügte Screenshots aus Video (vgl. Tesla)	56
Abbildung 29: Beispiel-Schema einer eigenverbrauchsbezogenen Betriebsweise (vgl. Grunwald 2017, S. 2).....	57
Abbildung 30: Beispiel-Schema einer netzbezogenen Betriebsweise (vgl. Grunwald 2017, S. 5).....	59
Abbildung 31: Datenbild Speichertechnologien	59
Abbildung 32: Lastverzicht (vgl. Connect Energy Economics 2015 - Eigene Darstellung).....	62
Abbildung 33: Lastverschiebung (vgl. Connect Energy Economics 2015- Eigene Darstellung).....	62
Abbildung 34: Bereitgestellte Leistung für Abschaltbare Leistungen (Eigene Darstellung - vgl. 50Hertz Transmission GmbH et al. 2019).....	66
Abbildung 35: Abgerufene Energiemenge durch Abschaltbare Leistungen (Eigene Darstellung - vgl. 50Hertz Transmission GmbH et al. 2019).....	67
Abbildung 36: DSM-Potential in der Industrie (Eigene Darstellung - vgl. Buber et al. 2013)	72
Abbildung 37: Datenflussdiagramm DSM (Eigene Darstellung)	74
Abbildung 38: Aufbau Virtuelles Kraftwerk (vgl. Statkraft Markets GmbH)	76
Abbildung 39: Vergleich EEG-Festvergütung und EEG-Marktprämienmodell (vgl. Albersmann et al. 2016).....	77

Abbildung 40: Vermarktung Virtuelles Kraftwerk am Regelleistungsmarkt (vgl. Albersmann et al. 2016).....	78
Abbildung 41: IT-Architektur eines Virtuellen Kraftwerks (vgl. Albersmann et al. 2016).....	81
Abbildung 42: Datenflussdiagramm Virtuelles Kraftwerk (Eigene Darstellung - vgl. Albersmann et al. 2016)	82
Abbildung 43: Bedeutung einzelner Kraftwerkstypen im Virtuellen Kraftwerk (vgl. Albersmann et al. 2016).....	84
Abbildung 44: Reifegrad des VK-Marktes (vgl. Albersmann et al. 2016)	85
Abbildung 45: Einflussfaktoren auf das Zielbild 2020 für Virtuelle Kraftwerke (vgl. Albersmann et al. 2016).....	85
Abbildung 46 energiepolitisches Zieldreieck (eigene Darstellung).....	87
Abbildung 47: Entwicklung der Versorgungsunterbrechung in Deutschland (Quelle: BNetzA)	89
Abbildung 48: Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzes (Quelle: BNetzA)	91
Abbildung 49: Ausstiegsplan zur Abschaltung der Kohlekraftwerke (Quellen: BNetzA Kraftwerksliste, (vgl. BMWi 2019, S. 22)	94
Abbildung 50: Systemverantwortung des ÜNB in der Regelzone (eigene Darstellung, (vgl. Consentec GmbH 2016, S. 6)).....	98
Abbildung 51: vereinfachte Darstellung des EIN (eigene Darstellung).....	100
Abbildung 52: Anteil verschiedener Sektoren an den energiebedingten Treibhausgasemissionen in Deutschland im Jahr 2016 (vgl. BMWi 2018b)	102
Abbildung 53: Anteile verschiedener Sektoren am Endenergieverbrauch in Deutschland im Jahr 2016 (vgl. BMWi 2018b)	103
Abbildung 54: Anteil verschiedener Energieträger an der Deckung des Endenergieverbrauchs für Raumwärme und Warmwasser im Jahr 2016 (vgl. BMWi 2018b)	104
Abbildung 55: Bausteine einer nachhaltigen Wärmeversorgung (Quaschnig 2016).....	105
Abbildung 56: Anteil verschiedener Energieträger an der Deckung der Prozesswärme in den Sektoren Industrie und GHD im Jahr 2016 (vgl. BMWi 2018b).....	107
Abbildung 57: Szenarien zum Stromverbrauch für Wärmeanwendungen in Deutschland (AEE e.V. 2016)	109

Abbildung 58: Anteile verschiedener Verkehrsarten am gesamten Endenergieverbrauch des Verkehrssektors im Jahr 2017 (BMVI 2018)	110
Abbildung 59: Anteile verschiedener Energieträger am gesamten Endenergieverbrauch des Verkehrssektors im Jahr 2017 (vgl. BMVI 2018)	111
Abbildung 60: Effizienz strombasierter Verkehrskonzepte im Vergleich zu herkömmlichen Fahrzeugen im Individualverkehr mit Verbrennungsmotor (vgl. Quaschning 2016)	112
Abbildung 61: Szenarien zur direkten Nutzung von elektrischem Strom in Deutschland (AEE e.V. 2016)	115
Abbildung 62: Datenflüsse der Sektorkopplung (eigene Darstellung)	116
Abbildung 63: Anzahl der Neuzulassungen von Elektroautos in Deutschland von 2003 bis 2019 (Statista GmbH (Statista) 2019)	120
Abbildung 64: Bestand an Personenkraftwagen nach Kraftstoffarten im Jahr 2018 (KBA)	121
Abbildung 65: Entwicklung der Anzahl von Elektrofahrzeugen bis 2030 (vgl. FfE 2018)	122
Abbildung 66: Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen (FfE 2016)	123
Abbildung 67: Mittlere Ladeleistung ohne Ladesteuerung (FfE 2018)	124
Abbildung 68: Verschiedene Ladetechniken im Vergleich (Quelle: www.mobilityhouse.com)	125
Abbildung 69: Gesteuertes Laden (FfE 2018)	126
Abbildung 70: PV-Nutzungsoptimierte Ladesteuerung auf P&R-Parkplätzen (FfE 2017)	127
Abbildung 71: Öffentlich zugängliche Ladepunkte in Deutschland 2014 und 2017 (NPE 2018)	129
Abbildung 72: Ausbau öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur (NPE 2018)	130
Abbildung 73: IKT für Elektromobilität II (www.cleanthinking.de)	131
Abbildung 74: Datenflüsse der Ladestruktur und Elektromobilität (eigene Darstellung)	133
Abbildung 75: Regelzonen der Übertragungsnetzbetreiber (vgl. Speckamp 2016) ..	137
Abbildung 76: Steuerung der Regellenergie - eigene Darstellung (vgl. Consentec GmbH 2014, S. 10)	139
Abbildung 77: Entwicklung des Bedarfes an Regelleistung (vgl. BNetzA und BKartA 2019a, S. 184) (vgl. Spieker et al. 2016, S. 5)	143

Abbildung 78: Entwicklung der Leistungspreise der Regelenergiearten (vgl. Next Kraftwerke GmbH) (vgl. Spieker et al. 2016, S. 10)	144
Abbildung 79: Entwicklung der Vorhaltungskosten für Regelleistung (vgl. BNetzA und BKartA 2019a, S. 179) (vgl. Spieker et al. 2016, S. 11)	146
Abbildung 80: Einbindung von energetischen Anlagen in ein virtuelles Kraftwerk – bearbeitete Darstellung (vgl. mdex GmbH)	148
Abbildung 81: Datenbild Regelenergiemarkt - eigene Darstellung (vgl. dena)	149
Abbildung 82: Entwicklung des Endenergieverbrauchs in den Sektoren (Quelle: AGEb)	153
Abbildung 83: Darstellung der Primärenergieproduktivität (Quelle: AGEb)	154
Abbildung 84: Darstellung der Endenergieproduktivität (Quelle: AGEb)	155
Abbildung 85: Digitalisierung als Enabler der Energiewende (Quelle: dena)	156
Abbildung 86: Qualitativer Einfluss des Digitalisierungsgrad auf Nutzen bzw. Aufwand (Quelle: dena)	159
Abbildung 87: Vernetztes Energiesystem der ETA-Fabrik (Adele et al.)	161
Abbildung 88: Umsetzung der Daten- und Informationsflüsse einer energieeffizienten Fabrik (eigene, vereinfachte Darstellung)	163
Abbildung 89: Ein Strommarkt für die Energiewende (BMWi 2014b)	166
Abbildung 90: Einsatzpotenziale der Blockchain im Energiehandel (Merz 2016)	172
Abbildung 91: Darstellung der Teilbereiche der Data Governance (Dr. Matthias Pfeffer)	174
Abbildung 92: Datenschutz und Datensicherheit (dena 2018b)	177
Abbildung 93: Schwellenwerte nach der BSI-Kritisverordnung (Stromversorgung) (dena 2018b)	180
Abbildung 94: Status quo Datenschutz und Datensicherheit (dena 2018b)	181

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Netzausbau bis 2030– eigene Darstellung (vgl. Netzentwicklungsplan der ÜNB 2017-2030).....	20
Tabelle 2: Preisobergrenzen Einbau und Betrieb Smart Meter – eigene Darstellung (vgl. Bundesnetzagentur)	29
Tabelle 3: Use Cases zur Steuerung mit Smart Metern - (Dr. Kai Daniel 2015)	32
Tabelle 4: Daten im Smart-Home-System (vgl. KIT 2015), eigene Tabelle)	42
Tabelle 5: Kenndaten eines durchschnittlichen Batteriespeichers für Privathaushalte (vgl. Pellingner und Schmid 2016, S. 160)	51
Tabelle 6: Entwicklung von Batteriespeichern für Privathaushalte (vgl. Pellingner und Schmid 2016, S. 160).....	52
Tabelle 7: Entwicklung der Elektrolyse (vgl. Maier 2018, S. 17–18).....	54
Tabelle 8: Entwicklung der Methanisierung (vgl. Maier 2018, S. 17–19).....	54
Tabelle 9: Derzeitige präqualifizierte Leistung von DSM 2018 in GW (vgl. 50 Hertz et al. 2018 - Eigene Darstellung)	63
Tabelle 10: Aufbau Vermarktung DSM als Abschaltbare Last (vgl. Bundesregierung 16.08.2016; vgl. 50Hertz Transmission GmbH et al.)	65
Tabelle 11: Präqualifizierte DSM-Einheiten für Abschaltbare Lasten 2018 (vgl. 50Hertz Transmission GmbH et al.).....	66
Tabelle 12: Potential DSM (vgl. Bomberg et al. 2018).....	69
Tabelle 13: DSM-Potential Industrie in Süddeutschland (Eigene Darstellung - vgl. Buber et al. 2013).....	72
Tabelle 14: Zusätzlicher Strombedarf durch die Substitution der verbliebenen Raumwärme und des Warmwassers aus fossilen Energieträgern (vgl. Quaschning 2016)	106
Tabelle 15: Zusätzlicher Strombedarf durch die Substitution der verbliebenen Prozesswärme aus fossilen Energieträgern (vgl. Quaschning 2016)	108
Tabelle 16: Zusätzlicher Strombedarf im Verkehrsbereich durch die Substitution der fossilen Energieträger mit starken Effizienzmaßnahmen (vgl. Quaschning 2016)	114
Tabelle 17: Daten im Sektor Strom und Wärme (eigene Darstellung)	116
Tabelle 18: Entwicklung des Strombedarfs für eine klimaneutrale Energieversorgung mit Effizienzmaßnahmen (vgl. Quaschning 2016)	117
Tabelle 19: Ladeverfahren im Vergleich (eigene Darstellung)	128

Tabelle 20: Netz- und Sicherheitsmaßnahmen 2017 (Eigene Darstellung (Bundesnetzagentur))	170
---	-----

Abkürzungsverzeichnis

AC	Wechselstrom
AregV	Anreizregulierungsverordnung
BEV	Batteriefahrzeug
BiKo	Bilanzkreiskoordinator
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DC	Gleichstrom
DEA	Dezentrale Energieerzeugungsanlagen
DSM	Demand Side Management
EDL	Energiedienstleistung
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEV	Endenergieverbrauch
EIN	Energieinformationsnetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU	Europäische Union
FCEV	Brennstoffzellenfahrzeug
FfE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft
gMSB	grundzuständiger Messstellenbetreiber
GP	Green Policies
GPS	Global Positioning System
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunden
ID	Identifikator
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
iMs	intelligentes Messsystem
IoT	Internet of Things
ISO	Internationale Organisation für Normung
IT	Informationstechnik
KBA	Kraftfahrtbundesamt

kW	<i>Kilowatt</i>
kWh	<i>Kilowattstunde</i>
KWK	<i>Kraft-Wärme-Kopplung</i>
kWp	<i>Kilowatt peak</i>
LKW	<i>Lastkraftwagen</i>
mME	<i>moderne Messeinrichtung</i>
MRL-	<i>negative Sekundärregelleistung</i>
MRL+	<i>positive Minutenregelleistung</i>
MSB	<i>Messstellenbetreiber</i>
MsbG	<i>Messstellenbetriebsgesetz</i>
Mt	<i>Megatonnen</i>
MW	<i>Megawatt</i>
MWh	<i>Megawattstunden</i>
NetzResV	<i>Netzreserveverordnung</i>
NNE	<i>Netznutzungsentgelte</i>
NVR	<i>Netzverknüpfte Ressourcen</i>
OCPP	<i>Open Charge Point Protocol</i>
P2L	<i>Power-to-Liquid</i>
PD	<i>Predicted Development</i>
PEV	<i>Primärenergieverbrauch</i>
PFM	<i>Portfoliomanagement</i>
PHEV	<i>Plug-in-Hybrid-Fahrzeug</i>
PRL	<i>Primärregelleistung</i>
PTEs	<i>präqualifizierte technische Einheiten</i>
PV	<i>Photovoltaik, Photovoltaik</i>
REEV	<i>Range-Extended Electric Vehicle</i>
RLM	<i>registrierende Leistungsmessung</i>
SAIDI	<i>System Average Interruption Duration Index</i>
SLP	<i>Standardlastprofil</i>
SMGA	<i>Smart- Meter- Gateway- Administrator</i>
SMGW	<i>Smart-Meter-Gateway</i>
SNL	<i>schnell abschaltbare Lasten</i>
SOC	<i>state of charge</i>

SOL.....	<i>sofort abschaltbare Lasten</i>
SRL-	<i>negative Sekundärregelleistung</i>
SRL+	<i>positive Sekundärregelleistung</i>
StromNEV	<i>Stromnetzentgeltverordnung</i>
TWh.....	<i>Terawattstunden</i>
ÜNB.....	<i>Übertragungsnetzbetreiber</i>
VK.....	<i>Virtuelles Kraftwerk</i>
VNB.....	<i>Verteilnetzbetreiber</i>
VS.....	<i>Verbrauchsstellen</i>
wMSB.....	<i>wettbewerblicher Messstellenbetreiber</i>
WSB	<i>Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung</i>

1 Einleitung

1.1 Zielsetzung

Das oberste Ziel dieser Analyse ist es, die zukünftige Entwicklung der elektrischen Energieversorgung in Deutschland anhand diverser Gesichtspunkte zusammenzufassen und darauf aufbauend zu erörtern, welche Potentiale für die Digitalisierung bereits existieren und in Zukunft entstehen können. Hierfür wurde die folgende Analyse in die, nach Ansicht der Autoren bedeutendsten Bereiche der deutschen Energiewirtschaft unterteilt. Die relevanten, in je Kapitel wiederkehrenden Aspekte sind der Status Quo, die Potentialanalyse und die relevanten Daten.

Im Allgemeinen sollen hierbei somit die folgenden Fragen beantwortet werden:

- Was ist der Status Quo der betrachteten Bereiche der Energiewirtschaft und der elektrischen Energieversorgung in Deutschland?
- Welches Potential besitzen diese Bereiche in Zukunft und wie entwickeln sie sich?
- Welche Trends lassen sich in den jeweiligen Potentialanalysen erkennen?
- Welche Rolle spielen diese Bereiche in Zukunft für die elektrische Energieversorgung in Deutschland?
- Welche Daten fallen in diesen Bereichen an und wie lassen sich diese zusammenfassend abbilden?
- Welche Voraussetzungen müssen für eine digitalisierte Energiewirtschaft erfüllt werden?
- Welche Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen lassen sich aus den Erkenntnissen besonders im Hinblick auf die Digitalisierung ableiten?

1.2 Vorgehensweise

Die Erstellung dieser Analyse erfolgte in folgenden Schritten:

Wie im Kapitel zuvor bereits angedeutet, wurde zu Beginn die deutsche Energiewirtschaft und -versorgung in verschiedene, in den Augen der Autoren wichtige Bereiche klassifiziert. Folgende Gesichtspunkte wurden hierbei herausgearbeitet: Der Status Quo, die Potentialanalyse und die anfallenden Daten und deren Flussstruktur. Das Hauptaugenmerk lag dabei auf den Chancen und Potentialen der Digitalisierung. Im Hinblick auf das Themenfeld der Daten erfolgte durch die Autoren die Erstellung eines Datenbildes für die jeweiligen Bereiche, in dem alle anfallenden und auszuwertenden Daten schematisch zusammengefasst sind. Um einen konkreten Überblick über die behandelten Gliederungspunkte zu gewährleisten, wurden zum Abschluss jedes Kapitels sowohl eine Zusammenfassung über die gesammelten Erkenntnisse als auch ein Ausblick über zukünftig relevante und zu berücksichtigende Aspekte und Fragen niedergeschrieben. Des Weiteren sollten im abschließenden Gesamtfazit die wichtigsten Ergebnisse der einzelnen Unterpunkte, vor allem unter Berücksichtigung der Potentiale für die Digitalisierung, nochmals kurz und kompakt durch die Autoren dieser Analyse dargestellt werden.

2 Die Energiewende

Heute, knapp dreißig Jahre nach Inkrafttreten des weltweit ersten Stromeinspeisegesetzes (1991) und knapp zwanzig Jahre nach Verabschiedung des Erneuerbaren-Energien-Gesetz (2000) ist die Energiewende an einem wichtigen Punkt angelangt. Trotz umfangreicher Forschungsanstrengungen und der rasanten Entwicklung in fast allen Bereichen der erneuerbaren Energien stellt sich eine sektorübergreifende Energiewende als herausfordernd dar. Dabei spielen kapazitive und vor allem technische Hürden eine große Rolle, weshalb innovative Verfahren der Energienutzung und der Energieumwandlung, sowie eine voranschreitende Digitalisierung der Energiewirtschaft immer weiter in den Vordergrund rücken. Natürlich bildet der Ausbau der erneuerbaren Energien weiterhin die Grundlage des Vorantreibens, allerdings sind es die energiewirtschaftlichen Details, die es nun zu beachten gilt. Auch hierfür müssen, wie schon in den Jahren zuvor, weitere zukunftsweisende Regelungen verankert werden. In diesem Kapitel werden der derzeitige Stand und die weitere Entwicklung der Energiewende betrachtet um schlussfolgernd das Potential der Digitalisierung für die Energiewende herauszuarbeiten.

2.1 Status Quo

Um die Energiewende ganzheitlich betrachten zu können, wurden im Zuge der Recherche der Arbeit die wichtigsten Zahlen und Fakten herausgefiltert und im folgenden Abschnitt beschrieben.

Im Jahr 2017 hatte Deutschland laut Bundesministerium für Wirtschaft und Energie einen Bruttoendenergieverbrauch von ca. 2.590 TWh, dem gegenüber stehen ca. 415 TWh, die aus erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen zur Verfügung gestellt wurden. In Abbildung 1 können die vorhandenen erneuerbaren Energieträger und deren Anteil an am Primärenergieverbrauch betrachtet werden. Die Biomasse zeigt hierbei einen Anteil von ungefähr 55 % am Anteil aller erneuerbaren Energieträger. Darauf folgt die Onshore-Windenergie mit einem Anteil von 18 %, Photovoltaik mit 12 % und offshore Windenergie mit 3 %. (vgl. BMWi 2018d; BMWi 2018e)

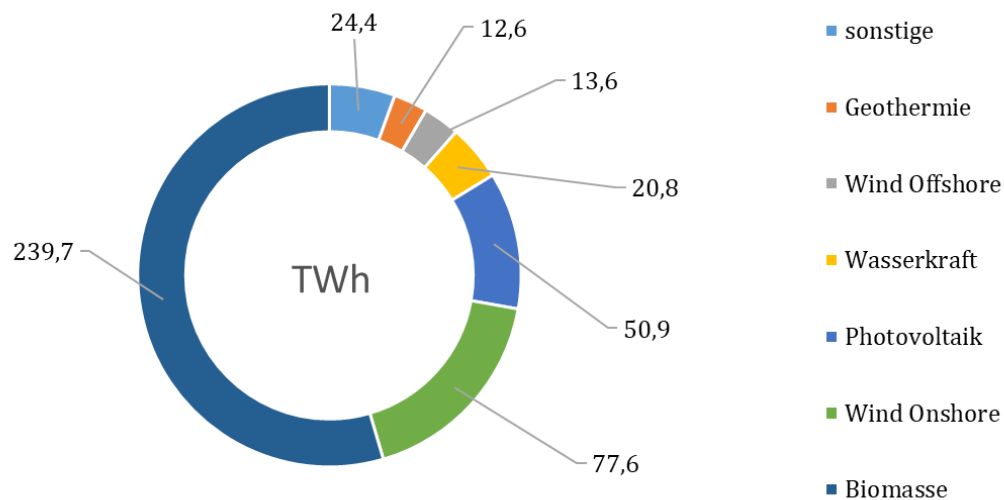


Abbildung 1: Energieeinspeisung durch erneuerbare Energien 2017 in TWh (vgl. BMWi 2018d; BMWi 2018e)

Bezogen auf den Primärenergie- und den Bruttoendenergieverbrauch liegt der Anteil der erneuerbaren Energien somit bei 13,1 % und 15,6 % (siehe Abbildung 2).

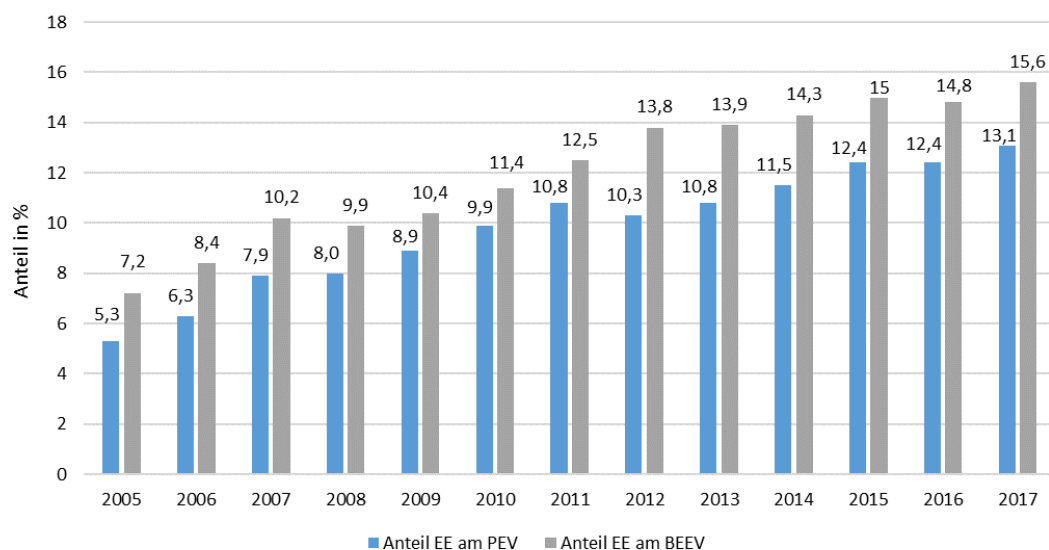


Abbildung 2: Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergie- und Bruttoendenergieverbrauch (vgl. BMWi 2018e)

In dieser Analyse wird die Einteilung der Energieverbräuche in die Sektoren Strom, Wärme und Kälte, sowie Verkehr gewählt. Bei Betrachtung der Energieverbräuche der einzelnen Sektoren wird schnell deutlich, dass der Fokus beim Vorantreiben der Energiewende zukünftig stärker auf der Entwicklung von Strategien zur Deckung des

Wärmebedarfs durch erneuerbare Energien liegen muss. Derzeit tendiert die Energiewende weiterhin Richtung Stromwende, was zum Erreichen der Klimaziele für das Jahr 2030 nicht ausreichen dürfte. Wie in Abbildung 3 zu erkennen ist, lag der Anteil der erneuerbaren Energien am Wärmeverbrauch im Jahr 2017 bei lediglich 12,9 %, was bei einem jährlichen Wärmeverbrauch von 1.226 TWh einer Energiemenge von 158,2 TWh entspricht. Während in den Sektoren Strom und Wärme die Anteile der erneuerbaren Energien im Vergleich zum Jahr 2007 gestiegen sind, ist im Bereich Verkehr ein sinkender Anteil zu verzeichnen. Hier liegen zukünftig große Potentiale, da mit der geplanten Elektrifizierung des Verkehrssektors durch die flächendeckende Verbreitung von Elektroautos erneuerbare Energien unausweichlich mehr in die Deckung des Bedarfs einbezogen werden. Dabei zu bedenken ist, dass solche Potentiale nur ausgeschöpft werden können, wenn der Ausbau der erneuerbaren Energien kontinuierlich und innovativ weiterbetrieben wird. (vgl. BMWi 2018e)

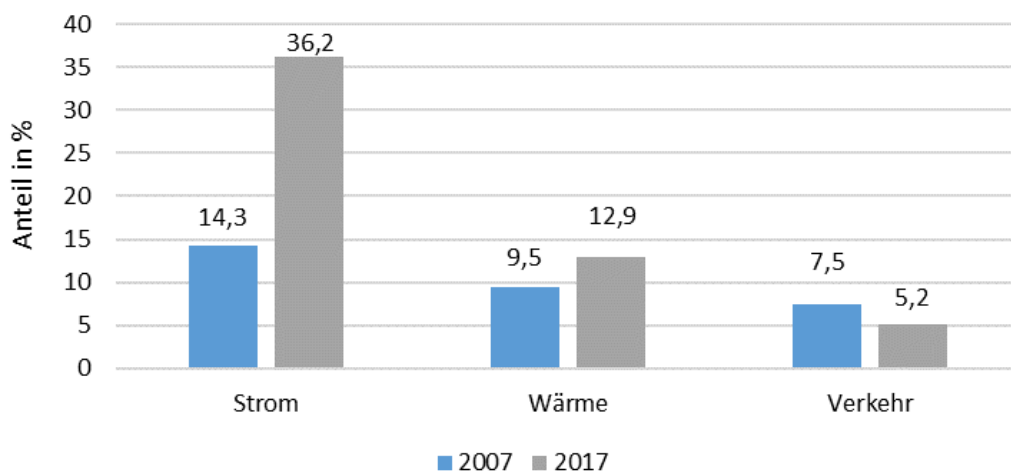


Abbildung 3: Anteil Erneuerbarer Energien an der Energieversorgung in Deutschland nach Sektoren im Jahresvergleich 2007 und 2017 in Prozent (vgl. Statista 2018)

Beim Vergleichen der Anteile in Terrawattstunden bemessen an den Verbrauchsdaten von 2017, entsteht ein objektives Bild der Entwicklung der Anteile der erneuerbaren Energien an den jeweiligen Sektoren.

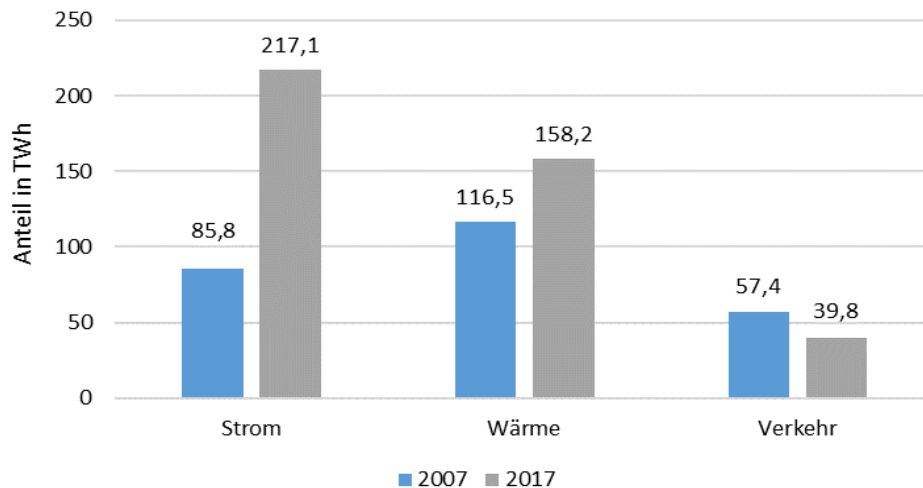


Abbildung 4: Anteil Erneuerbarer Energien an der Energieversorgung in Deutschland nach Sektoren im Jahresvergleich 2007 und 2017 in TWh (vgl. BMWi 2018c; BMWi 2018e; Statista 2018)

Ganzheitlich lässt sich der gegenwärtige Zustand der Energiewende in einer Gegenüberstellung von Energieverbräuchen und den jeweiligen Anteilen der erneuerbaren Energien betrachten. Zunächst wird hervorgehoben, dass der Energieverbrauch im Sektor Wärme mehr als doppelt so groß ist wie der Verbrauch im Sektor Strom. Sogar der Verkehrssektor benötigt mehr Energie als der Stromsektor. Somit relativieren sich die Erfolge der erneuerbaren Energien. (vgl. BMWi 2018c; BMWi 2018e; Statista 2018)

Der erneuerbare Anteil im Bereich Wärme wird mit 87 % fast ausschließlich durch die Biomasse gedeckt, dazu zählen überwiegend biogene Festbrennstoffe, wie Holz einschließlich Holzpellets und Holzkohle. Auch im Sektor Verkehr dominiert die Biomasse, welche an den knapp 40 TWh aus erneuerbaren Energien einen Anteil von 88 % besitzt. (vgl. BMWi 2018e)

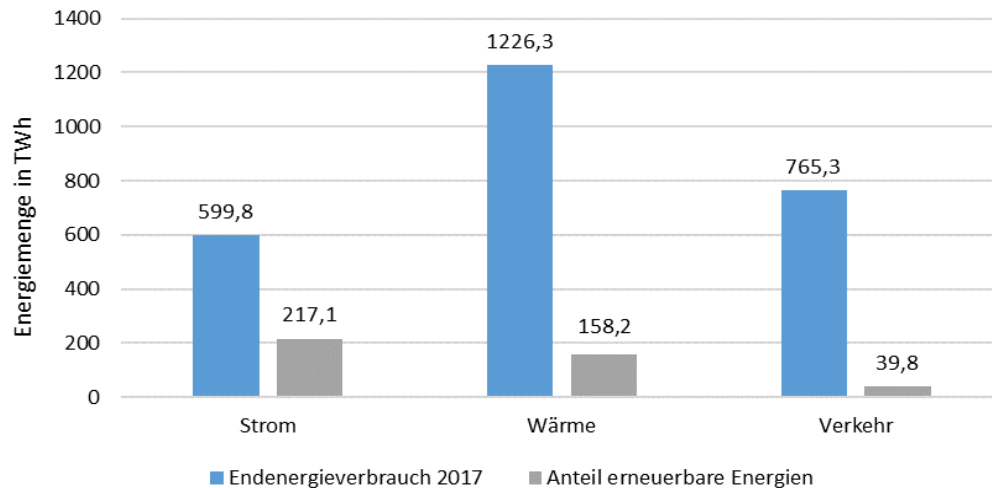


Abbildung 5: Gegenüberstellung von Energieverbräuchen und den Anteilen der erneuerbaren Energien nach Sektoren im Jahr 2017 in TWh (vgl. BMWi 2018c; BMWi 2018e; Statista 2018)

Ein weiterer wichtiger Betrachtungsfaktor ist der Stromexport und -import von Deutschland, weil sich hier das Problem der fluktuierenden Energien zeigt. Bis zum Jahr 2002, also dem Beginn der Energiewende, sind Stromexport und -import annähernd gleich. Mit dem zunehmenden Ausbau der erneuerbaren Energien liegen die Stromimporte wieder auf dem Niveau von 1991, allerdings ist die Menge an exportiertem Strom enorm gestiegen. Dies hat sowohl negative Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von erneuerbaren Energieanlagen als auch auf das Stromnetz, welches diese Überkapazitäten abpuffern muss. Dementsprechend müssen Lösungen gefunden werden, um den überproduzierten Strom ökonomisch sinnvoll auf nationaler Ebene verwenden zu können. (vgl. BMWi 2018c; BMWi 2018e; Statista 2018)

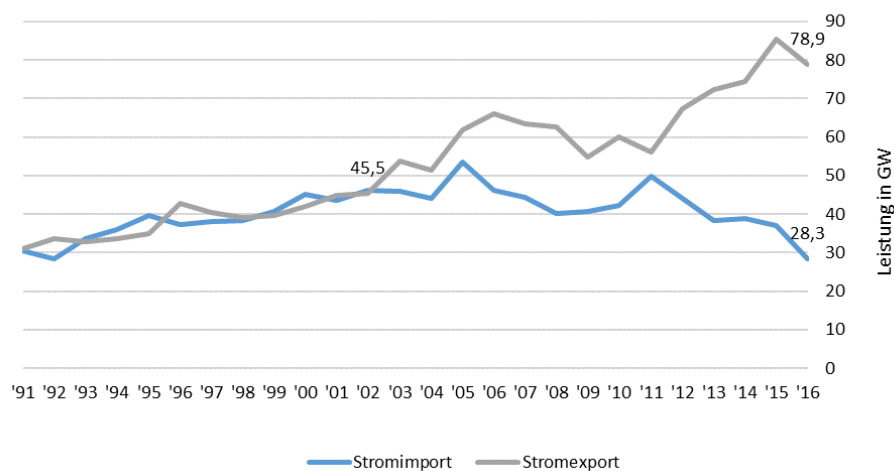


Abbildung 6: Stromexport und -import von und nach Deutschland in den Jahren 1991 bis 2016 (vgl. BMWi 2018g)

2.2 Entwicklung der Erneuerbaren Energien zum Jahr 2030

Nach Inkrafttreten des Pariser Klimaabkommen 2016 hat sich die Bundesregierung auf folgende energetische Ziele, die bis zum Jahr 2030 erreicht werden sollen, geeinigt. Zum einen soll der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bei 65 % und der Anteil am Bruttoendenergieverbrauch bei 32 % liegen. Zum anderen soll der Primärenergieverbrauch gegenüber dem Jahr 2008 um 30 % gesenkt werden. Betrachtet wird zunächst das Potential der erneuerbaren Energien im Jahr 2030 und inwieweit dies zum Erreichen der Ziele der Bundesregierung ausreicht. Das im November 2018 vom europäischen Parlament verabschiedete Paket „Saubere Energie für alle Europäer“, welches besagt, dass der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch bis zum Jahr 2030 bei 32 % liegen soll, wird in dieser Arbeit nicht betrachtet. (vgl. BMWi 2015)

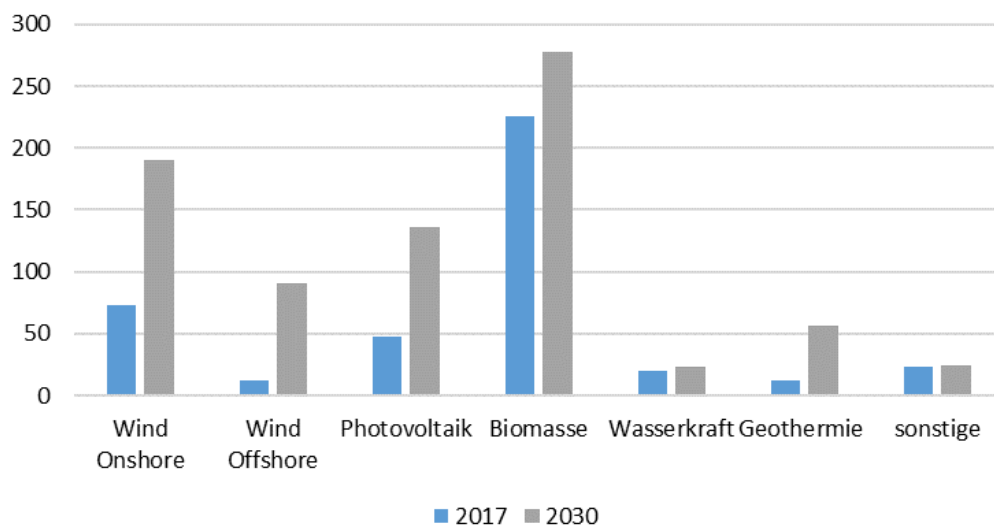


Abbildung 7: Energieeinspeisung durch erneuerbare Energieanlagen; Vergleich 2017 und 2030 (vgl. AEE e.V.)

2.2.1 Windenergie (Onshore)

Als zweitgrößter erneuerbarer Energieträger ist die Onshore-Windenergie wichtiger Bestandteil der Energiewende. Vor allem der fortgeschrittene Entwicklungsstand und die sich langjährig bewährte Technik tragen zum Erfolg der Windenergie an Land bei und sorgen für ein überschaubares Risiko für Investoren. Wie in der folgenden Abbildung zu sehen ist, könnte sich die Einspeisung bis zum Jahr mit einer zusätzlichen Menge von 117 TWh mehr als verdoppeln.

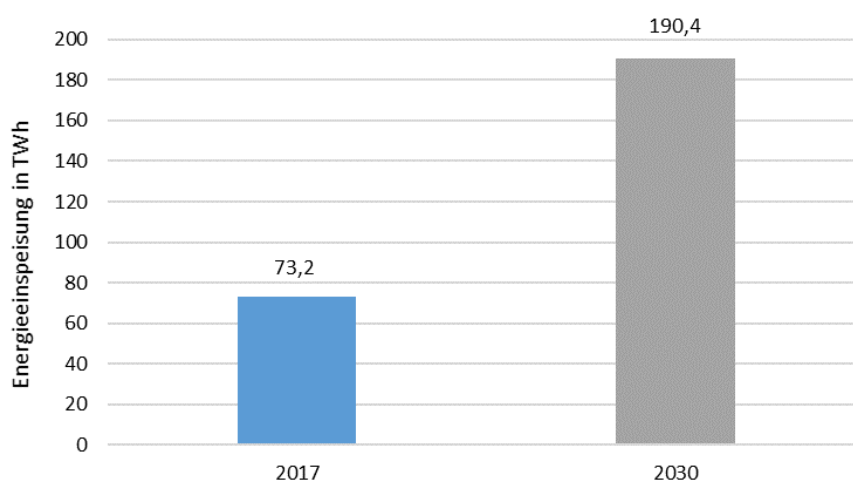


Abbildung 8: Eingespeiste Energiemenge von Onshore-Windenergieanlagen 2017 und 2030 (vgl. AEE e.V.)

Allerdings gibt es eine Reihe von Herausforderungen, für die in den nächsten Jahren Lösungen gefunden werden müssen. In vielen Kommunen wird eine sinkende Akzeptanz der betroffenen Bevölkerung für Windenergie Gründe hierfür sind ästhetischer Natur die mögliche Lärmbelästigung und Schattenwurf. Um letzteres Problem zu umgehen, werden immer wieder neue Abstandregelungen diskutiert, wodurch sich allerdings das Potential an Windenergieleistung um ein Vielfaches verringert. Zum Beispiel würde sich das Windenergiepotential in Bayern um das Vierundzwanzigfache verringern, wenn sich der Abstand von Windenergieanlagen zu Wohnsiedlungen von 1.200 m auf 2.000 m erhöht. Ein weiteres und längst bekanntes Problem ist die Fluktuation. Um Stromüberschüsse und Stromknappheit im nationalen Stromnetz abfangen zu können, werden in den nächsten Jahren verstärkt Energieumwandlungs- und Energiespeichersysteme im Bereich der Sektorkopplung an Bedeutung gewinnen. Auch das netzdienliche Laden von Elektroautos spielt dabei eine große Rolle. (vgl. AEE e.V.)

2.2.2 Windenergie (Offshore)

Mit einem Anteil von ca. 3 % an der Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien besitzt die Offshore-Windenergie derzeit kaum eine Bedeutung. Nach den Plänen der Bundesregierung wird sich die Rolle der Offshore-Windenergie innerhalb der nächsten Jahre stark ändern und bis zum Jahr 2030 im Vergleich zum Jahr 2017 die siebenfache Energiemenge pro Jahr bereitstellen. Der Anteil an der Energiebereitstellung würde sich dadurch auf 11 % erhöhen. Grund dafür sind die Vorteile gegenüber anderen erneuerbaren Energien. Am Wichtigsten ist dabei die gleichmäßigere Stromerzeugung und -einspeisung in Verbindung mit einer hohen Prognosegüte, wodurch Offshore-Energieanlagen teilweise zur Deckung der Grundlast genutzt werden können. (vgl. AEE e.V.)

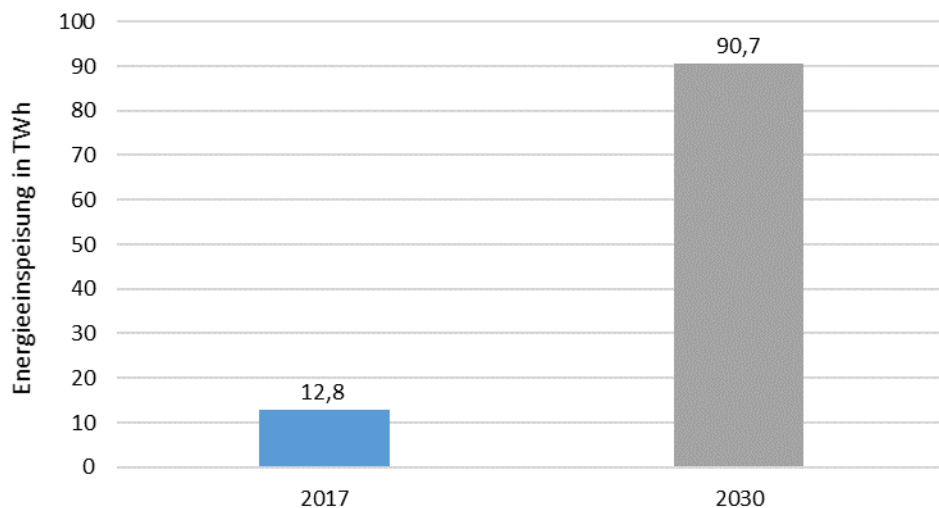


Abbildung 9: Eingespeiste Energiemenge von Offshore-Windenergieanlagen 2017 und 2030 (vgl. (AEE e.V.))

Allen Vorteilen zum Trotz, gibt es beim Ausbau der Offshore-Windenergieanlagen Hindernisse zu überwinden. Ein Hauptproblem ist der schleppende Ausbau der Übertragungsnetze von Nord- nach Süddeutschland, wodurch die Inbetriebnahme vorhandener Anlagen und die Planung von weiteren Anlagen starken Verzögerungen ausgesetzt sind. Dabei stellt eine Investition in solche Anlagen schon beim Bau ein größeres Risiko dar, als eine Investition in andere erneuerbare Energieerzeugungsanlagen. Vor allem die Wassertiefe und die große Küstenentfernung sorgen beim Bau der Anlagen für erhöhte Anforderungen an die Technik und das Material. (vgl. AEE e.V.)

2.2.3 Photovoltaik

Hinter der Biomasse und der Onshore-Windenergie ist die Photovoltaik die dritte Kraft der erneuerbaren Energien, welche eine der wenigen Möglichkeiten darstellt, auch als Privatperson einen Teil zur Energiewende beitragen zu können. Denn aufgrund der höchsten Flächeneffizienz unter den erneuerbaren Energien von mehr als 150 W/m^2 können auch kleine Energieerzeugungsanlagen bis zu einer Leistung von 3 kW_p wirtschaftlich betrieben werden. Dabei bleiben die Investitionskosten überschaubar und das Risiko verringert sich dank der ausgereiften Technik und langjähriger Leistungsgarantien. Doch beim Ausblick bis zum Jahr 2030 geht es nicht nur um PV-

Parks bestehend aus normalen PV-Modulen, sondern auch um den Bau von CSP-Anlagen (Central Solar Power), wie zum Beispiel Parabolrinnenkraftwerke oder Solarturmkraftwerke. Da deren effizienter Einsatz in Deutschland aufgrund der Sonnenverhältnisse umstritten ist, werden diese Projekte zurzeit auf EU-Ebene diskutiert. CSP-Anlagen benötigen, anders als herkömmliche PV-Anlagen, eine gewisse Mindestgröße und besitzen mit ca. 65 W/m^2 eine geringere Flächeneffizienz. Um 1 MW elektrische Leistung zu generieren, bedarf es einer Fläche von ca. 16.000 m^2 . Der große Vorteil von CSP-Anlagen liegt in der Speicherbarkeit der Wärme, wodurch der Strom auch nachts erzeugt werden kann. Doch es ist davon auszugehen, dass die Volatilitäten zum Jahr 2030 eher zunehmen. Deshalb ist, wie auch bei der Onshore-Windenergie, der Ausbau der PV-Anlagen mit einem Ausbau der Speicher- und Umwandlungsmöglichkeiten verbunden. (vgl. AEE e.V.)

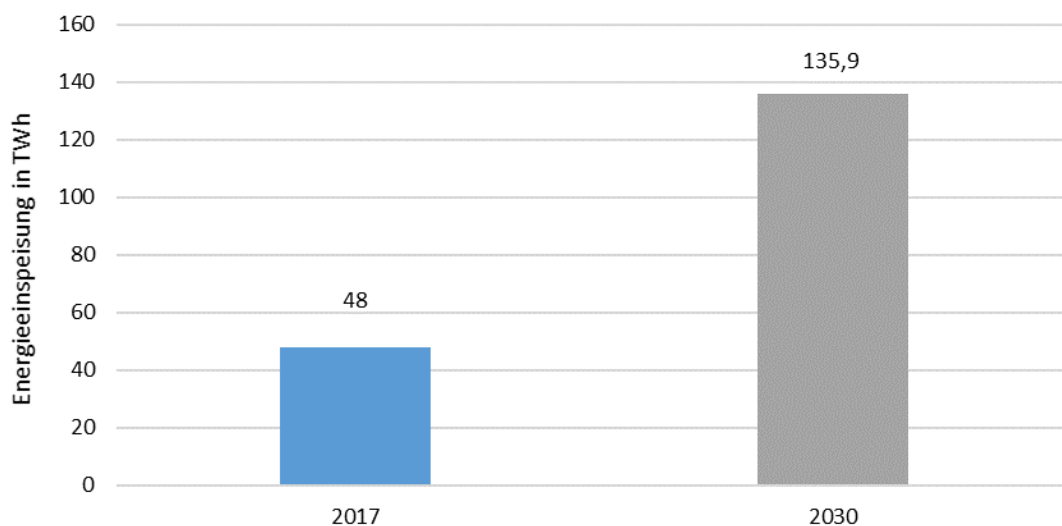


Abbildung 10: Eingespeiste Energiemenge von Photovoltaikanlagen 2017 und 2030 (vgl. AEE e.V.)

2.2.4 Biomasse

Biomasse macht den größten Teil der heutigen und auch zukünftigen Energieeinspeisung aus erneuerbaren Energien aus. Dabei fällt auf, dass bereits jetzt das Potential für Biomasseanlagen annähernd ausgeschöpft ist. Dementsprechend fällt die Steigerung der erzeugten Energiemenge mit einem Zuwachs von 23 % bis zum Jahr 2030 eher gering aus. Ein Grund hierfür ist, dass der Anbau von Biomasse in direkter

Konkurrenz zur Nahrungs- und Futtermittelproduktion steht, was schon in der Vergangenheit, wie bei der „Teller- oder Tank“-Debatte, zu strengeren Anbauregelungen geführt hat. Aufgrund der Vielfalt an Umwandlungstechnologien wird Energie aus Biomasse in allen energierelevanten Sektoren eingesetzt, als Treibstoff im Verkehr (Benzin, Diesel, Gas), zur Erzeugung von Heizwärme in Haushalten, von Prozesswärme in der Industrie und zur Stromerzeugung, wobei die Strom- und Wärmeproduktion gekoppelt erfolgen kann. (vgl. AEE e.V.)

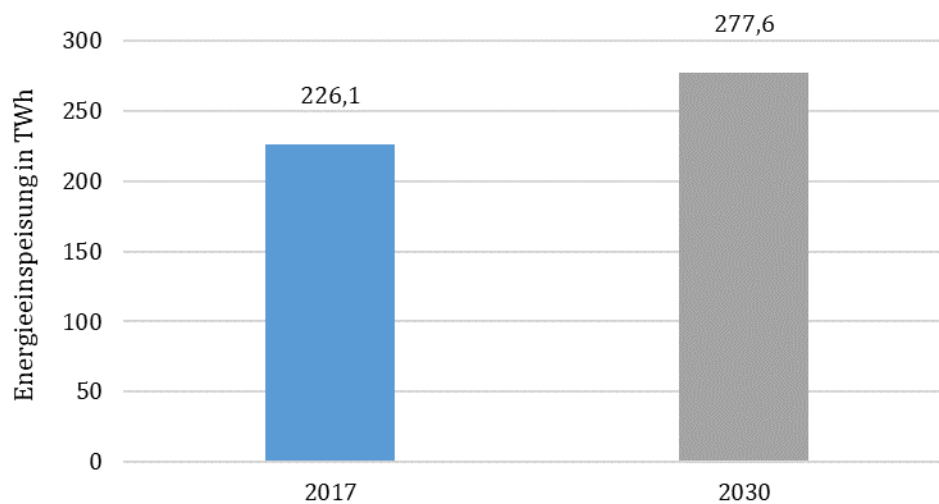


Abbildung 11: Eingespeiste Energiemenge von Biomasseanlagen 2017 und 2030. (vgl. AEE e.V.)

2.2.5 Wasserkraft

Wie bei der Biomasse sind auch die Potentiale für große Wasserkraftanlagen, zum Beispiel Pumpspeicherkraftwerke, auf Grund der fehlenden natürlichen Gegebenheiten schon jetzt weitgehend ausgeschöpft. Deshalb spielt die Wasserkraft bei der weiteren Entwicklung der Energiewende keine entscheidende Rolle mehr. Trotzdem bieten sie bis jetzt eine Alternative zur Bereitstellung von Regelleistung und eine sinnvolle Ergänzung zu PV- und Windenergieanlagen. Im Jahr 2030 könnten 3,5 TWh mehr Energie durch Wasserkraft bereitgestellt werden. Doch nicht allein der fehlende Platz verhindert einen weiteren Ausbau von Wasserkraftanlagen, auch der öffentliche Widerstand bei Großprojekten ist gestiegen. Hinzu kommen ökologische Auflagen. (vgl. (AEE e.V.)

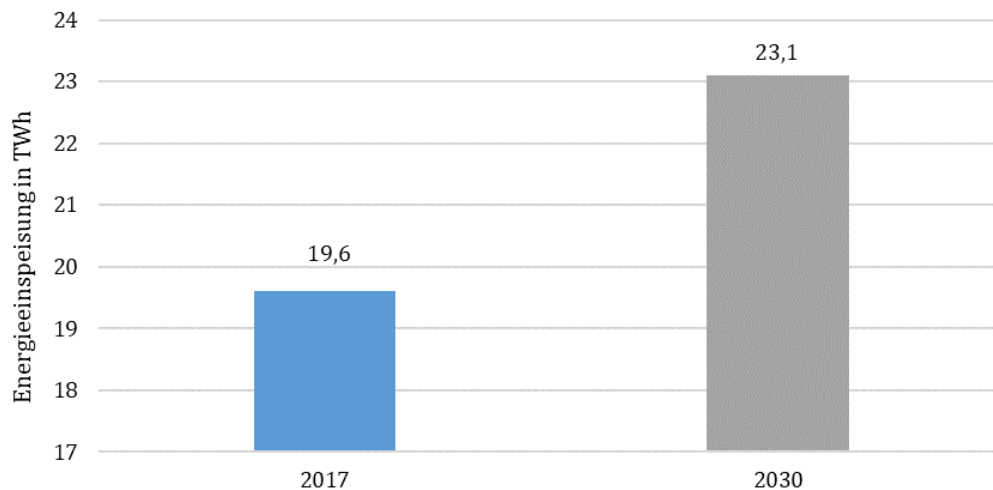


Abbildung 12: Eingespeiste Energiemenge von Wasserkraftanlagen 2017 und 2030 (vgl. AEE e.V.)

2.2.6 Geothermie

Ein Bereich der erneuerbaren Energien, dem wenig Aufmerksamkeit zugesprochen wird, ist die Geothermie. Sie besitzt ein nicht zu unterschätzendes Ausbaupotenzial mit einem möglichen Zuwachs von 45 TWh in der Energiebereitstellung, allerdings sind hierbei beträchtliche Schwierigkeiten bei der Umsetzung des Ausbaus zu erkennen. (vgl. AEE e.V.)

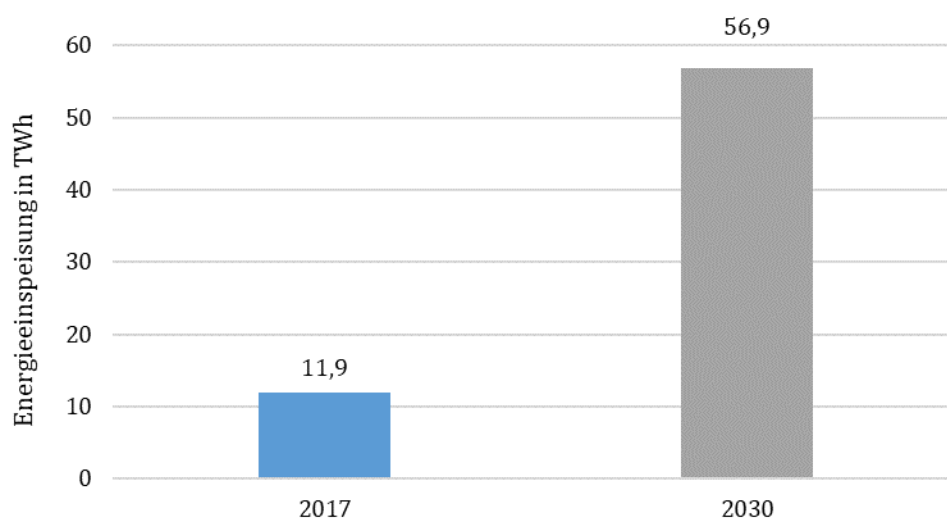


Abbildung 13: Eingespeiste Energiemenge von Geothermieranlagen 2017 und 2030. (vgl. AEE e.V.)

Zum einen sind dies der öffentliche Widerstand und die direkte Konkurrenz zum Ausbau von Untertage-Gasspeichern. Zum anderen besteht ein enorm hohes finanzielles Risiko für Investoren. Denn je Bohrung können Kosten in Höhe von 12 Mio. bis 40 Mio. € entstehen, wobei im Vorfeld nicht sichergestellt werden kann, dass ein wirtschaftliches Betreiben der Geothermieanlage möglich ist. Es kann vorkommen, dass die Thermalwasserförderrate oder die Lagerstättentemperatur zu gering sind, wodurch in beiden Fällen mit Leistungseinbußen zu rechnen ist. Zusätzlich besteht die Gefahr von Rissbildungen, chemischen Reaktionen und im schlimmsten Fall Erdbeben, dessen Eintreten eine Stilllegung zur Folge haben kann. (vgl. AEE e.V.)

2.3 Ausblick

2.3.1 Bedarf und Einfluss der Digitalisierung

Um den Ausbau der erneuerbaren Energien bestmöglich zu nutzen, ist eine Optimierung der Steuerung und Interoperabilität von erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen unumgänglich. Dabei steht der Aus- und Umbau der Energienetze im Vordergrund, damit eine intelligente Infrastruktur entsteht, die in Zukunft auch selbstständig Entscheidungen trifft und vorausschauend agiert. Ein weiterer wichtiger Punkt ist der dezentrale regionale Lastenausgleich durch kommunikative Vernetzung einzelner Komponenten. Dazu zählen die dezentralen Energieerzeugungsanlagen, Energiespeicher, Technologien zur Energieumwandlung sowie flexible Verbraucher. Auch der Lastenausgleich auf nationaler Ebene muss erfolgen. Ein optimierter Energietransport und Speichertechnologien als Betriebsmittel für die Netzbetreiber spielen dabei eine große Rolle. Ebenso sollte die Sektorkopplung als Steuerungsmechanismus und Interaktionsplattform genutzt werden, um die erneuerbaren Energien zügig in die Sektoren Wärme und Verkehr zu integrieren. Dabei sind vor allem Strom-Wärme-Konzepte für die Industrie von Bedeutung.

2.3.2 Geschäftsmodelle

Die Digitalisierung der Energiewende bringt auch eine Vielzahl neuer möglicher Geschäftsmodelle, so zum Beispiel in den Bereichen automatisierter Handel und

Prognose zur Steuerung von Energieerzeugungsanlagen. Zur Automatisierung des Stromhandels werden E-Services angeboten, bei denen lokale „Marktplätze“ als digitale Gas- und Stromvermarktungsplattformen dienen. Im Bereich Prognose konzentrieren sich die Geschäftsfelder aktuell auf die Gebiete „Predictive Maintenance“ und „Machine Learning“. Die „Predictive Maintenance“, auf Deutsch „vorausschauende Wartung“, bezieht sich auf die Überwachung einzelner Anlagenkomponenten und der Analyse der Anlagendaten, wodurch verschleißbedingte Systemausfälle vermieden werden können. Dies betrifft vor allem schwer erreichbare Energieerzeugungsanlagen, zum Beispiel offshore Windkraftanlagen, da hier kurzfristige Vororttermine nicht immer realisierbar oder mit enorm hohen Kosten verbunden sind. Somit lassen sich die Reparaturkosten minimieren und die Bereitstellungssicherheit der Energieproduktion maximieren.

Ein weiteres zukunftssträchtiges Geschäftsmodell ist der Einsatz von „Machine Learning“ in erneuerbaren Energieanlagen zur Optimierung von Dispatch-Strategien. Das bedeutet, dass durch den Einsatz von spezieller Software die Vorhersage der Energieproduktion stetig verbessert wird und damit auch die Wirtschaftlichkeit der Anlage steigt oder sogar schon in der Planung eine präzisere Wirtschaftlichkeitsberechnung durchgeführt werden kann. Das kann für viele Akteure am Strommarkt Vorteile mit sich bringen, sowohl für Anlagenbetreiber und Energieversorger als auch für die Netzbetreiber. Letztlich führt es zu mehr Stabilität innerhalb des Energieversorgungssystems. Beim Prozess des „Machine Learnings“ werden historische Produktions- und Wetterdaten analysiert, mit ähnlichen neuen Situationen verglichen und Diskrepanzen von Prognose- und Realwerten herausgefiltert. Anschließend wird daraus das softwareabhängige vorprogrammierte Regelwerk zur Erstellung der Produktionsprognose verändert oder erweitert. In virtuellen Kraftwerken kann der Einsatz solch einer Software besonders relevant sein. Vorstellbar ist auch eine Anwendung im Bereich des Speichermanagements und der Sektorkopplung. (vgl. Mikut 2018) Im folgenden Datenflussdiagramm werden die beteiligten Akteure und die verschiedenen Arten von Daten, die beim Betrieb von erneuerbaren Energieanlagen mit einer Machine Learning - Software entstehen, dargestellt.

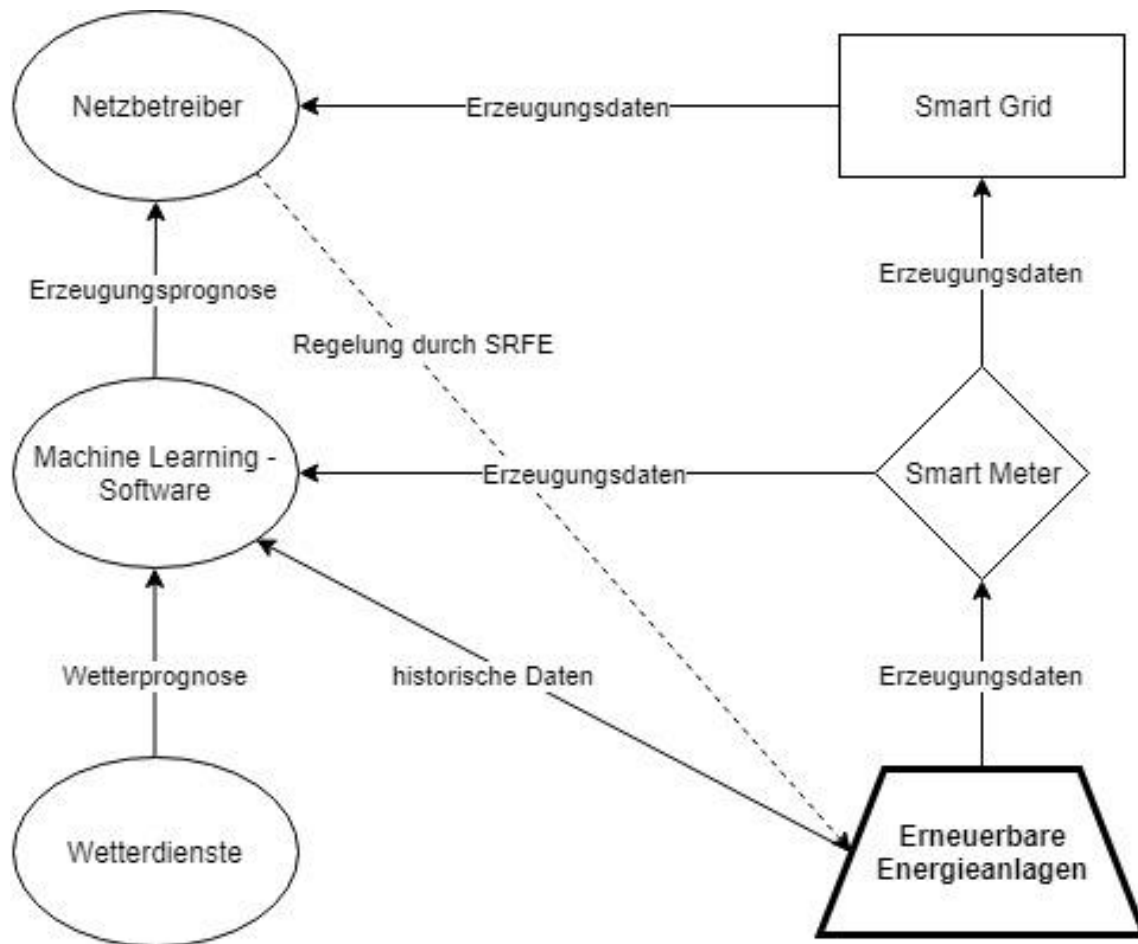


Abbildung 14: Datenfluss in Umfeld erneuerbarer Energieanlagen mit Machine Learning - Software (eigene Darstellung)

3 Netzausbau und Netzsteuerung

Die Energiewende mit der daraus resultierenden Dezentralisierung von Erzeugungsanlagen und dem fortschreitenden Digitalisierungsprozess stellt das Stromnetz vor eine Reihe von Herausforderungen. Für eine unterbrechungsfreie Stromversorgung muss das Netz flexibel auf Schwankungen reagieren können, Prognosedaten müssen erfasst und verarbeitet sowie neue Trassen zur Verbindung von Nord- und Süddeutschland gebaut werden. Im folgenden Kapitel werden der Netzausbau und die Netzsteuerung in Deutschland bis 2030 beschrieben.

3.1 Entwicklung des Stromnetzes

2018 wurden in Deutschland 545,46 TWh Strom erzeugt. Der Anteil von erneuerbaren Energien betrug dabei 40,6 %. Geht man von einer Entwicklung der Erzeugungsanlagen entlang des erneuerbaren Energiegesetzes von 2017 aus, wird sich der Strommix in Deutschland bis 2030 stark verändern. Aus einer Studie der „Agora Energiewende“ geht hervor, dass 2030 über 600 TWh Strom in Deutschland erzeugt werden sollen. Wie in Abbildung 1 zu sehen, hat sich der Anteil regenerativer Energien dabei auf 65 % erhöht. Strom aus Kernkraftwerken wird es 2030 nicht mehr geben und auch Energie aus Braunkohle soll von 24 % auf 6,3 % reduziert werden. Stattdessen wird die meiste fossile Energie in Deutschland aus Erdgas gewonnen. Der Anteil von Strom aus Erdgas soll sich bis 2030 mehr als verdoppeln. Über 40 % des Strommix werden 2030 in Windanlagen erzeugt. Auch der Anteil von Solarenergie wird steigen, wogegen Energie aus Biomasseanlagen von 8,3% auf 4,2% reduziert werden soll. Erzeugte Energie aus Wasserkraft bleibt bis 2030 weitestgehend konstant. (Fraunhofer ISE 2018; Agora Energiewende 2018)

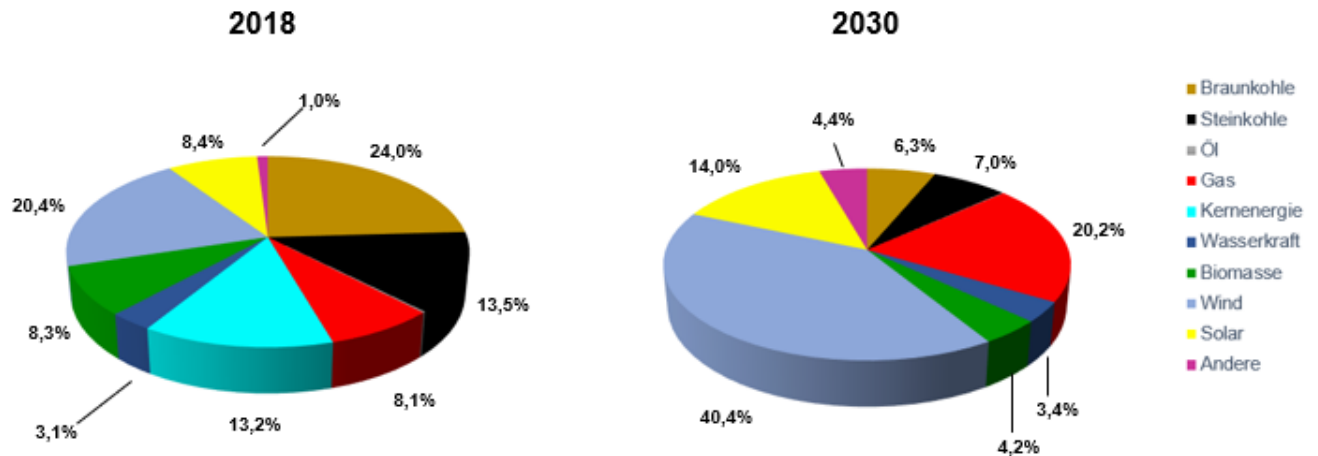


Abbildung 15 Strommix 2018 und 2030 – eigene Darstellung (vgl. Energy-Charts.de und Agora Energiewende)

3.2 Netzausbau

Zukünftig wird vor allem die Stromerzeugung aus Windanlagen weiter ausgebaut. Im Jahr 2030 sollen 190 TWh Strom aus Windkraftanlagen erzeugt werden. Mehr als 63 % dieser Energie werden jedoch im Norden von Deutschland erzeugt. Um das Land gleichermaßen mit Strom versorgen zu können, wird ein Leitungszubau von Nord nach Süd unumgänglich sein. Die Tabelle 1 zeigt den Zubau von Windleistung sowie die notwendigen Netzausbaumaßnahmen bis 2030. Im „Netzentwicklungsplan 2017-2030“ der vier Übertragungsnetzbetreiber wird davon ausgegangen, dass bis 2030 ca. 2.600 km DC- und 1.200 km AC- Neubau sowie eine DC/AC – Netz Verstärkung von ca. 8.300 km notwendig sein werden. Der deutsche Anteil von Leitungen ins Ausland wird voraussichtlich 300 km betragen. Die Kosten eines solchen Netzausbaus belaufen sich auf ca. 35 Mrd. Euro. (vgl. Amprion GmbH et al. 2017)

Tabelle 1: Netzausbau bis 2030– eigene Darstellung (vgl. Netzentwicklungsplan der ÜNB 2017-2030)

Installierte Windleistung 2030	73,5 GW
davon nördlichen Bundesländer	39,3 GW
Erzeugung aus Windenergie 2030	190,1 TWh
davon nördliche Bundesländer	120,9 TWh

DC- Neubau in Deutschland	2.600 km
davon Interkonnektoren ins Ausland	330 km
AC- Netzneubau	1.200 km
DC/AC- Netzverstärkung	8.300 km

3.3 Netzsteuerung

Übertragungsnetzbetreiber und Netzbetreiber sind für die Netzsteuerung zuständig. In den sogenannten Fernleitstellen werden stetig Spannung, Stromstärke und Frequenz der Netze gemessen. Für ein stabiles Netz muss die Frequenz in ganz Europa 50 Hertz betragen. Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, müssen Schwankungen schnell ausgeglichen werden können. Dies geschieht in den Leitstellen über eine teilautomatisierte Funkfernsteuerung der einzelnen Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen. Um größere Schwankungen zu verhindern und genaue Fahrpläne erstellen zu können, sind detaillierte Wetterprognosen notwendig.

Die heutige Netzsteuerung ist schon weitgehend automatisiert, doch mit stetigem Zuwachs fluktuierender Energiequellen wachsen auch die Anforderungen an das digitale Netz, dem sogenannten „Smart Grid“.

Die größte Anforderung an ein von erneuerbaren Energien geprägtes Energiesystem ist die Flexibilität. Ein intelligentes Netz, also ein schneller und automatisierter Datentransfer und die Kommunikation zwischen Leitstellen, Erzeugern und Verbrauchern, ist der Schlüssel zu einer effektiven und vor allem flexiblen Netzsteuerung. Um den schnellen Datenaustausch gewährleisten zu können, spielt der Breitbandausbau von Glasfasernetzen eine große Rolle. Mit der Modernisierung und Erweiterung dieser Netze, können stetig mehr und immer schneller Daten ausgetauscht werden. Ist ein modernisiertes Netz vorhanden, können Netzbetreiber gezielt Einfluss auf angeschlossene Erzeuger und Verbraucher nehmen, soweit dies vertraglich geregelt

ist. So könne zum Beispiel bei Überproduktion Anlagen abgeschaltet oder Verbraucher zugeschaltet werden. Bei zu wenig Strom werden Verbraucher vom Netz genommen und Erzeugungsanlagen hochgefahren. (EnBW 2019a)

3.3.1 Dezentralisierte Netzsteuerung

Durch die dezentralisierte Stromerzeugung können auch andere Akteure die Netzsteuerung beeinflussen, indem sie durch eigene Erzeugungsanlagen das Netz entlasten oder ihren Stromverbrauch an die aktuelle Erzeugung anpassen. Mit dem Zusammenschluss von einzelnen Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen zu virtuellen Kraftwerken kann die Effizienz des Netzbetriebs gesteigert und die Netzbetreiber entlastet werden. Auch Energieversorger können mit Hilfe von variablen Tarifen Einfluss auf Verbraucher nehmen. Industrie und Gewerbe können mit Demand Side Management ihre Lasten verschieben und so Netzschwankungen vorbeugen. Die Themen virtuelles Kraftwerk (Seite 76) und Demand Side Management (Seite 61) werden in den nachfolgenden Kapiteln noch ausführlich beschrieben. (EnBW 2019a)

3.4 Der Weg der Daten im Stromnetz

Exakte und aktuelle Daten sind für den unterbrechungsfreien Netzbetrieb unabdingbar. Insbesondere werden Daten zur Prognose, Netzsteuerung und Netzüberwachung benötigt. Hierbei gilt, je exakter die relevanten Daten erfasst, versendet und verarbeitet werden, umso effizienter kann das Netz gesteuert werden. Aber wie genau verläuft der Weg der Daten im Stromnetz?

Die vier Übertragungsnetzbetreiber sind für die Netzstabilität zuständig. Sie verwalten in ihrem jeweiligen Gebiet die einzelnen Bilanzkreise. Dabei sind sie in der Rolle des Bilanzkreiskoordinators (BiKo). Ein Bilanzkreis ist ein virtueller Zusammenschluss von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen. Bilanzkreise werden meistens von Energieversorgungsunternehmen oder Kraftwerksbetreibern betrieben, welche dann in der Rolle des Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) sind. Der Bilanzkreisverantwortliche sorgt dafür, dass sein Bilanzkreis stets ausgeglichen ist. Das bedeutet, dass die Summe des verbrauchten Stroms gleich der Summe des erzeugten Stroms ist. Dafür erstellt der Bilanzkreisverantwortliche jeden Tag Prognosen für den Folgetag, sogenannte

Fahrpläne. Diese werden mit Hilfe von Börsendaten, Wetterdaten aus meteorologischen Analysen sowie Erzeugungs- und Lastgangdaten im Bilanzkreis generiert. Lastgänge und Erzeugung von Kleinstverbrauchern oder kleinen Erzeugungsanlagen werden über Standard- Lastprofil- Daten (SLP) ermittelt. Diese Daten werden nur einmal im Jahr vom Verteilnetzbetreiber (VNB) abgelesen und über den Bilanzkreiskoordinator an den Bilanzkreisverantwortlichen kommuniziert. Größere Verbraucher (über 100 MWh) und Erzeuger haben eine registrierende Leistungsmessung (RLM). Hier wird der Strom alle viertelstündlich gemessen und sofort oder am Folgetag an den Verteilnetzbetreiber versandt. Auch die RLM- Daten werden über den Bilanzkreiskoordinator an den Bilanzkreisverantwortlichen geleitet. Die Übertragung geschieht über Mobilfunk, Internet oder direkt über die Stromleitung. Der regionale Verteilnetzbetreiber agiert auch in der Rolle des Messstellenbetreibers (MSB) und ist stets für das Messen und rechtzeitige Versenden der Zählerdaten an den ÜNB verantwortlich. (Next Kraftwerke GmbH)

Die vom Bilanzkreisverantwortlichen erstellten Fahrpläne werden dem Übertragungsnetzbetreiber täglich für den Folgetag in viertelstündlichen- Daten übermittelt. Der ÜNB prüft die Fahrpläne dann auf Richtigkeit und Vollständigkeit. Am Folgetag werden prognostizierte Daten und Echtzeitdaten verglichen und die Fahrplanabweichungen durch den kurzfristigen Handel am Intradaymarkt ausgeglichen. (Next Kraftwerke GmbH)

Ist der Bilanzkreis in Echtzeit immer noch unausgeglichen, glättet der Übertragungsnetzbetreiber die Netzschwankungen und lässt sich die Ausgleichsenergie vom Bilanzkreisverantwortlichen teuer bezahlen. In der Abbildung 16 wird die Datenkommunikation zur Netzsteuerung veranschaulicht. (Next Kraftwerke GmbH)

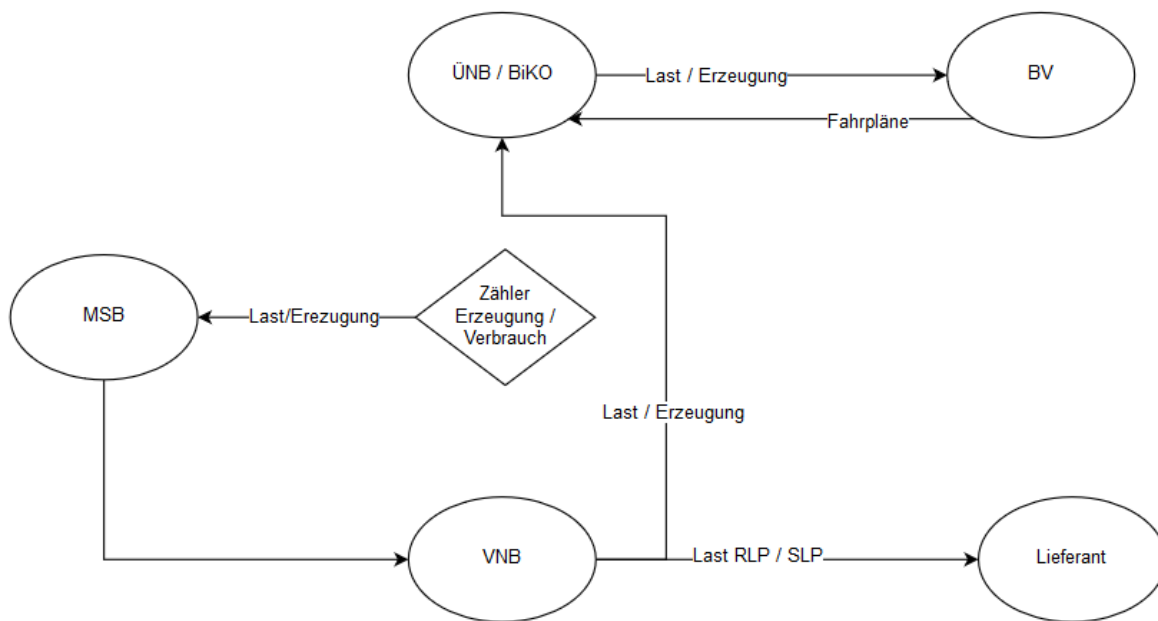


Abbildung 16 Datenkommunikation im Bilanzkreis- eigene Darstellung (vgl. Bundesnetzagentur EEG Clearingstelle 2016)

Ab 2020 soll die herkömmliche Datenkommunikation durch die sternförmige Datenkommunikation mit Hilfe intelligenter Messsysteme abgelöst werden. Wie sich der Datenaustausch mit intelligenter Messtechnik verändert und was sich hinter der sternförmigen Datenkommunikation verbirgt, wird im Kapitel Smart Meter genauer beschrieben.

3.5 Netzsicherheit

Die Netzsicherheit spielt in der Digitalisierung eine besonders wichtige Rolle. Die Stromversorgung ist für unsere Gesellschaft lebenswichtig. Daher wird das Stromnetz als kritische Infrastruktur bezeichnet, die vor Hackerangriffen geschützt werden muss. Betreiber kritischer Netze, also Netz- und Übertragungsnetzbetreiber, müssen sich daher an das IT- Sicherheitsgesetz halten, welches 2015 in Kraft getreten ist. Mit dem Gesetz soll der Umgang und der Schutz von Stromnetzen geregelt werden, damit Angriffe auf Energienetze verhindert oder entstandene Schäden schnell behoben werden können. (EnBW 2019b)

Um einem Hackerangriff zu vermeiden, schützen sich Netzbetreiber mit Firewalls und Redundanzen. Ein Problem stellt dabei die Monokultur der Softwaresysteme dar. Zum

Beispiel nutzen viele Stadtwerke das gleiche Abwehrsystem für ihre Stromnetze. Sollte es also einem Hacker gelingen, die Firewall eines Stadtwerkes zu durchdringen, gelingt ihm das höchstwahrscheinlich auch bei anderen Stadtwerken, was die Netzstabilität in Deutschland oder sogar in ganz Europa gefährden könnte. (Südwest Presse Online-Dienste GmbH 2017)

Doch nicht nur der Netzbetrieb bedarf eines besonderen Schutzes. Auch die Verbraucherdaten müssen sensibel behandelt werden. Bei dem Ausbau eines intelligenten Netzes werden zu einem großen Teil personenbezogene Daten verarbeitet, aus denen man Rückschlüsse auf die Lebensgewohnheiten oder den ökologischen Fußabdruck der einzelnen Verbraucher schließen kann. In dem im Jahr 2016 in Kraft getretenem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende wird daher der Umgang solcher sensiblen Daten beschrieben und dargestellt, inwieweit diese geschützt und verschlüsselt werden müssen. Um diesen Datenschutz zu gewährleisten, müssen Netzbetreiber einen großen Umbauaufwand betreiben, welcher mit hohen Investitionskosten und Bürokratie verbunden ist. Regelungen zum Datenschutz in der Energiewirtschaft und der Digitalisierung werden in Kapitel Datenmanagement und Smart Meter noch einmal genauer beschrieben. (EnBW 2019b)

3.6 Ausblick und Potentiale

Die Entwicklung des Stromnetzes in Deutschland bietet durch den Netzentwicklungsplan der vier Übertragungsnetzbetreiber keinen großen Rahmen für Spekulationen. Der Netzentwicklungsplan, welcher alle 2 Jahre aktualisiert wird, verweist auf Fakten und zeigt eine klare Linie, wie der Netzausbau bis 2030 umgesetzt werden soll. Die Steuerung des Netzes ist heute schon weitestgehend automatisiert. Daher ist davon auszugehen, dass sich in der Funktionsweise der Netzsteuerung bis 2030 keine großen Änderungen zu erwarten sind. Jedoch ist zu beachten, dass die Herausforderungen im Rahmen der Netzstabilität durch den Zuwachs erneuerbarer Energien, der Dezentralisierung und verschiedenster Speicherarten weiter zunehmen. Daher muss die Netzsteuerung stetig optimiert und modernisiert werden, um immer schneller und flexibler auf Schwankungen reagieren zu können. Mit dem Breitbandausbau in Deutschland soll in Zukunft eine schnellere Datenübertragung flächendeckend gewährleistet werden. Die benötigten Daten für Netzausbau und

Steuerung werden zukünftig noch die Gleichen sein. Jedoch wird die Masse der Daten enorm ansteigen, womit weitere Herausforderungen bezüglich Speicherung und Verarbeitung der Datenmassen entstehen. Auch das Thema Netzsicherheit wird bis 2030 eine immer größere Rolle spielen. Das Stromnetz wird als kritische Infrastruktur definiert und ist für die Bevölkerung lebenswichtig. Um sich vor Hackerangriffen zu schützen werden in Zukunft auf regionaler- und Bundesebene neue Sicherheitsstandards definiert, die Monokultur von Firewalls abgeschafft und mehr Geld in Personal und Ressourcen für Schutz und Überwachung des Netzes investiert werden.

4 Smart Meter

Wenn es um Digitalisierung im Stromsektor geht, kommt man um das Stichwort Smart Meter nicht herum. Der schrittweise stattfindende Einbau der Smart Meter bis 2032 soll den Aufbau einer einheitlichen, digitalen Infrastruktur voranbringen und neue Geschäftsmodelle, Anwendungen und Produkte in das Smart Grid integrieren. Doch wie smart sind die intelligenten Stromzähler tatsächlich? Welche Herausforderungen müssen im Rahmen des Smart Meter Rollouts gemeistert werden und welchen Mehrwert können sie für die Digitalisierung wirklich bringen? Im folgenden Kapitel werden die intelligenten Messsysteme genauer betrachtet.

4.1 Die zukünftige Entwicklung des Messwesens

Um die Funktion und die Neuerungen, die der Einbau eines intelligenten Messsystems mit sich bringt, zu verstehen, ist es notwendig die Unterschiede des alten und neuen Messwesens zu kennen.

In den meisten Haushalten in Deutschland wird Strom heute noch mit einem Ferrariszähler erfasst. Der analoge Zähler zeigt den aktuellen Zählerstand an. Für den Einbau, den technischen Betrieb und die Messung ist der örtliche Netzbetreiber verantwortlich, der hier in der Rolle des Messstellenbetreibers agiert. Zukünftig werden die alten, mechanischen Zähler nach und nach durch einen digitalen Zähler ersetzt. Die sogenannte moderne Messeinrichtung (mME) zeigt nicht nur den aktuellen Zählerstand auf einem digitalen Display an, sondern kann auch tages-, wochen-, monats- und jahresgenaue Werte über einen Zeitraum von zwei Jahren speichern. Mit der Einführung der digitalen Zähler wurde das Messwesen liberalisiert. Im Gegensatz zum Ferrariszähler können Verbraucher ihren Messstellenbetreiber für den Einbau und Betrieb einer modernen Messeinrichtung frei wählen. Ein Unternehmen, welches mME's einbaut und betreibt und nicht gleichzeitig der örtliche Netzbetreiber ist, agiert in der Rolle des wettbewerblichen Messstellenbetreibers (wMSB). Der Verteilnetzbetreiber ist mit der Liberalisierung des Messwesens zum grundzuständigen Messstellenbetreiber (gMSB) geworden. (BNetzA)

Mit dem Einbau einer modernen Messeinrichtung hat man jedoch noch kein intelligentes Messsystem. Ein digitaler Zähler wird erst zu einem Smart Meter, wenn er mit einer

Kommunikationseinheit verbunden wird. Das sogenannte Smart- Meter- Gateway (SMGW) ist die Schnittstelle zwischen Zähler und dem Smart Grid. Das Gateway kann einen oder mehrere Zähler anbinden und ermöglicht eine automatische Datenübertragung zum Messstellenbetreiber. Zuständig für den Einbau und Betrieb des SMGW ist der Smart Meter Gateway Administrator (SMGA). Er bindet die Kommunikationseinheit systemseitig ein, konfiguriert sie und ist für eine stetige Kontrolle der Datenübertragung an die beteiligten Akteure zuständig. Administratoren können entweder grundzuständige Messstellenbetreiber oder andere wettbewerbliche Unternehmen sein, die sich als Smart Meter Gateway Administrator qualifiziert haben. Mit dem intelligenten Messsystem können nun viertelstundenscharfe Messwerte gespeichert, abgerufen und übertragen werden. In der Abbildung 17 sind die einzelnen Zählertypen noch einmal aufgelistet. (BNetzA)

	Ferrariszähler	Moderne Messeinrichtung	Smart Meter Gateway	Intelligentes Messsystem
Zählertyp	analoger Zähler	Digitaler Zähler ohne Kommunikationseinheit	Kommunikationseinheit	Digitaler Zähler mit Kommunikationseinheit
				

Abbildung 17 Zählertypen – eigene Darstellung (BNetzA)

4.2 Smart Meter Rollout

Alle Regelungen zum Betrieb von Smart Metern sind im Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) festgelegt. Das MsbG trat im September 2016 in Kraft und regelt den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen. Dabei werden in dem Gesetz Themen wie die Liberalisierung des Messwesens, der Datenschutz und der Smart Meter Rollout behandelt. Der Smart Meter Rollout ist der Arbeitsplan zum flächendeckenden Einbau von intelligenter Messtechnik in Deutschland. Durch den Rollout wird klar geregelt, ob und wann ein Verbraucher oder ein Erzeuger ein intelligentes Messsystem bekommt und wie viel die Umrüstung und der Betrieb des Zählers kosten darf. In Abbildung 18 wird der Smart Meter Rollout veranschaulicht und die einzelnen Etappen des Pflichteinbaus beschrieben. Bis 2025

sollen alle Verbraucher zwischen 10.000 – 100.000 kWh sowie alle Erzeugungsanlagen zwischen 7 und 100 kWp mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet sein. Im Jahr 2028 sollten auch Verbraucher zwischen 6.000 und 10.000 kWh über einen Smart Meter verfügen und bis spätestens 2032 soll der Rollout mit den letzten auszustattenden Großverbrauchern über 100.000 kWh abgeschlossen sein. (BNetzA)

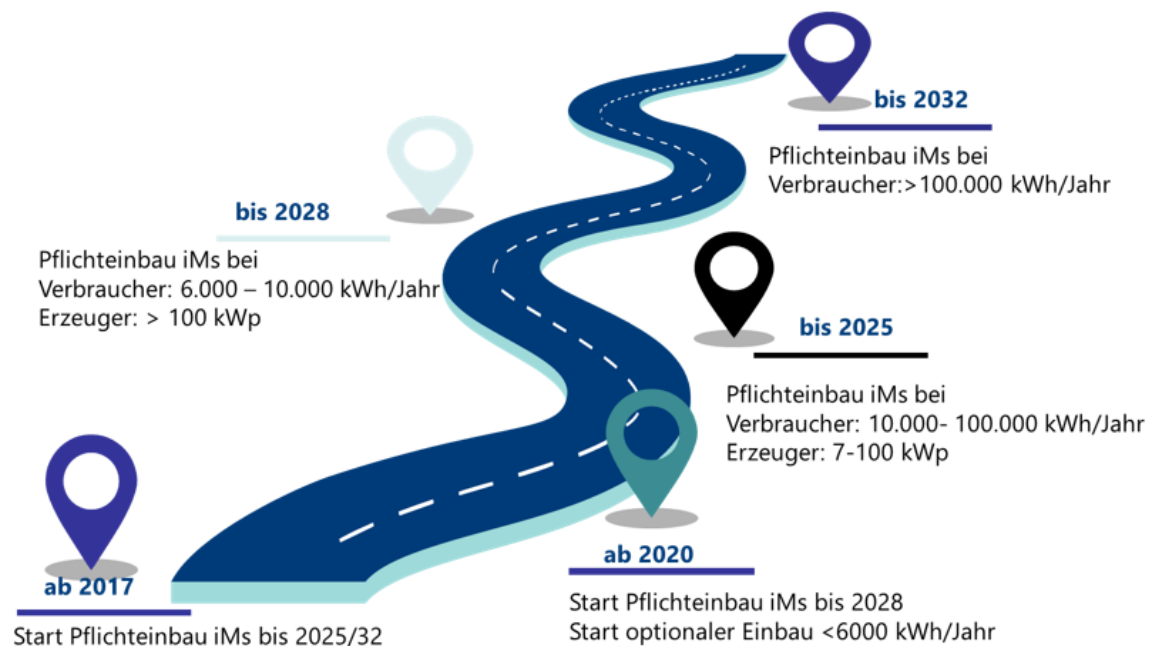


Abbildung 18 Smart Meter Rollout – eigene Darstellung (vgl. Bundesnetzagentur)

Beginnen sollte der Smart Meter Rollout bereits 2017. Voraussetzung für den Beginn des Pflichteinbaus ist jedoch die Marktfreigabe der Smart Meter Gateways. Im MsbG wird beschrieben, dass der Rollout erst beginnen kann, wenn drei Smart Meter Gateways auf dem Markt verfügbar sind, welche den vorgeschriebenen Sicherheitsstandards entsprechen. Um diesen Standards gerecht zu werden, müssen die Gateways vom Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) geprüft und anschließend zertifiziert werden. 2017 sollte der Zertifizierungsprozess bereits abgeschlossen sein, jedoch wurde erst Ende 2018 das erste Smart Meter Gateway zertifiziert. Nach neuesten Aussagen des BSI soll der Start des Rollouts noch 2019 ermöglicht werden.

Auch wenn der Zertifizierungsprozess im Jahr 2019 abgeschlossen sein sollte, beginnt der Rollout mit einer Verzögerung von drei Jahren. Es ist also davon auszugehen, dass das Messstellenbetriebsgesetz und der Rollout Plan in der nächsten Zeit angepasst

werden. Eine deutschlandweite Einführung der Smart Meter wird es daher wohl frühestens ab 2035 geben. (BNetzA)

4.2.1 Preisobergrenzen

Im Messstellenbetriebsgesetz ist nicht nur der Zeitplan für den Rollout veröffentlicht, sondern auch die verantwortlichen Akteure definiert. Grundzuständige Messstellenbetreiber können im Rahmen des Rollouts selbst festlegen, wann die einzelnen Verbraucher und Erzeuger mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet werden sollen. Die Kosten für die Umrüstung und den Betrieb des Zählers müssen die Verbraucher jedoch selbst zahlen. Damit die örtlichen Messstellenbetreiber die gesetzlich geregelte Umrüstung nicht ausnutzen können, sind im MsbG Preisobergrenzen für den Einbau und Betrieb der Smart Meter festgelegt. Die einzelnen Verbrauchsgruppen und die jeweiligen Preisobergrenzen sind in der Tabelle 2 aufgelistet. Verbrauchsgruppen unter 6.000 kWh sind im Smart Meter Rollout nicht beachtet worden. Sollte jedoch der wMSB oder gMSB zukünftig seine Messwerte bei Verbrauchern unter 6.000 kWh auch über ein intelligentes Messsystem auslesen wollen, gilt auch hier eine Preisobergrenze von maximal 20 Euro/Jahr. (BNetzA)

Tabelle 2: Preisobergrenzen Einbau und Betrieb Smart Meter – eigene Darstellung (vgl. Bundesnetzagentur)

Preisobergrenze (pro Jahr)	Verbraucher (kWh/a)	Erzeuger (installierte Leistung in KW)
100 Euro	>6.000 - 10.000	> 7 - 15
100 Euro	steuerbare Verbrauchseinrichtungen	-
130 Euro	> 10.000 - 20.000	> 15 - 30
170 Euro	> 20.000 - 50.000	-
200 Euro	> 50.000 - 100.000	> 30 - 100
angemessen	> 100.000	> 100

Mit der Liberalisierung des Messwesens soll der Wettbewerb im Smart Meter Rollout angekurbelt werden. Dadurch, dass es nun neben dem örtlichem Verteilnetzbetreiber auch andere Unternehmen gibt, die den Messstellenbetrieb von Zählern anbieten, können die Preise auch unter die angegebenen Preisobergrenzen fallen und der Verbraucher den Messstellenbetreiber frei wählen. (BNetzA)

4.3 Datenkommunikation

Mit dem Beginn des Rollouts soll auch die Datenkommunikation angepasst werden. Die sogenannte sternförmige Datenkommunikation wird im MsbG beschrieben und soll ab 2020 als Standardkommunikation gelten. Dabei unterscheidet sie sich stark von der heutigen Datenkommunikation, welche in Abbildung 16, im Kapitel Netzsteuerung, beschrieben wird. Wie in Abbildung 19 zu sehen, steht das Smart Meter Gateway in der zukünftigen Datenkommunikation im Mittelpunkt.

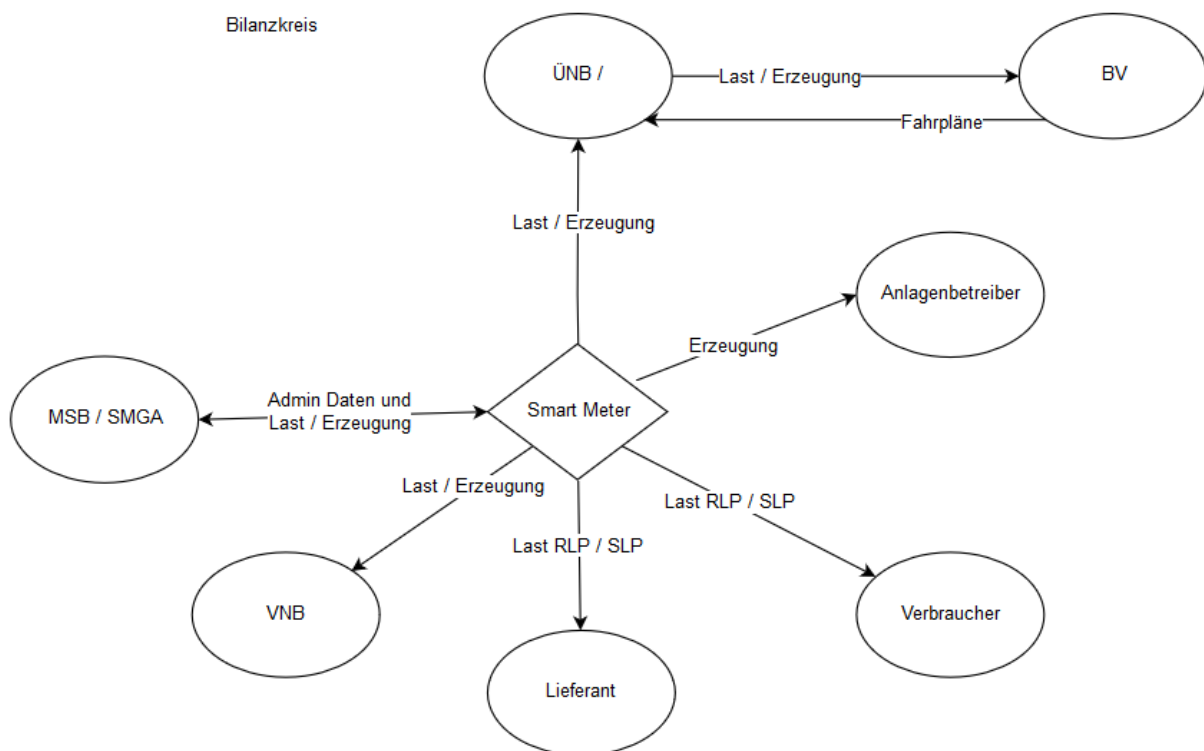


Abbildung 19 sternförmige Datenkommunikation im Bilanzkreis – eigne Darstellung (vgl. Bundesnetzagentur Clearingstelle 2016)

Durch die intelligente Kommunikationseinheit werden die vorherigen Aufgaben des Messstellenbetreibers und des Verteilnetzbetreibers automatisiert. Die Daten gelangen nun direkt vom Gateway zum betreffenden Akteur. Der Smart Meter Gateway Administrator legt die sogenannten externen Marktteilnehmer, wie Lieferant, VNB oder ÜNB fest und ermöglicht ihnen einen direkten Zugang zu den für sie relevanten Daten. Auch Anlagenbetreiber und Verbraucher können in der neuen Welt externe Marktteilnehmer sein und über das SMGW Daten empfangen. Der

Bilanzkreisverantwortliche bekommt weiterhin die für ihn relevanten Daten vom Übertragungsnetzbetreiber. (Andy Neidert 2016)

Durch diese neue Art der Datenkommunikation wird der Weg der Daten direkter und somit auch schneller und effizienter. Die direkte Verbindung mehrerer Marktteilnehmer mit dem intelligenten Messsystem stellt daher aber auch ein erhöhtes Sicherheitsrisiko dar. Deswegen gibt es für die Smart Meter die im MsbG definierten, sehr hohen Sicherheitsanforderungen. Mit einem im Smart Meter Gateway integrierten Sicherheitsmodul und einem vom BSI erstellten, einheitlichen Schutzprofil sollen die zweifach verschlüsselten Daten zukünftig sicher versendet werden können. (Andy Neidert 2016)

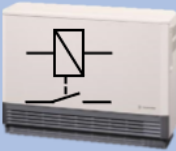
4.4 Intelligentes Steuern

Auch das intelligente Steuern soll in der Digitalisierung eine wichtige Rolle spielen. Jedoch ist es wichtig zu begreifen, dass ein Smart Meter nicht als Steuereinheit eingesetzt werden kann. Wie in dem vorherigen Kapitel schon beschrieben, ist ein Smart Meter eine Kombination aus einem digitalen Zähler und dem Smart-Meter- Gateway als Kommunikationseinheit. Trotz Intelligenz bleibt der Smart Meter ein Zähler, mit der Funktion, Messwerte zu erfassen. Jedoch soll die Kommunikationseinheit, also das SMGW, zukünftig auch zur Steuerung von Erzeugungsanlagen oder auch Verbrauchern genutzt werden. Mit Hilfe einer Steuerbox, welche an das Gateway angeschlossen wird, entsteht der sogenannte „Smart Controller“. Im Messstellenbetriebsgesetz wird festgelegt, dass die netzdienliche Steuerung zukünftig auch über das Smart Meter Gateway laufen soll.

Unter netzdienlicher Steuerung versteht man die Unterstützung des Netzbetreibers, indem durch entsprechenden Anlagenbetrieb, Erzeugung und Verbrauch möglichst im Einklang gehalten werden. Heute werden netzdienliche Steuerungen über Rundsteuertechnik gesteuert. Dazu gehören zum Beispiel Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen, die mit programmierten Schaltuhren den Verbrauch in lastschwache Zeiten verschieben. Heute werden solche Lastverschiebungen mit Doppeltarifzählern umgesetzt. Es gibt vom VNB festgelegte Hochtarif-, Niedertarif, und Sperrzeiten. Mit Hilfe einer Schaltuhr an der jeweiligen Anlage kann so die Anlage an- oder ausgeschaltet werden sowie der Doppeltarifzähler auf Nieder- oder Hochtarif umgeschaltet werden.

Mit Beginn des Rollouts werden viele Anlagen mit Steuereinheit ein intelligentes Messsystem bekommen, da ihr Verbrauch über 6.000 kWh liegt. Laut der RWE Deutschland AG erfordern etwa 50 % der iMs Einbaufälle eine Steuerbox. In Tabelle 3 werden die unterschiedlichen Use Cases im Bereich der netzdienlichen Steuerung dargestellt, welche laut MsbG über das Smart-Meter-Gateway gesteuert werden sollen. (Dr. Kai Daniel 2015)

Tabelle 3: Use Cases zur Steuerung mit Smart Metern - (Dr. Kai Daniel 2015)

Use Case	Heizungs- steuerung	Dynamische Tarifierung	Straßen- beleuchtung	Netz- steuerung	Virtuelles Kraftwerk
Details					
Beispiel	Nachtspeicher, Wärmepumpen, Elektromobile	Variable Tarife	EFR-Steuerung ¹⁾ TFR-Steuerung ²⁾	PV-Anlagen, Winderzeugung	PV-Anlagen, Winderzeugung
Anlagen	1,4 Mio.	-	9,1 Mio.	1,3 Mio.	1,3 Mio.
Spannungs- ebene	Niederspannung	Niederspannung Mittelspannung Hochspannung	Niederspannung	(Niederspannung) Mittelspannung Hochspannung	Niederspannung Mittelspannung Hochspannung
Leistung	14 GW	-	~900 MW (Annahme: 100W/Leuchte)	17 GW (nur NS)	17 GW (nur NS)
Energie	10 - 15 TWh	-	4 TWh	77 TWh	77 TWh
Rechts- grundlagen	EnWG §14a	EnWG §14a BSI TR03109	„Verkehrs- sicherungspflicht“	EnWG §21c EnWG §13 EEG §12	EnWG §21c EnWG §13 EEG §12

Die ersten Use Cases, Heizungssteuerung und dynamische Tarife lösen in Zukunft die gerade beschriebenen Doppeltarife ab. Durch den Ausbau erneuerbarer Energien verändern sich die lastschwachen und laststarken Zeiten. Ein Hochtarif über Tag und ein Niedertarif in der Nacht ist heute schon nicht mehr zeitgemäß, da zum Beispiel in der Mittagszeit, der meiste Strom aus regenerativen Quellen zur Verfügung steht und die Strompreise meist geringer sind. Mit Hilfe von variablen Tarifen können nun mehrere Tarifzeiten festgelegt werden, ohne auf einen mechanischen Doppeltarifzähler angewiesen zu sein. Die neuen Tarifzeiten können dem Verbraucher kommuniziert werden, welcher sich nun in seinem Verbrauch (z.B. Laden des E- Autos, Spülmaschine anschalten, Rasen mähen, Industrieanlagen anfahren, ...) anpassen kann. Bei der nächsten Abrechnung kann der Energieversorger mit Hilfe einer Software den

viertelstunden-scharfen Lastgang des Verbrauchers über die Tarifzeiten legen und eine genaue Abrechnung erstellen. Sperrzeiten von Nachtspeicherheizungen oder Wärmepumpen können weiterhin an der Steuerbox eingestellt werden, welche dann zu der vom VNB festgelegten Zeit abgeschaltet werden. (Dr. Kai Daniel 2015)

Auch Straßenbeleuchtungen können zukünftig mit einem Smart Controller gesteuert werden. Entweder werden die Zeiten zum Ein- und Ausschalten der Lampen vorher an den Steuerboxen hinterlegt oder die Lampen werden mit entsprechender Sensorik ausgerüstet, welche dem SMGW und somit der Steuerbox flexibel kommunizieren können, wann genau eine Straßenlaterne angeschaltet werden muss.

Virtuelle Kraftwerke und regenerative Erzeugungsanlagen wie PV- oder Windkraftanlagen können ebenfalls mit Hilfe eines SMGW und einer Steuerbox vom Anlagenbetreiber, Direktvermarkter oder vom VNB gesteuert werden, solange es sich um netzdienliches Steuern handelt.

Netzkritische Funktionen, also die Steuerung des ÜNB und VNB zur Aufrechterhaltung der Versorgung bei kritischen Netzzuständen, soll weiterhin über Funkfernsteuerung geschehen. (Dr. Kai Daniel 2015)

4.5 Anwendungsgebiete

Nachdem die Welt der Smart Meter nun ausführlich beschrieben wurden ist, stellt sich nun die Frage, welche Mehrwerte aus der Digitalisierung des Messwesens resultieren sollen. In der Abbildung 20 ist das Säulenmodell aus der Standardisierungsstrategie des BSI zu sehen. In dem Modell sind die Anwendungsgebiete der Smart Meter in fünf Einsatzbereiche geclustert: Smart Metering/ Sub Metering, Smart Grid, Smart Mobility, Smart Home/ Smart Building und Smart Service. Das Fundament der Anwendungsgebiete ist der sichere Betrieb von Smart Meter Gateways. (BSI 2019)

Der Bereich Smart Metering/ Sub Metering stellt die allgemeine Digitalisierung des Messwesens dar. Durch das intelligente Messsystem können die Zähler über das SMGW fernausgelesen werden und mittels sternförmiger Datenkommunikation schnell und einfach an die externen Marktteilnehmer versendet werden. Das manuelle Ablesen der einzelnen Zählerstände ist damit endgültig beendet und spart viel Zeit und Geld. Zudem können durch das Smart Metering neue Geschäftsmodelle für Energieversorger erschlossen werden. Stromversorger kommen jederzeit an viertelstunden-scharfe Messwerte und können so variable Tarife anbieten, bei denen der Strompreis je nach

Tageszeit und Marktwert variiert. Doch nicht nur Stromzähler sollen künftig smart werden. Auch digitale Wasser-, Gas- und Wärmezähler können an das SMGW angebunden und fernausgelesen werden. Damit wird auch das Sub-Metering, also die Mehrspartenmessung als neues Geschäftsfeld möglich. Indem alle Zähler und alle Medien aus einer Hand geliefert, erfasst und abgerechnet werden, sind Energieversorger und wettbewerbliche Messstellenbetreiber zukünftig attraktive Allrounder für Wohnungsbaugenossenschaften, Vermieter oder auch einzelne Verbraucher. (BSI 2019)

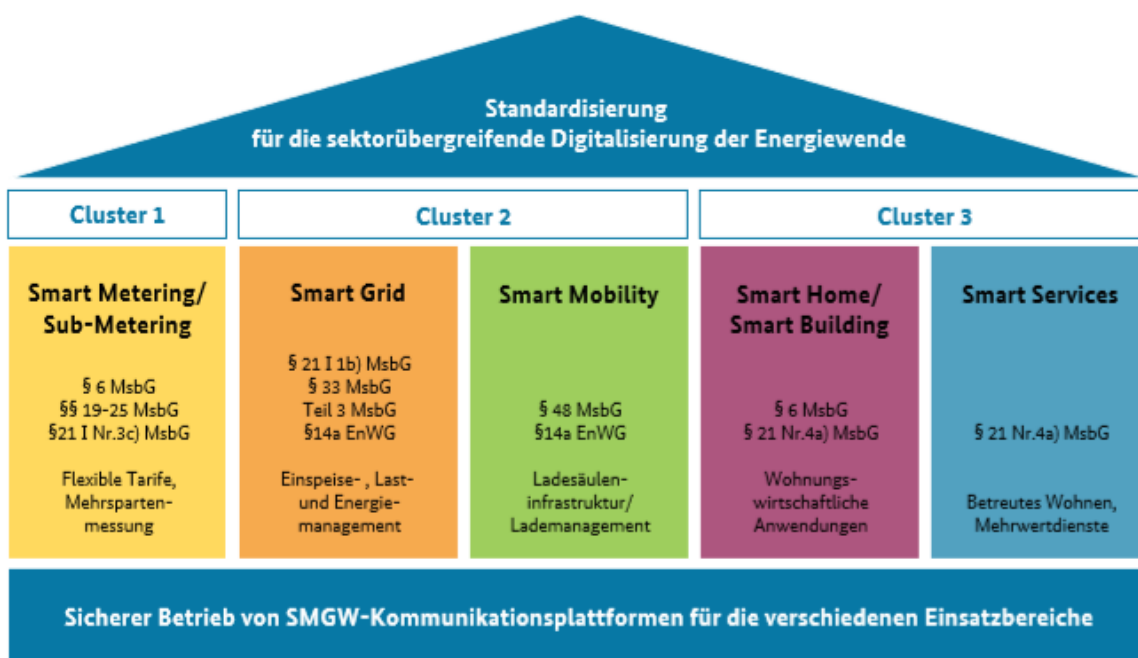


Abbildung 20 Einsatzbereiche Smart Meter- (vgl. Standardisierungsstrategie BSI)

Im Bereich Smart Grid unterstützen die intelligenten Zähler hauptsächlich die netzdienliche Steuerung. Geschäftsfelder wie Demand Side Management oder virtuelle Kraftwerke können durch Smart Meter besser und einfacher umgesetzt werden. In Kombination mit einer geeigneten Software wird es Industrie- und Gewerbeunternehmen mit Smart Metern zukünftig möglich sein, durch intelligentes Einspeise-, Last- und Energiemanagement den Netzbetreiber zu unterstützen und selbst durch Spitzenkappung Kosten zu sparen.

Für die Ladeinfrastruktur von Elektroautos werden Smart Meter künftig eine wichtige Rolle spielen. Der Bereich Smart Mobility profitiert mit intelligenter Messtechnik von variablen Tarifen, Visualisierungsmöglichkeiten für Verbraucher und intelligentem

Lademanagement. Auf die Thematik Ladestruktur und Elektromobilität wird in dem gleichnamigen Kapitel (119Seite 119) noch genauer eingegangen.

Im Bereich Smart Home / Smart Building können intelligente Messsysteme für einen transparenten Verbrauch im Haushalt dienen. Mit einer App oder einer Software lassen sich künftig Stromverbrauch, der Ertrag der PV-Anlage und variable Tarife visualisieren, womit Bürger für das Thema Energie sensibilisiert werden. In der Wohnungswirtschaft können durch Smart Meter Mieterstrommodelle umgesetzt werden, wodurch Energieversorger von einem neuen Geschäftsfeld und Mieter von der Energiewende profitieren können. Weitere Anwendungsgebiete und der Bereich Smart Service werden im Kapitel Smart Home genau beschrieben.

Wenn nun aber mehrere Akteure dieselbe Anlage über das Smart-Meter-Gateway steuern können, muss darauf geachtet werden, dass es nicht zu Zugriffskonflikten kommt. Um solche Konflikte zu vermeiden, soll neben dem Smart-Meter-Gateway-Administrator noch eine zweite verwaltende Rolle entstehen, welcher als Koordinator und Vermittler mithilfe eines Ampelsystems die Zugriffsrechte und Reihenfolgen der Akteure festlegt und kontrolliert. Dies könnte mit Hilfe eines sogenannten CLS – Management-Systems funktionieren, welches wie das SMGW den BSI Vorgaben entsprechen soll. (BSI 2019)

4.6 Ausblick und Potential

Smart Meter werden in der Digitalisierung eine Schlüsselrolle spielen. Die Einführung der intelligenten Messsysteme wird die Datenkommunikation, die Akteursverflechtungen und die Rollen in der Strombranche stark verändern. Für Messstellenbetreiber und Energieversorger ergibt sich eine Reihe von neuen Geschäftsmodellen wie das Sub-Metering, Mieterstrommodelle oder variable Tarife. Auch Funktionen zur netzdienlichen Steuerung können über das Smart Meter Gateway vereinfacht werden und Demand Side Management und virtuelle Kraftwerke sowie das Einspeisemanagement lassen sich einfacher umsetzen.

Voraussetzung für die erfolgreiche Etablierung von Smart Metern ist jedoch der Start des Rollouts. Der Zertifizierungsprozess der Smart-Meter-Gateways durch das BSI ist nun schon fast drei Jahre im Verzug. Der Smart Meter Rollout ist daher schon lange nur noch ein ambitionierter Zeitplan zur Einführung einer neuen, bislang unbekannten

Kommunikationsinfrastruktur. Durch die Verzögerung der Markteinführung etablieren sich immer mehr Alternativtechnologien, die ähnlich wie die intelligenten Messsysteme schnell und automatisiert Messwerte fernauslesen können. Beispiele dafür sind die Funktechnologien „LoRa WAN“ und „450 MHz“, welche in Europa und in einigen Städten Deutschlands die Arbeit der Smart Meter bereits übernehmen. Für die Zukunft ist daher eine Neuauflage des Messstellenbetriebsgesetz zu erwarten, in dem der Rollout angepasst wird und möglicherweise auch andere Übertragungstechnologien zur Umsetzung eines intelligenten Messwesens freigegeben werden.

Eine weitere mögliche Hürde zur flächendeckenden Etablierung von Smart Metern ist, dass die Verbraucher für die Umrüstung und den Betrieb der Zähler selbst aufkommen müssen. Gerade zum Anfang des Rollouts werden viele Verbraucher erst einmal keinen großen Mehrwert in dem intelligenten Zähler sehen und die Mehrkosten nicht nachvollziehen können. Daher ist es wichtig, als Energieversorger oder Messstellenbetreiber den Rollout mit einer geschickten Strategie anzugehen. Eine Möglichkeit, um die Akzeptanz der Bevölkerung zu steigern, wäre die Sozialisierung der Kosten, also die Kosten für den Messstellenbetrieb für alle leicht anzuheben, anstatt die vom Rollout betroffenen Verbraucher mit stark angestiegenen Kosten abzuschrecken. Des Weiteren können Umrüstungen mit neuen Mehrwertdiensten gerechtfertigt werden. Hier könnte dem Verbraucher eine kostenlose Visualisierung über ein Webportal angeboten werden, um mit dem neuen intelligenten Zähler Verbrauch und Erzeugung selbst nachverfolgen zu können.

Sind neue Geschäftsfelder zu Beginn des Rollouts schon entwickelt, lassen sich bei der Einführung von einem Sub-Metering Modell oder beim Aufrüsten eines Wohnblocks mit einer Mieterstromanlage die neuen Zähler einfacher rechtfertigen. Verbraucher unter 6.000 kWh sind vom Rollout erst einmal ausgeschlossen. Das bedeutet laut MsbG, dass für den normalen Verbraucher im Privathaushalt die Digitalisierung bis 2032 noch nicht wirklich zu spüren sein wird. Die meisten neuen Geschäftsmodelle sind jedoch auch für die kleineren Verbraucher und Haushalte sinnvoll. Da ein optionaler Einbau von iMs bei Verbrauchern unter 6.000 kWh nicht verboten ist und eine relativ geringe Preisobergrenze hat (20 Euro/Jahr), ist davon auszugehen, dass bis 2035 schon ein großer Teil von Haushalten mit einem Smart Meter ausgestattet ist und an der digitalisierten Energiewirtschaft beteiligt ist.

5 Smart Home

„Das Smart Home ist ein privat genutztes Heim (z. B. Eigenheim, Mietwohnung), in dem die zahlreichen Geräte der Hausautomation (wie Heizung, Beleuchtung, Belüftung), Haushaltstechnik (wie z. B. Kühlschrank, Waschmaschine), Konsumelektronik und Kommunikationseinrichtungen zu intelligenten Gegenständen werden, die sich an den Bedürfnissen der Bewohner orientieren. Durch Vernetzung dieser Gegenstände untereinander können neue Assistenzfunktionen und Dienste zum Nutzen des Bewohners bereitgestellt werden und einen Mehrwert generieren, der über den einzelnen Nutzen der im Haus vorhandenen Anwendungen hinausgeht.“ (vgl. iit 2010)

5.1 Status Quo

Im Jahr 2018 nutzten ca. 16 % der Deutschen Smart-Home-Technologien, dies entspricht ca. 6,4 Mio. Haushalten. Im Vordergrund stehen dabei der Komfortgewinn und die Möglichkeit zur Energieeinsparung, welche sogar parallel umgesetzt werden können. Zum Beispiel eine intelligente Heizungssteuerung, welche, dank der eingespeicherten und im Laufe der Zeit optimierten Coming-Home-Szenarien früh genug beginnt zu Heizen und den heimkehrenden Bewohner mit der gewünschten Raumtemperatur empfängt. Allerdings stehen 57 % der Deutschen der Smart-Home-Technologie durchaus skeptisch gegenüber. Vor allem eine mögliche Abhängigkeit vom Systemhersteller aufgrund fehlender Kompatibilitäten mit Geräten anderer Hersteller und Bedenken aufgrund mangelnder IT-Sicherheit im Bereich des Datenschutzes schreckt potenzielle Anwender ab. Das sind keine unüberwindbaren Probleme, weshalb das Wachstumspotential der Smart-Home-Technologien sehr positiv einzuschätzen ist. Durch die Vielzahl an Anwendungsbereichen und die einfache Bedienung werden jegliche Altersgruppen angesprochen. Auch wertvoll im Sinne der Energiewende ist der Fakt, dass durch den Umgang mit Smart-Home-Produkten auch Laien an energiewirtschaftliche Gebiete herangeführt und energetische Potentiale in den eigenen vier Wänden thematisiert werden. (vgl. Deloitte 2018; acatech und Körber-Stiftung 2018)

5.2 Anwendungsbereiche

Im intelligenten Zuhause ist eine Vielzahl von Anwendungen in unterschiedlichen Bereichen einsetzbar. Dazu zählen Hausautomation, Energiemanagement, Gebäude- und Wohnungssicherheit, Komfort und Entertainment, sowie der Bereich Gesundheit.

5.2.1 Energiemanagement

Durch den Einbau zentraler digitaler Steuerungseinheiten und intelligenten Zähleinrichtungen werden die anfallenden Energieverbrauchs- oder Energieproduktionsdaten erfasst und aufbereitet. Dies gibt dem Bewohner nicht nur die Möglichkeit sein Energieverbrauchsverhalten zu überwachen, sondern auch die Möglichkeit sein Verhalten zu optimieren. Somit kann zum Beispiel beim Vorhandensein einer PV-Anlage der Verbrauch der Produktion angepasst werden, indem bei genügend Produktionsleistung Haushaltsgeräte zugeschaltet werden. Hierfür wäre eine Benachrichtigung auf dem Handy über eine App vorstellbar, wenn der Benutzer die Waschmaschine anschalten oder das Elektroauto an die Ladesäule anschließen sollte. Des Weiteren ist eine automatisierte Nutzung von Energie möglich. Dies kann zum einen preisbasiert erfolgen, so dass intelligente Haushaltsgeräte angesteuert werden, sobald der Strompreis gesunken ist, wobei momentan nicht absehbar ist, ab wann Energielieferanten Strommarktpulse auch an Endkunden weitergeben. Zum anderen erfolgt die Nutzung tageszeitabhängig, so dass Haushaltsgeräte zu einem bestimmten Zeitpunkt angeschaltet werden, wodurch Kosten- und Zeiteinsparungen realisiert entstehen können. (vgl. VDE e.V. 2014)

5.2.2 Hausautomation

Im Bereich der Hausautomation steht vor allem eine effizientere Energienutzung im Vordergrund. Dies wird durch eine automatisierte Steuerung von Heizungs- und Lüftungsanlage sowie Licht und Jalousien erreicht. Vor allem die Einrichtung von Coming-Home und Leaving-Home-Szenarien spielen bei der Lüftungs- und Heizungssteuerung eine bedeutende Rolle, da der Wärme- und Stromverbrauch vor allem in den Zeiten, in den kein Bewohner zuhause ist, in den meisten Fällen stark reduziert werden kann. Beispielhaft dafür ist der normale Arbeitnehmer, der morgens

sein Zuhause verlässt und abends nach der Arbeit zurückkehrt. Allerdings hat er die Heizung nicht abgestellt, da er es warm haben möchte, wenn er Zuhause ankommt. Die Steuereinheit weiß aufgrund des eingespeicherten Leaving-Home-Szenarios, wann sie die Heizung herunterfahren kann und aufgrund des Coming-Home-Szenarios, wann sie die Heizung wieder hochfahren muss, damit der Bewohner bei der Heimkehr ein warmes Zuhause vorfindet. Zusätzlich können das automatische Öffnen und Schließen von Türen und Fenstern sowohl thermische und letztendlich auch kostentechnische Vorteile haben. In einer komplexeren Smart-Home-Variante können außerdem Bewegungssensoren verbaut werden, um Aktivitäts- und Bewegungsdaten zu erfassen und aufzubereiten, um daraus mögliche Verbesserungen an den verschiedenen Szenarien vorzunehmen. So sind Energieeinsparpotentiale beim Gasverbrauch für Warmwasser und Heizung von bis zu 30 % bereits nachgewiesen. Die resultierenden Kosteneinsparungen können dabei für eine Refinanzierung genutzt werden. (vgl. BUND e.V. 2018)

Ein weiterer Teil der smarten Hausautomation sind Assistenzfunktionen, die dem Bewohner die Hausarbeit erleichtern sollen. Hierbei geht es weniger um Energieeinsparungen als um Komfortgewinn. Beispiele dafür sind die automatische Gartenbewässerung im intelligenten Garten oder die automatische Produkterkennung und Lebensmittelnachbestellung durch den Kühlschrank in der intelligenten Küche. (vgl. iit 2010)

5.2.3 Gebäude- und Wohnungssicherheit

Zu den ältesten und verbreitetsten Smart-Home-Installationen gehören Maßnahmen zur Verbesserung der Gebäude- und Wohnungssicherheit. Dabei bestand die Heimüberwachung grundsätzlich aus der Installation von Kameras und Bewegungsmeldern. Auch im Smart Home sind diese unentbehrlich, arbeiten allerdings digital und decken damit längst nicht mehr alle wichtigen Maßnahmen ab, die realisiert werden können. Eine davon ist eine Anwesenheitssimulation, welche mittels der üblichen Leaving- und Coming-Home-Szenarien lediglich Licht und Jalousien steuert, um eine Anwesenheit zu simulieren und mögliche Einbrecher fernzuhalten. Sollte dennoch eine reelle Gefahr bestehen, wird automatisch ein Notruf aktiviert. Dazu zählen auch Gefahren von innen, zum Beispiel Brände. Der Assistent für Gefahrensituationen würde

im Falle eines Brandes nach Empfang des Signals der Rauchmelder zusätzlich zur Notrufaktivierung automatisch das Licht einschalten und die Jalousien hochfahren, um für eine bessere Sicht zu sorgen. Zudem kann der Fluchtweg mit einem entsprechenden farblichen Licht markiert werden. All diese Maßnahmen sind allein für die Sicherheit der Bewohner gedacht, wobei mit einem Mehrverbrauch an Strom gerechnet werden muss. (vgl. VDE e.V. 2014)

5.2.4 Komfort und Entertainment

Dieser, aus energetischen und sicherheitstechnischen Gesichtspunkten eher irrelevanter Bereich des Smart Homes, ist für viele Anwender wohl aber ein sehr interessanter. Zur Unterhaltungs- und Behaglichkeitssteigerung sind schon heutzutage zahlreiche Anwendungen im Einsatz. Beispiele hierfür sind der Smart TV, welcher über das heimische Netzwerk mit anderen smarten Geräten kommuniziert und mit dem Internet verbunden ist. Der Sprachsteuerungsassistent, welcher zuerst über das Smartphone genutzt wurde, nun aber oft als eigenständiges Smart-Home-Gerät eingesetzt wird. Und auch die Lichtsteuerung findet immer mehr Interessenten. Diese erfolgt automatisch oder per Applikation. Eine weniger verbreitete und sehr viel aufwendigere Smart-Home-Anwendung sind raumübergreifende Entertainment-systeme, welche zum Beispiel anhand der Bewegungssensoren die Musik in dem Zimmer abspielen, in dem sich der Anwender befindet. Dieser Bereich der Smart-Home-Branche ist sehr attraktiv und in jedem Haushalt integrierbar. Auch in diesem Anwendungsbereich ist mit einem Mehrverbrauch an elektrische Energie durch die Vernetzung der Komponenten auszugehen. (vgl. VDE e.V. 2014)

5.2.5 Gesundheit

Im Gebiet der Gesundheit, auch „Ambient Assisted Living“ genannt, konzentrieren sich Smart-Home-Anwendungen auf ältere und eingeschränkte Menschen. Dabei geht es um den Einsatz von altersgerechten Assistenzsystemen für ein umgebungsgestütztes, gesundes und unabhängiges Leben für den Anwender. Vor allem die dauerhafte Erfassung von Vitaldaten und eine Unterstützung in Gefahrensituation stehen dabei im Vordergrund. So können mittels zusätzlicher Sensorik auch Bewegungsdaten erfasst und

sogar Stürze durch den Einsatz eines intelligenten bzw. sensitiven Fußbodens erkannt werden. Anschließend erfolgt auch in diesem Beispiel eine automatische Notrufeinleitung. Aufbereitete Vitaldaten könnten nach Zustimmung dem behandelten Arzt, beispielsweise für eine Fernsitzung über das Internet zur Verfügung gestellt werden. Die Rückschrittliche Entwicklung der Infrastruktur des Gesundheitswesens in ländlichen Gebieten stellt für solche Anwendung ein erhebliches Potential dar. So muss der meist ältere Patient nur in bestimmten Fällen den Weg für einen Arztbesuch auf sich nehmen. (vgl. VDE e.V. 2014)

5.3 Daten

Im digitalen Zeitalter sind Daten und damit auch der Schutz vor deren Missbrauch wichtiger denn je. Dies wird im Bereich Smart Home schnell deutlich, da bei vielen Anwendungen personenbezogene Daten entstehen und über das heimische W-LAN versendet werden. Somit müssen nicht nur die intelligenten Haushaltsgeräte selbst, sondern auch der Übertragungsweg vor Angriffen geschützt werden. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Quellen, den Nutzen und den Sicherheitsanforderungen der im Smart-Home-System anfallenden Daten. (vgl. KIT 2015)

Tabelle 4: Daten im Smart-Home-System (vgl. KIT 2015), eigene Tabelle)

Daten	Quelle	Nutzen	Sicherheitsanforderung
Energieverbrauch	Strom-, Öl- und Gaszähler	Monitoring, Auswertung	Mittel
Umgebung	Temperatur-, Luftfeuchtigkeits-, Einstrahlsensoren	Steuerung von Lüftung und Heizung	Gering
Vitalfunktionen	Bewegungssensoren, Körpersensoren	Monitoring, Assistent Notrufeinleitung	Hoch
Sicherheit	Kameras, Bewegungsmelder	Heimüberwachung, Assistent bei Gefahren-meldung Notrufeinleitung	Hoch
Extern	Server, Cloud	Datengrundlage zur Steuerung von intelligenter Haustechnik	Gering
Nutzerprofile	interner Datenspeicher, Server, Cloud	Automatische Generierung von Benutzerprofilen, Aktivitäts- und Schlaf- monitoring	Hoch

5.3.1 Datenerhebung und Datenverarbeitung

Zunächst finden sich wie bei jeder personalisierten Anwendung die Personaldaten des Anwenders im System wieder. Diese Daten sind personenbezogen und müssen entsprechend geschützt werden. Gleiches gilt für Daten über die Vitalfunktionen, sowie Bewegungsdaten und die daraus generierten Nutzerprofile. Vor allem Schlaf- und Aktivitätsprofile können für Kriminelle sinnvolle Informationen darstellen. Auch personenbezogen sind die Energieverbrauchsdaten, welche über einen Smart Meter für das Monitoring und energetische Auswertungen dem Smart Home zur Verfügung gestellt werden. Daten, bei denen es keinen Schutz bedarf, sind frei zugängliche Daten. Dazu zählen Umgebungsdaten wie Temperatur, Sonneneinstrahlung und Luftfeuchtigkeit und externe Daten wie Energiepreise und Wetterprognosen. In der Weiterverarbeitung der Daten werden verschiedene Ziele verfolgt, im ersten Schritt müssen aber alle Daten gespeichert werden. Dies geschieht entweder intern im Datenspeicher der zentralen Steuereinheit, dem Smart Controller, oder extern in einer Cloud oder auf einem Server. Generell werden die Daten für verschiedene Vorgänge

benötigt. Zum einen für die Überwachung und Auswertung des Smart Homes und seines Anwenders. Die daraus resultierenden Benutzerprofile werden dauerhaft mit Daten gespeist und sind somit sehr genau. Dies wird sich vor allem in den Bereichen Energiemanagement und Komfort positiv auf die Anwendung auswirken. Außerdem besteht die Möglichkeit durch den Einsatz von Software mit Lernfunktion automatisierbare Prozesse herauszufiltern und unter Zustimmung des Anwenders durch das Smart Home steuern zu lassen. In der folgenden Abbildung werden beispielhaft die Datenflüsse in einem Smart Home dargestellt. (vgl. KIT 2015)

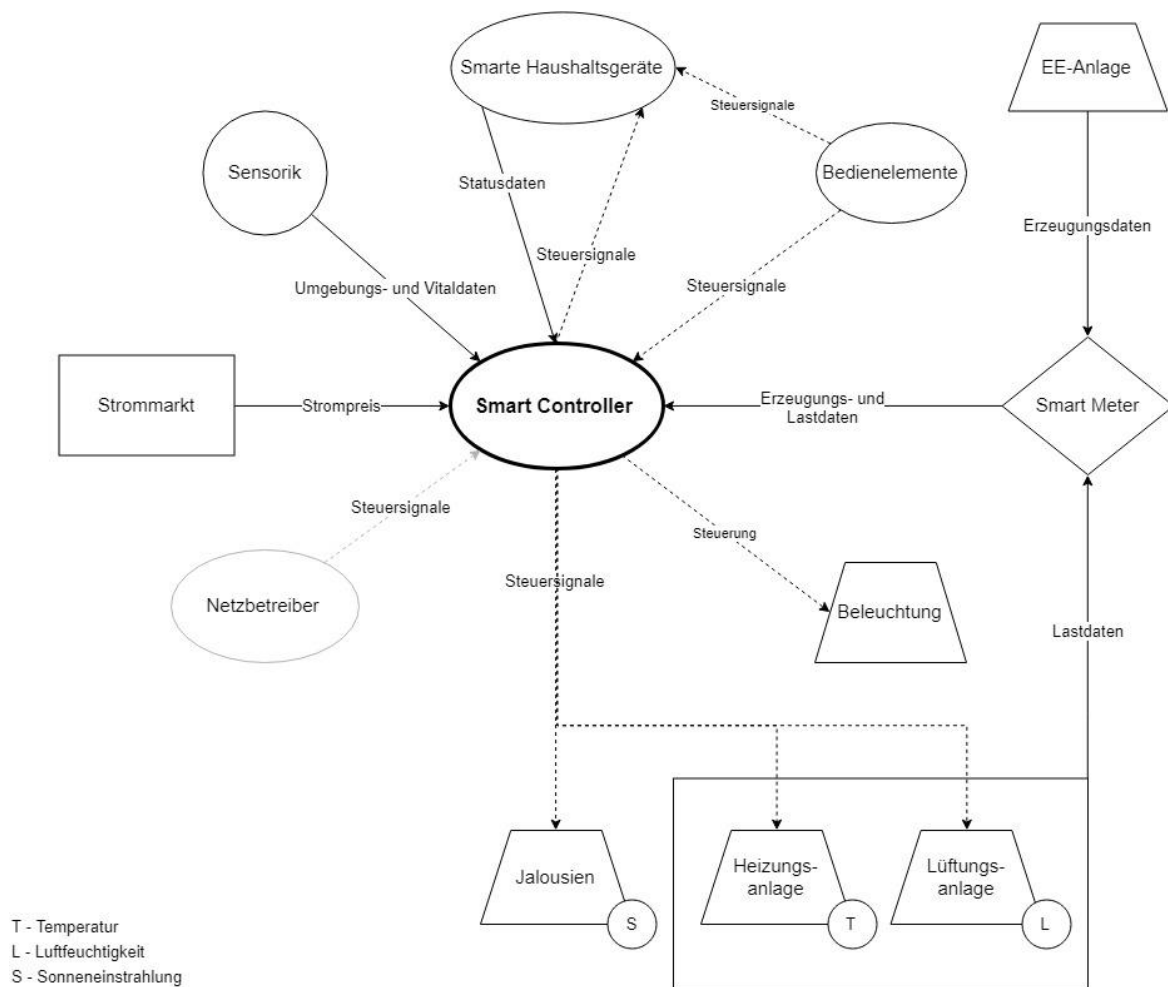


Abbildung 21: Datenfluss im Smart Home (eigene Abbildung)

5.3.2 Datenschutz und Informationssicherheit

Alle anfallenden Daten müssen den Regelungen der Datenschutzgrundverordnung entsprechend gesichert sein. Grundsätzlich muss beachtet werden, dass die entstehenden Daten unterschiedlichen Sicherheitsanforderungen unterliegen.

Da bei der Ausführung von Smart-Home-Anwendungen oft mehrere Systeme miteinander interagieren, müssen alle Beteiligten den geforderten Datenschutz einhalten. Dies beginnt im heimischen Netzwerk, über welches so gut wie alle Daten des Smart Homes weitergeleitet werden. Derzeit ist es noch sehr einfach sich in private Netzwerke zu hacken, dementsprechend müssen bei der Entwicklung des Smart Controllers gehobene informationstechnische Sicherheitsmaßnahmen getroffen werden. Ein herstellerübergreifender Ansatz ist die Entwicklung eines auf dem Internetprotokoll basierenden Kommunikationskonzepts, welches unterschiedliche Sicherheitsstufen im Netzwerk abbilden kann, das sogenannte Smart Home Internet Protokoll, kurz SHIP. Aber nicht nur das Netzwerk und die zentrale Steuereinheit müssen geschützt werden, auch die intelligenten Haushaltsgeräte selbst müssen Hackerangriffe abwehren können. Somit ist nun auch IT-Verständnis bei den Herstellern weißer Ware gefragt. Weniger neu ist das Thema Datenschutz und Informationssicherheit für die Anbieter von Server- oder Cloud-Services, da dies zu den grundlegenden Anforderungen ihrer Services gehört. (vgl. VDE e.V. 2014)

5.4 Ausblick

5.4.1 Marktpotential

Wie in den vorherigen Abschnitten beschrieben sind die fortschreitende Digitalisierung, der steigende Lebensstandard, das Verlangen nach Sicherheit und eine immer älter werdende Bevölkerung die stärksten Antriebsfaktoren der Smart-Home-Branche, welche bis zum Jahr 2030 einen enormen Umsatzzuwachs verzeichnen wird. Dabei zählen Komponenten zur Vernetzung und Steuerung, sowie der Handel von smarten Haushaltsgeräten zu den umsatzstärksten Bereichen. Im weltweiten Vergleich befand sich Deutschland im Jahr 2018 mit einem Umsatz von 2,8 Mrd. € in der Smart-Home-Branche auf dem dritten Platz direkt hinter China und den USA. Im Jahr 2030 könnte ein geschätztes Umsatzvolumen von 13 Mrd. € in Deutschland erreicht werden. Schon jetzt

können Besitzer eines Eigenheims und auch Mieter, deren Vermieter dem Umbau zustimmt, über die KfW Fördermittel für den Einbau von Smart-Home-Anwendungen erhalten. In Verbindung mit zukünftig sinkenden Komponentenpreisen sind auch Szenarien mit weitaus höheren Umsatzprognosen denkbar.

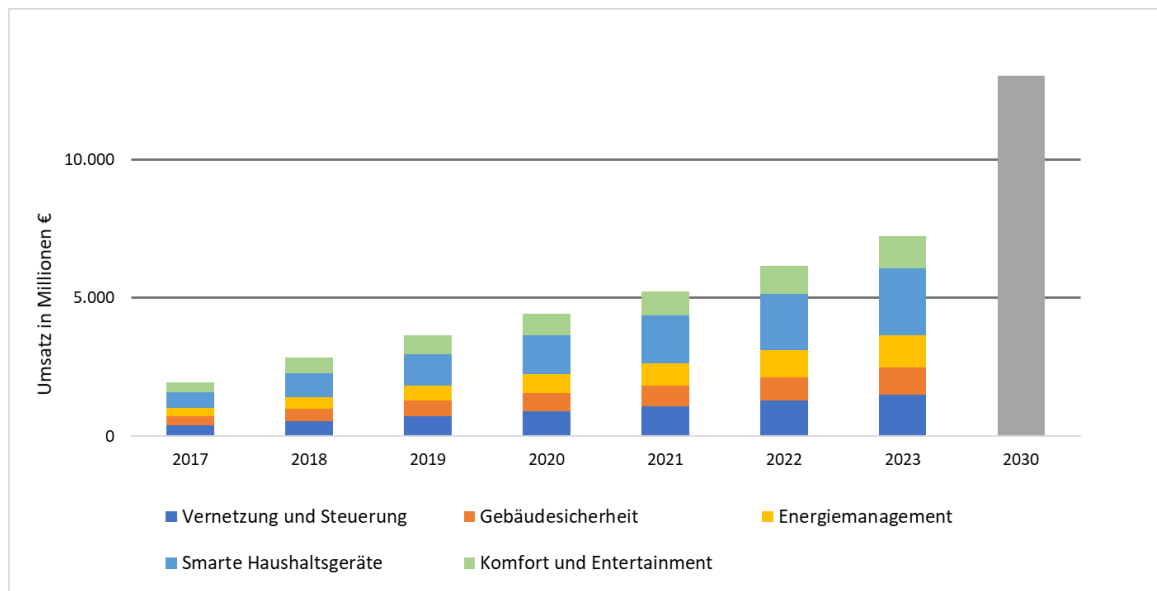


Abbildung 22: Smart Home in Deutschland 2017: Umsatz in Millionen € (Vgl. Statista, letzte Aktualisierung: 2018-11, Wechselkurs: 0,90554 EUR/USD)

Um das zukünftige Marktpotential auszuschöpfen, müssen einige Hürden überwunden werden. Eine davon sind die hohen Datenschutzanforderungen, die an die Hersteller und beteiligte Unternehmen gestellt werden. Wie weitreichend dieses Problem ist wird im weiteren Verlauf der Studie aufgezeigt. Des Weiteren müssen innerhalb der Smart-Home-Branche Standards definiert werden, um herstellerübergreifend Smart-Home-Komponenten besser miteinander verknüpfen zu können. Dies gilt sowohl für die Software als auch für die Hardware. Ein Schritt in diese Richtung geht das Smart Home Zertifizierungsprogramm des VDE, welches seit 2015 ein Projekt zur Entwicklung eines Smart-Home-Ready-Siegels in Partnerschaft mit einer Vielzahl an Herstellern leitet, bisher allerdings ohne Erfolg.

Auch das Demand Side Management auf Niederspannungsebene wird an Bedeutung gewinnen, da Verteilnetzbetreiber zukünftig die Möglichkeit haben, selbständig auf Geräte zuzugreifen. Dies unterliegt natürlich vertraglichen Regelungen, so dass keine wirtschaftlichen Nachteile für den Besitzer der Geräte entstehen, wobei das Potential im

Bereich der Privathaushalte sehr gering einzuschätzen ist. Dementsprechend ist der Nutzen des Demand Side Managements eher im industriellen Smart Building als im Smart Home zu finden.

5.4.2 Energieeinsparpotential

Der Großteil der Smart-Home-Anwendungen haben keinen energiewirtschaftlichen Nutzen, dennoch sind allein durch eine intelligente Heizungs-, Lüftungs- und Jalousiesteuerung Einsparungen im Bereich Wärme von bis zu 30 % denkbar. Dies wird nicht nur durch die verbauten intelligenten Komponenten, sondern auch durch zusätzliche Faktoren, wie zum Beispiel die Gebäudekonstruktion, das Nutzerverhalten und die bisherigen Anlagentechnik beeinflusst. In dieser Studie wird vom einem Wärmeeinsparpotential von 20 % pro Privathaushalt ausgegangen. Bezogen auf den Wärmeverbrauch von Privathaushalten im Jahr 2018 in Höhe von 630 TWh entspricht das einem Einsparpotential von rund 125 TWh. (vgl. BUND e.V. 2018)

5.4.3 Kannibalisierungseffekt

Neben dem beschriebenen Einsparpotentialen im Bereich Wärme gibt es aber auch eine kontraproduktive Seite bei der Installation von Smart-Home-Anwendungen. So darf der zusätzliche Energieverbrauch von Überwachungs- und Vernetzungskomponenten im intelligenten Zuhause nicht vernachlässigt werden. In Deutschland ist bis zum Jahr 2025 pro Privathaushalt durchschnittlich mit einem zusätzlichen Standby-Stromverbrauch von 150 kWh im Jahr für vernetzte Haushaltsgeräte zu rechnen, wobei von drei Geräten pro Person und einem maximalen Standby-Verbrauch von 25 kWh pro Jahr und Gerät ausgegangen wird. Auf ganz Deutschland bezogen entsteht so ein jährlicher Standby-Mehrverbrauch von 6,2 TWh, was ausgehend von einem Stromverbrauch von privaten Haushalten in Höhe von 130 TWh einen Anteil von ca. 5 % ergibt. Da über mögliche Stromeinsparungen durch den Einsatz von Smart-Home-Anwendungen bisher keine Studien veröffentlicht wurden, kann lediglich die Aussage getroffen werden, dass die Stromeinsparungen durch Smart-Home-Anwendungen einen Wert von 5 % des Verbrauchs deutlich unterschreiten sollten, damit Kannibalisierungseffekte ausgeschlossen werden können. (vgl. BUND e.V. 2018)

6 Speichertechnologien

6.1 Status Quo

Im Folgenden gilt es, den Status Quo von Speichertechnologien in Deutschland zu erläutern. Heutzutage existiert eine Vielzahl von Energiespeichern in Deutschland, die sich in mechanische, chemische, elektrochemische, elektrische und thermische Energiespeicher unterscheiden lassen. Um den Rahmen dieser Arbeit nicht zu sprengen, muss hierbei jedoch folgende Einschränkung vorgenommen werden, die auch im Hinblick auf die Potentialanalyse, die eines der Ziele dieser Arbeit widerspiegelt, notwendig ist. In diesem Kapitel wird lediglich auf elektrochemische Energiespeicher in Form von Batteriespeichern für Privathaushalte und chemische Energiespeicher am Beispiel von Power to Gas eingegangen. Ein Grund hierfür liegt darin, dass sich der Großteil an Studien in Bezug auf die Potentialanalyse hauptsächlich mit den genannten Stromspeichern befasst. Des Weiteren können beispielsweise mechanische Energiespeicher, wie Pumpspeicherkraftwerke, ohnehin ausgeschlossen werden, da das Potential dieser Technologie in Deutschland annähernd ausgeschöpft ist (vgl. Bomberg et al. 2018, S. 63). Im Folgenden spielen somit aus den genannten Gründen lediglich Batteriespeicher für Privathaushalte und Power to Gas eine Rolle.

6.1.1 Batteriespeicher für Privathaushalte

Bereits seit einigen Jahrzehnten sind zur Notstromversorgung privater Haushalte dienende Batteriespeicher am deutschen Markt vorhanden. Da allerdings die Versorgungssicherheit in Deutschland bisher stets sehr hoch ist, werden diese Speichersysteme kaum eingesetzt. Seit 2012 jedoch steigt das am Markt verfügbare Angebot an diversen Batteriespeichersystemen von etlichen Herstellern stetig an. Der Grund für den Anstieg liegt darin, dass diese Batteriespeicher weniger zur Notstromversorgung dienen. Vielmehr haben sie „das Ziel, den Anteil der selbst verbrauchten eigen erzeugten elektrischen Energie (Eigenverbrauch) sowie den Anteil der eigenen Erzeugung an dem eigenen Verbrauch zu erhöhen (Eigendeckung)“ (Pellinger und Schmid 2016, S. 149). In den deutschen Privathaushalten werden solche Batteriespeicher entweder aus eigenen Erzeugungseinheiten, vor allem Photovoltaik-Anlagen, oder aus dem Stromnetz der allgemeinen Versorgung geladen. Eine Studie der

Forschungsstelle für Energiewirtschaft, kurz FfE, hat angebotene Hausbatteriespeicher miteinander verglichen und daraus eine durchschnittliche Kapazität von 7 kWh ermittelt. (vgl. Pelling und Schmid 2016, S. 149)

In Bezug auf aktuelle Absatzzahlen wird sich im Folgenden auf eine Analyse von EuPD Research bezogen. Im Markt für Heimbatteriespeicher erfolgte im Jahr 2017 ein signifikantes Wachstum auf ungefähr 37.000 Neuinstallationen. In 2016 betrug dieser Wert noch ca. 24.800, was somit eine Steigerung von 49 % bedeutet. Die Analyse ergab weiterhin auch, dass im Jahr 2017 die sonnen GmbH mit 21 % den größten Marktanteil hierbei innehatte. (vgl. EuPD Research Sustainable Management GmbH 21.03.2018) Ein gesamter Überblick hierüber ist in folgendem Tortendiagramm dargestellt.

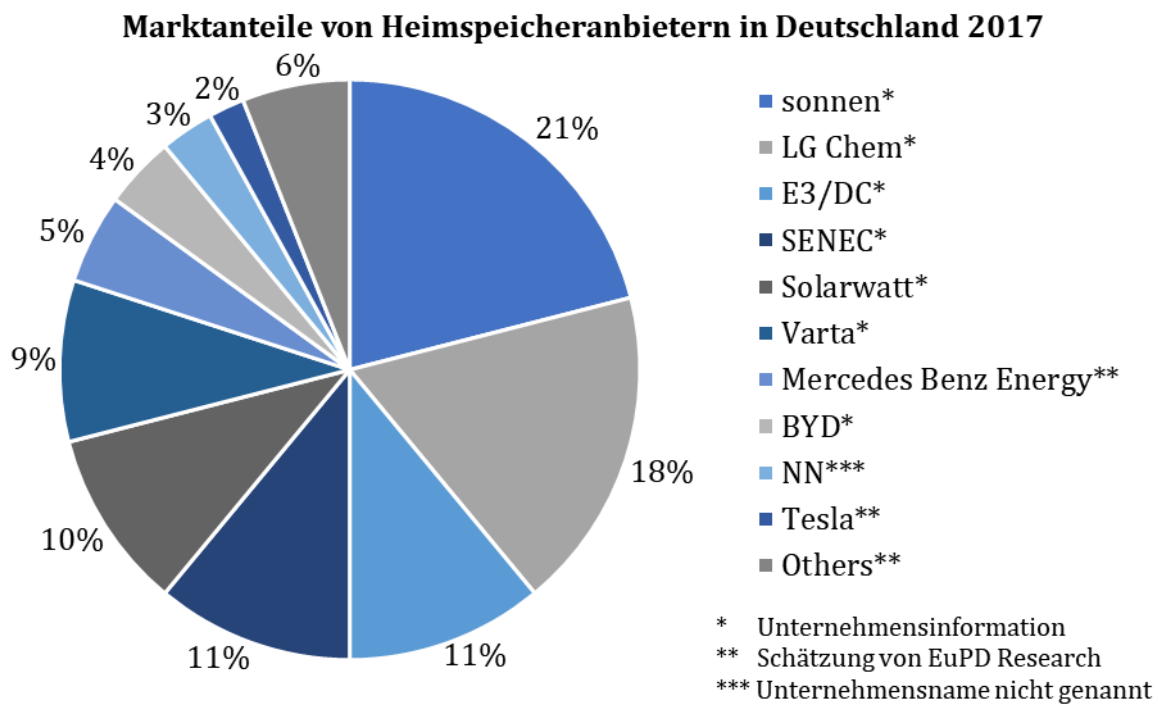


Abbildung 23: Marktanteile von Heimspeicheranbietern - eigene Darstellung (vgl. EuPD Research Sustainable Management GmbH 21.03.2018)

6.1.2 Power to Gas

Um auf den Status quo von Power to Gas genauer eingehen zu können, gilt es zunächst, das Verfahren und den Nutzen dieser Speichertechnologie kurz und kompakt zu erläutern. Die konkreten chemischen und physikalischen Vorgänge werden hierbei vernachlässigt. Unter Power to Gas wird grundsätzlich die Umwandlung von Strom aus erneuerbaren Energien in Wasserstoff (H_2) und/oder Methan (CH_4) mithilfe eines Elektrolyse- beziehungsweise Methanisierungs-Verfahrens verstanden. Diese Technologie ermöglicht es einerseits, elektrische Energie sowohl in großen Mengen als auch über lange Zeiträume zu speichern. Andererseits kann hiermit der gespeicherte Strom auch außerhalb des Stromsektors, wie zum Beispiel im Wärme-, Verkehrs- und Industriebereich, genutzt werden. Der Transport des erneuerbaren Stroms erfolgt dabei über Trailer, Pipelines oder die Gasinfrastruktur. (vgl. Schenuit et al. 2016, S. 10)

Das eben kompakt erläuterte Prinzip und der Nutzen von P2G sind in der folgenden von der Deutsche Energie-Agentur GmbH erstellten Abbildung anschaulich dargestellt.

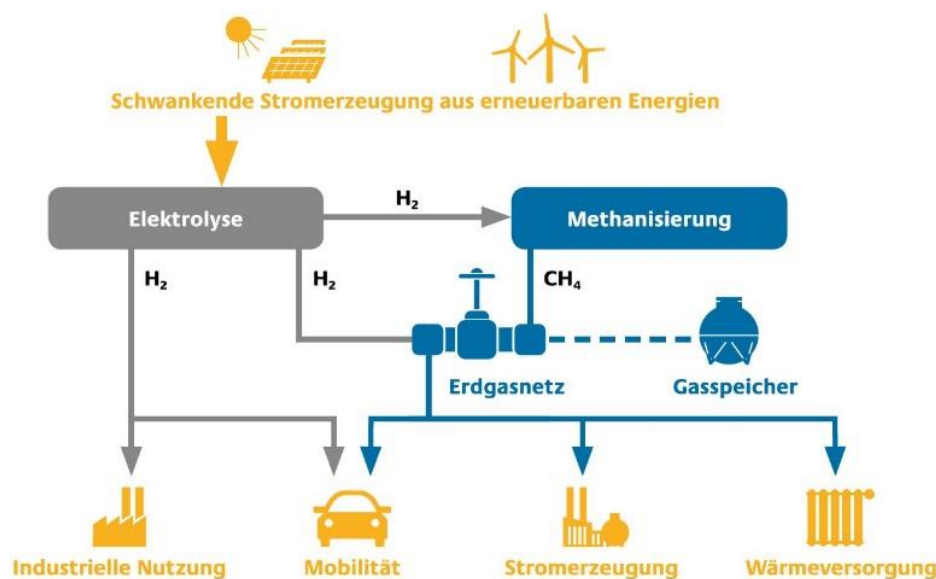


Abbildung 24: Prinzip von Power 2Gas (vgl. Grimm et al. 2015, S. 5)

Derzeit stellt P2G die einzige Flexibilitätsoption dar, die die folgenden zwei, vor allem mit steigendem Anteil an erneuerbaren Energien, für die deutsche Energiewirtschaft bedeutenden Themenfelder miteinander verbindet: Zum einen fungiert diese Speichertechnologie in Form des im Moment einzigen großtechnisch zur Verfügung stehenden Langzeitspeichers als Unterstützung für die Systemintegration erneuerbarer

Energien. Gleichzeitig kann P2G aber auch dazu beitragen, Emissionsminderungen im Gebäude-, Industrie- und Verkehrsbereich zu erzielen. (vgl. Schenuit et al. 2016, S. 10)

In Deutschland existieren aktuell über 20 Pilot- und Forschungsanlagen, in denen der Einsatz von Power to Gas getestet und das Verfahren per se weiterentwickelt wird. Zwar werden diese Projekte mit jeweils unterschiedlichen Zielen und Schwerpunkten betrieben, grundsätzlich geht es jedoch um folgende Thematiken: Demonstration der technischen Machbarkeit, Senkung der Kosten, Erreichung von Standardisierung und Normung sowie letztlich die Erprobung von Geschäftsmodellen. (vgl. Grimm et al. 2015, S. 17) Obgleich in diesen Anlagen weiterhin geforscht wird, gilt Power to Gas bereits als eine ausgereifte und zum jetzigen Einsatz zur Verfügung stehende Technologie. Die einzige Hürde zur vollständigen Marktreife vor allem bezüglich des wirtschaftlichen Nutzens liegt lediglich noch in der Justierung von zentralen regulatorischen Stellschrauben. (vgl. Grimm et al. 2015, S. 3)

6.2 Technologiebewertung

6.2.1 Batteriespeicher für Privathaushalte

Nachdem nun unter anderem der Status Quo von Batteriespeichern in Deutschland behandelt wurde, werden in diesem Kapitel diese Speicher sowohl nach technischen als auch ökonomischen Aspekten bewertet. Die in Deutschland installierten Batteriespeicher basieren auf diversen Technologien, wie zum Beispiel Blei-Säure, Lithium-Ionen oder Redox-Flow. Um einen konkreten Überblick über die technischen und ökonomischen Daten der zu behandelnden Energiespeicher zu bekommen, werden im Folgenden die genannten Technologien nicht einzeln berücksichtigt. Es wird vielmehr von dem im vorigen Kapitel erläuterten durchschnittlichen Energiespeicher ausgegangen. Ein Batteriespeicher mit einer Kapazität von 7 kWh weist die in Tabelle 5 angezeigten, durchschnittlichen technischen und ökonomischen Werte auf. Die Abkürzung IKT, die hierbei verwendet wird, steht für Informations- und Kommunikationstechnologie. Dieser Begriff umfasst alle mit der Speicheranlage verbundenen Geräte und Einrichtungen. (vgl. Pellingner und Schmid 2016, S. 1)

Tabelle 5: Kenndaten eines durchschnittlichen Batteriespeichers für Privathaushalte (vgl. Pelling und Schmid 2016, S. 160)

Parameter	Wert
Kapazität:	7 kWh
Leistung:	5 kW
Nutzungsgrad:	87 %
Wirkungsgrad:	93 %
Lebensdauer:	4.500 Vollzyklen
Kalendarische Lebensdauer:	17 Jahre
Investitions-Kosten:	14.137 €
Investitions-IKT-Kosten:	355 € je Anschluss
Betriebs-IKT-Kosten:	67 € je Anschluss & Jahr

6.2.2 Power to Gas

Um die Technologie P2G nach technischen und ökonomischen Kenndaten bewerten zu können, müssen die unterschiedlichen Verfahren Elektrolyse und Methanisierung unabhängig voneinander betrachtet werden. Hierfür wird sich im Folgenden auf die Metaanalyse „Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende“ der AEE bezogen (vgl. Maier 2018). In dieser Analyse wurde mithilfe diverser Studien die minimalen sowie maximalen Wirkungsgrade und Kosten der beiden genannten P2G-Verfahren im Zeitraum von 2014 bis 2017 zusammengefasst. Aber auch der Ausblick auf die Jahre 2030 und 2050, auf den jedoch erst im Kapitel 6.3 eingegangen wird, wurde hierbei berücksichtigt. Der Wirkungsgrad des Elektrolyse-Verfahrens erstreckte sich in den letzten Jahren von 59 % bis hin zu 82 %. Die Investitionskosten von Elektrolyseuren werden hierbei mit 870 €/kW bis 3.100 €/kW angegeben. Im Hinblick auf die Methanisierung liegt der Wirkungsgrad im Zeitraum von 2014 bis 2017 zwischen minimal 70 % und maximal 83 %. Die Investitionskosten für Methanisierungsanlagen reichen dabei von 1.000 €/kW bis zu 4.150 €/kW. (vgl. Maier 2018, S. 17–18)

Ein konkreter Überblick der eben genannten Daten ist tabellarisch im Kapitel 6.3.2 im Vergleich zu den Jahren 2030 und 2050 dargestellt.

6.3 Potentialanalyse

6.3.1 Batteriespeicher für Privathaushalte

In diesem Kapitel gilt es nun, das Potential von Batteriespeichern für Privathaushalte zu analysieren. Hierbei wird sich im Folgenden auf das Verbundforschungsvorhaben „Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030“ der FfE bezogen, das unter anderem das Potential der behandelten Stromspeicher bis zum Jahr 2030 abschätzt. Hierfür wird von der FfE angenommen, dass der Haushaltskundenstrompreis bis 2030 konstant bleibt. Dadurch „können 0,8 bis 2,3 Mio. Haushalte in Deutschland, die über eine PV-Anlage verfügen, eine Differenz von 15 ct/kWh zwischen dem Strombezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung und ihrer Eigenerzeugung erwirtschaften“ (Pellinger und Schmid 2016, S. 155). Des Weiteren wird hierbei davon ausgegangen, dass diese Haushalte ein Hausspeichersystem erwerben, um den Eigenverbrauch zu erhöhen. Infolge dieser Annahmen können schließlich die Speicherkapazität und Leistung, die im Jahr 2030 von Batteriespeichern bereitgestellt werden können, maximal abgeschätzt werden. Besitzt ein Speichersystem im Durchschnitt die im vorigen Kapitel erwähnte Kapazität von 7 kWh und eine Leistung von 5 kW, können im Jahr 2030 eine Gesamtkapazität von 4,9 bis 16,1 GWh und eine Gesamtleistung von 3,5 – 11,5 GW erreicht werden. (vgl. Pellinger und Schmid 2016, S. 155)

In der folgenden Tabelle sind sowohl die technischen Kenndaten für Batteriespeicher in den Jahren 2015 bis 2030 zusammengefasst als auch die von der FfE ermittelten Investitions- und Betriebskosten in den beiden Jahren aufgelistet.

Tabelle 6: Entwicklung von Batteriespeichern für Privathaushalte (vgl. Pellinger und Schmid 2016, S. 160)

Parameter	Einheit	2015	2030
Gesamtkapazität:	GWh	k. A.	4,7 - 16,1
Gesamtleistung:	GW	k. A.	3,5 - 11,5
Investitions-Systemkosten:	€	14.137	11.778
Investitions-IKT-Kosten:	€ je Anschluss	355	220
Betriebs-IKT-Kosten:	€ je Anschluss & Jahr	67	42

Um das Potential von Batteriespeichern weiter zu konkretisieren, wird sich in der folgenden Abbildung auf die Strommarkt-Studie bezogen, die die Speicherkapazität von Batteriespeichern nach den drei Szenarien BAU, PD und GP sowie nach den Jahren 2016, 2030 und 2050 ermittelt hat.

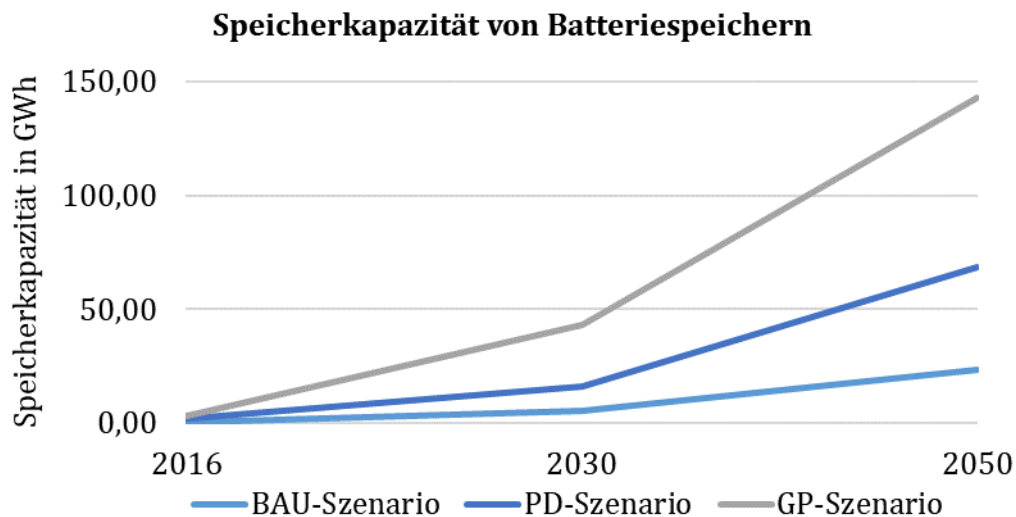


Abbildung 25: Speicherkapazität von Batteriespeichern (vgl. Bomberg et al. 2018)

Im pessimistischen BAU-Szenario wird eine sehr geringe Entwicklung der Speicherkapazität von Batteriespeichern prognostiziert. Im Jahr 2030 soll diese hierbei 5,20 GWh und im Jahr 2050 lediglich 23,50 GWh betragen. Im wahrscheinlichen PD-Szenario hingegen fallen diese Werte deutlich höher aus. Für die Jahre 2030 und 2050 wurden diesbezüglich 16,11 GWh beziehungsweise 68,40 GWh ermittelt. Im optimistischen GP-Szenario geht die Studie sogar von 43,00 GWh Speicherkapazität im Jahr 2030 und von 142,60 GWh im Jahr 2050 aus.

6.3.2 Power to Gas

Genau wie im Kapitel Technologiebewertung gilt es auch bei der Potentialanalyse von Power to Gas, zunächst die beiden Verfahren Elektrolyse und Methanisierung unabhängig voneinander zu betrachten. Hierbei wird sich im Folgenden ebenso wie im genannten Kapitel auf die Metaanalyse der Agentur für Erneuerbare Energien bezogen. Für das Elektrolyse-Verfahren prognostiziert die AEE mithilfe diverser Studien folgende Werte bezüglich des Wirkungsgrades der Elektrolyse und der Investitionskosten von

Elektrolyseuren für die Jahre 2030 und 2050 im Vergleich zu dem Zeitraum von 2014 bis 2017.

Tabelle 7: Entwicklung der Elektrolyse (vgl. Maier 2018, S. 17–18)

Parameter	Einheit	2014-2017	2030	2050
Wirkungsgrad:	%	59 - 82	70 - 93	76 - 93
Investitionskosten von Elektrolyseuren:	€/kW	870 - 3.100	338 - ca. 1.500	145 - 800

Im optimalen Fall wird hierbei somit ein maximaler Wirkungsgrad von 93 % bereits im Jahr 2030 und minimale Investitionskosten von 338 €/kW in 2030 beziehungsweise 145 €/kW in 2050 erreicht.

Bezüglich der Methanisierung werden in der Metaanalyse folgende Werte vorhergesagt.

Tabelle 8: Entwicklung der Methanisierung (vgl. Maier 2018, S. 17–19)

Parameter	Einheit	2014-2017	2030	2050
Wirkungsgrad:	%	70 - 83	84 - 89	80 - 90
Investitionskosten für Methanisierungsanlagen:	€/kW	1.000 - 4.150	430 - ca. 1.400	190 - 1.034

Hierbei wäre also im äußerst optimistischen Szenario ein maximaler Wirkungsgrad von 89 % in 2030 und 90 % in 2050 möglich. Im Hinblick auf die Investitionskosten für Methanisierungsanlagen könnten minimale Werte in einer Höhe von 430 €/kW und 190 €/kW im Jahr 2030 beziehungsweise 2050 erreicht werden.

Um das Potential von Power to Gas per se hinsichtlich der zukünftigen Speicherkapazität analysieren zu können, wird sich hierbei auf die Strommarkt-Studie bezogen. In der folgenden Abbildung ist somit die Speicherkapazität von Power to Gas in den Jahren 2016, 2030 und 2050 nach den unterschiedlichen Szenarien BAU, PD und GP dargestellt.

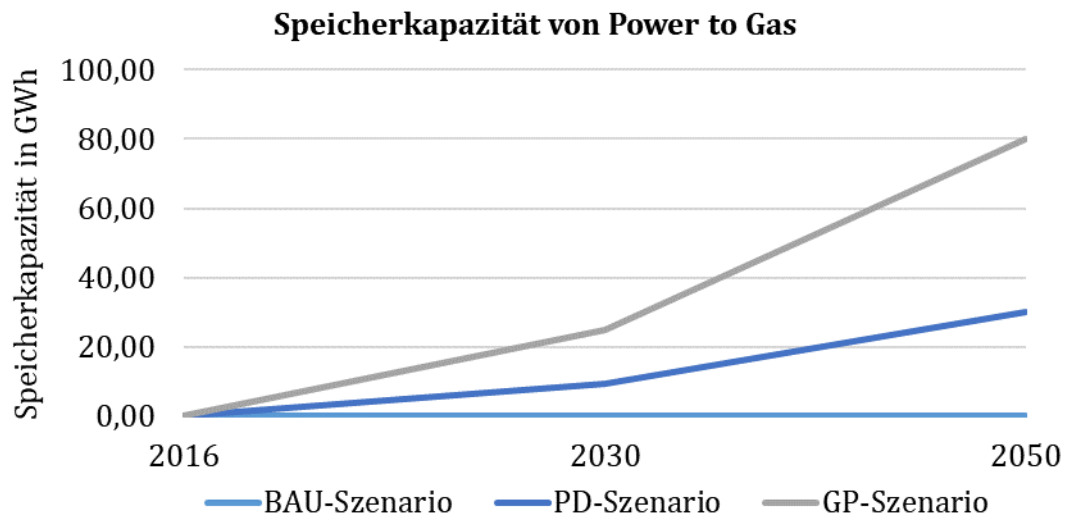


Abbildung 26: Speicherkapazität von Power to Gas (vgl. Bomberg et al. 2018)

Im pessimistischen BAU-Szenario wird hierbei keine Entwicklung von Power to Gas angenommen. Im wahrscheinlichen PD-Szenario hingegen prognostiziert die Studie eine Speicherkapazität von 9,23 GWh in 2030 und 30,00 GWh in 2050. In Bezug auf das optimistische GP-Szenario wiederum wird eine Speicherkapazität von 25,00 GWh und 80,00 GWh im Jahr 2030 beziehungsweise 2050 vorhergesagt.

6.4 Betriebsweisenabhängige Daten

Neben dem Status Quo, der Technologiebewertung und Potentialanalyse ist ein letzter Schwerpunkt dieser Arbeit das Thema Daten. Da die Speichertechnologie Power to Gas bisher nur in Pilotprojekten eine Rolle spielt und noch nicht im deutschen Markt integriert ist, wird sich im Folgenden lediglich auf die bereits ausgereiften und in Massen zur Verfügung stehenden Batteriespeicher bezogen. Somit stellt sich in diesem Kapitel die Frage: „Welche Daten fallen bei der Nutzung eines Stromspeichers für Privathaushalte an und welche Daten werden dem Nutzer hierbei direkt angezeigt?“ Selbstverständlich spielen in dieser Thematik im Allgemeinen die mit einem Speicher in Verbindung stehenden physikalischen Größen Strom, Spannung et cetera eine Rolle. Jedoch werden nicht all diese Daten dem Nutzer eines Batteriespeichers direkt angezeigt. Anhand des Stromspeichers Tesla Powerwall 2 mit der dazugehörigen Tesla-App soll im Folgenden diese Problematik geklärt werden. Über die Tesla-App lässt sich einerseits sowohl anzeigen, ob der Stromspeicher, der hierbei beispielhaft mit einer

Photovoltaik-Anlage verbunden ist, lädt beziehungsweise entlädt als auch über welchen Ladestand er in diesem Moment in Prozent verfügt (s. Abbildung 27 - Links). Andererseits wird in der App auch dargestellt, in welcher Höhe der Strom von der PV-Anlage oder aus dem Stromnetz in das Gebäude und den Stromspeicher fließt. In derselben Anzeige kann zudem der Stromfluss vom Speicher in das Stromnetz veranschaulicht werden (s. Abbildung 27 - Mitte). Neben diesen „Live-Daten“ gibt die App aber auch an, wieviel Leistung in kW täglich, wöchentlich oder monatlich in den Stromspeicher eingeflossen ist und vom Stromspeicher abgegeben wurde. Gleichzeitig wird hierbei aber auch die Gesamtenergie in kWh über den jeweiligen Zeitraum angezeigt (s. Abbildung 27 - Rechts). (vgl. Tesla)



Abbildung 27: Angezeigte Daten in der Tesla-App – zusammengefügte Screenshots aus Video (vgl. Tesla)

Ein Stromspeicher kann jedoch unterschiedlich betrieben werden, wodurch je nach Betriebsweise auch unterschiedliche Daten anfallen. Daher müssen in dieser Thematik die einzelnen Betriebsweisen von Batteriespeichern unabhängig voneinander betrachtet werden: eigenverbrauchsbezogener, marktbezogener, netzbezogener und kombinierter Betrieb. Um das Thema Daten hierbei deutlicher einzubinden, wird vorausgesetzt, dass die einzelnen folgenden Schritte der unterschiedlichen Betriebsweisen per intelligenter Signale und Datenflüsse von Smart Controllern, die mit den jeweiligen Akteuren direkt in Verbindung stehen, und Smart Metern automatisch durchgeführt werden. In Kapitel 6.4.4 ist diese Thematik grafisch dargestellt.

6.4.1 Eigenverbrauchsbezogener Betrieb

Infolge eines steigenden Strompreises und einer gleichzeitig sinkenden EEG-Einspeisevergütung wird die eigenverbrauchsbezogene Nutzung von PV-Strom für Haushaltskunden immer attraktiver. In Verbindung mit einem Batteriespeicher kann die Erhöhung des Eigenverbrauchs intelligent optimiert werden. Die Ladung des Stromspeichers erfolgt hierbei zu den Zeiten, in denen die PV-Einspeisung über dem Verbrauch liegt. Übersteigt der Verbrauch jedoch die momentane Einspeisung, wird der Stromspeicher entladen. (vgl. Grunwald 2017, S. 2)

Dieses Prinzip ist in der folgenden Abbildung dargestellt.

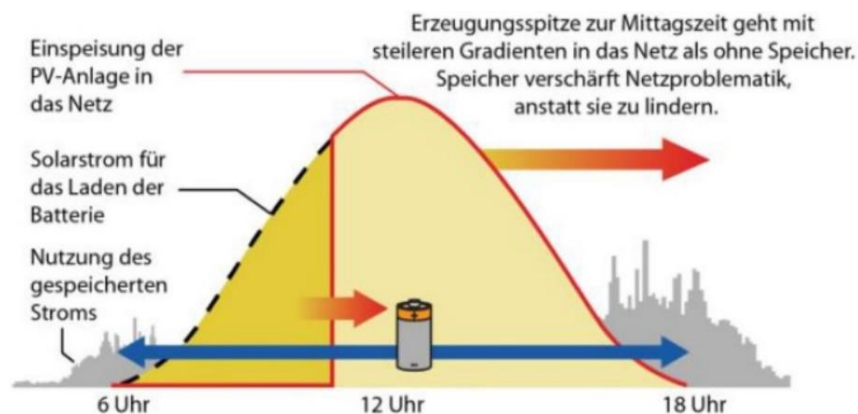


Abbildung 28: Beispiel-Schema einer eigenverbrauchsbezogenen Betriebsweise (vgl. Grunwald 2017, S. 2)

Die Abbildung zeigt den Ablauf der Netzeinspeisung bei der eigenverbrauchsbezogenen Betriebsweise an einem sonnigen Tag. Sobald in den Morgenstunden die aktuelle Stromerzeugung aus den Photovoltaik-Anlagen den Haushaltsverbrauch übersteigt wird der Stromspeicher geladen. Der Speicher hat bereits den vollständigen Ladestand erreicht, wenn die höchste PV-Einspeisung zur Mittagszeit erreicht wird. Da ab diesem Zeitpunkt die Einspeisung der gesamten PV-Leistung in das Stromnetz erfolgt, wird hierbei die Einspeisespitze zur Mittagszeit, die im Niederspannungsnetz als Hauptproblem gilt, nicht vermieden. (vgl. Grunwald 2017, S. 2–3)

Zusammenfassend lässt sich hierbei also sagen, dass dem Smart Controller einerseits vom Smart Meter, der die Leistungsdaten aus der PV-Anlage bezieht, Last- und Erzeugungsdaten übermittelt werden. Andererseits signalisiert er dabei dem Stromspeicher, ob dieser laden oder entladen soll, je nachdem, ob die PV-Einspeisung über dem aktuellen Verbrauch liegt oder das Gegenteil der Fall ist.

6.4.2 Marktbezogener Betrieb

Die Integration von eigens erzeugter Energie in den Strommarkt fällt infolge des steigenden Anteils an regenerativen Energien in der Stromversorgung immer mehr ins Gewicht. Das Verhältnis von Energienachfrage und -angebot wird hierbei durch den Strompreis im Stunden- und Viertelstunden-Handel bestimmt. Während für neue PV-Anlagen ab 100 kW durch das EEG seit Anfang 2016 eine Direktvermarktungspflicht existiert, ist diese Direktvermarktung von PV-Strom für private PV-Batteriesysteme allerdings in absehbarer Zeit von eher geringer Bedeutung. Der Grund hierfür liegt in der Tatsache, dass dieser selbst erzeugte PV-Strom fest über das EEG vergütet wird. Dennoch ist ein Betrieb des Batteriespeichers auf einer marktpreisoptimierten Grundlage im Falle einer Zunahme der Strompreis-Spreads an den Spotmärkten denkbar. Somit könnte die Ladung eines Batteriespeichers über das Netz dann erfolgen, wenn die Strompreise niedrig sind. Zu Zeiten hoher Preise würde der Speicher hierfür Energie wieder einspeisen. (vgl. Grunwald 2017, S. 3)

Somit übermittelt der Strommarkt in diesem Fall Preisdaten an den Smart Controller. Dieser sendet daraufhin je nach Höhe des Strompreises Lade- beziehungsweise Entladesignale an den Stromspeicher.

6.4.3 Netzbezogener Betrieb

Batteriespeicher können in Zukunft beim Angebot von Systemdienstleistungen, die einen Beitrag dazu leisten, einen stabilen Netzbetrieb zu sichern, von größerer Bedeutung sein. Zu diesen Systemdienstleistungen zählen beispielsweise die Spannungshaltung oder das Angebot von Blindleistung. Batteriespeicher könnten sich vor allem in Regionen, in denen eine große Anzahl an PV-Anlagen im Niederspannungsnetz ausgebaut sind, als eine Lösungsmöglichkeit bezüglich potentieller Spannungsprobleme erweisen. Allerdings gilt ein solches Szenario auf Basis aktueller Rahmenbedingungen als unwahrscheinlich. Denkbar wäre hierbei lediglich, dass die Netzbetreiber an kritischen Netzknoten eigene Stromspeicher einsetzen. Jedoch bietet es sich für private Anlagenbetreiber in dieser Thematik an, die eigenen PV-Batterie-Systeme netzentlastend und -verträglich zu betreiben, wie es in der folgenden Abbildung dargestellt ist. (vgl. Grunwald 2017, S. 4)

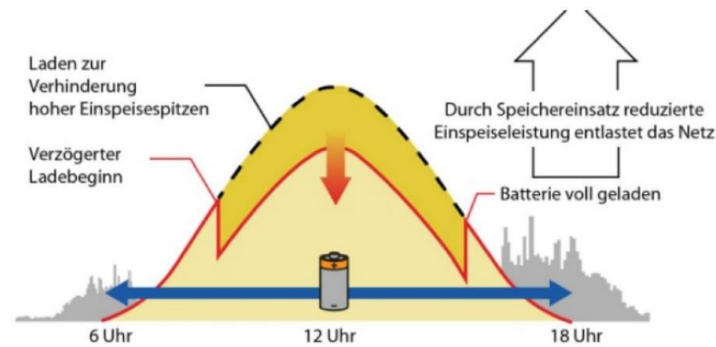


Abbildung 29: Beispiel-Schema einer netzbezogenen Betriebsweise (vgl. Grunwald 2017, S. 5)

In diesem Beispielschema einer netzbezogenen Betriebsweise ist erkennbar, dass die Leistung der PV-Einspeisespitze nicht ins Netz erfolgt, indem der Batteriespeicher über die Mittagszeit hinweg geladen wird. (vgl. Grunwald 2017, S. 5)

Hierbei übermittelt das Stromnetz somit Frequenzdaten an den Smart Controller, der daraufhin je nach Auslastung des Netzes Lade- oder Entladesignale an den Stromspeicher sendet.

6.4.4 Datenbild

In der folgenden Abbildung sind schließlich die eben erläuterten Datenflüsse, die bei einem Betrieb eines Batteriespeichers in einem privaten Haushalt je nach Betriebsweise anfallen, dargestellt. Nicht berücksichtigt wird hierbei die Möglichkeit der Einbindung eines Stromspeichers oder einer energetischen Anlage per se in den Regelenergiemarkt, da auf diese Thematik genauer im Kapitel 12.3.2 eingegangen wird.

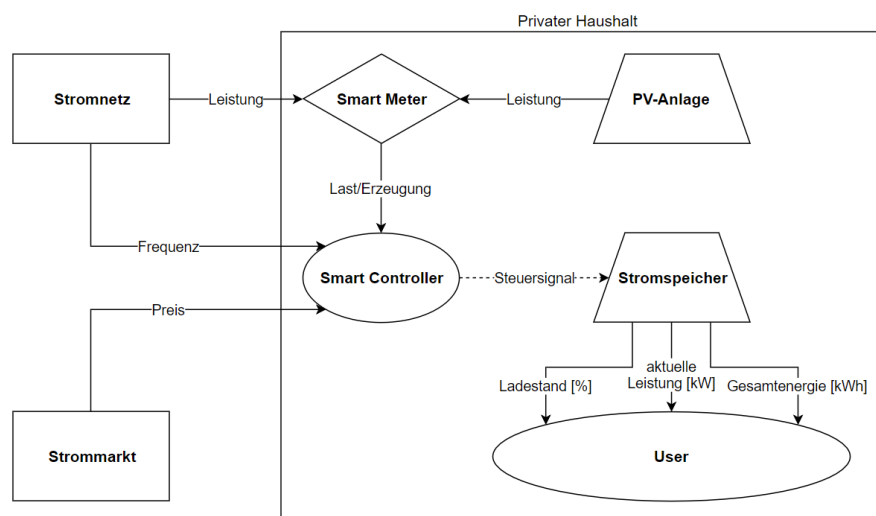


Abbildung 30: Datenbild Speichertechnologien

6.5 Zusammenfassung und Ausblick

Zum Abschluss des Kapitels Speichertechnologien gilt es nun, die wesentlichen gesammelten Erkenntnisse zusammenzufassen und einen Ausblick bezüglich dieser Thematik zu geben.

Während Batteriespeicher bereits mit positiven Auswirkungen in deutschen Privathaushalten integrierbar sind, gilt Power2Gas aktuell noch als potentielle zukünftige Flexibilitätsoption, für deren Marktreife es allerdings noch der Justierung von zentralen regulatorischen Stellschrauben bedarf. Sowohl für Power2Gas, aber vor allem auch für Heimbatteriespeicher sehen diverse Studien große Potentiale hinsichtlich Kapazität und Kosten, wie es im Kapitel 6.3 analysiert wurde. Es gibt zwar diesbezüglich ebenso pessimistische Ansichten, die beiden Speichertechnologien nur geringfügige Entwicklungen prognostizieren. Im Allgemeinen bestehen jedoch äußerst gute Chancen, dass die Bedeutung von Power2Gas und Batteriespeichern für die deutsche Energiewirtschaft im Hinblick auf die Jahre 2030 und 2050 zunimmt. In Bezug auf das Thema Daten wurde belegt, dass sowohl beim allgemeinen Betrieb eines Stromspeichers in Verbindung mit einer PV-Anlage als auch bei unterschiedlichen Betriebsweisen etliche Daten anfallen. Diese wurden schließlich in einem Datenbild zusammengefasst, wobei allerdings ein kombinierter Betrieb von Batteriespeichern nicht berücksichtigt wurde. Dieser Themenbereich soll im Folgenden als möglicher Ausblick fungieren.

Da im Kapitel 6.4 bereits erläutert wurde, dass ein ausschließlich markt- oder netzbezogener Betrieb in naher Zukunft eher unwahrscheinlich ist, könnte ein kombinierter Betrieb in dieser Problematik eine größer werdende Rolle spielen. Mithilfe eines solchen Betriebes könnten private Haushalte ihren Stromspeicher einerseits netzentlastend beziehungsweise netzdienlich und andererseits eigenverbrauchsmaximierend nutzen. Als unterstützende Kraft fungieren dabei Last- und Erzeugungsprognosen. (vgl. Grunwald 2017, S. 6)

Als ein weiterer Ausblick in der Thematik der Speichertechnologien kann die Einbindung in virtuelle Kraftwerke und die Integration in den Regelenergiemarkt angesehen werden. Inwieweit die beiden Themenbereiche heutzutage bereits existieren und wie sich diese in Zukunft entwickeln, wird unter anderem im folgenden Kapitel Regelenergiemarkt behandelt.

7 Demand Side Management

7.1 Status Quo

Die Energiewende bedeutet einen Umbruch für die Energiewirtschaft. Durch das Abschalten von konventionellen Kraftwerken, insbesondere Kern- und Kohlekraftwerke und dem steigenden Ausbau der volatilen Erneuerbaren Energien rückt vor allem Flexibilität immer mehr in den Fokus. Durch den Rückbau der Kohle- und Kernkraftwerke werden steuerbare Reservekraftwerke benötigt, um die Lastspitzen abzudecken, wenn Wind und PV keinen Strom erzeugen. Diese Reserve von konventionellen Kraftwerken kann durch die Regulierung der Lastspitzen reduziert werden. Dazu müssen Möglichkeiten und Anreize geschaffen werden, damit die Nachfrageseite ihren Verbrauch flexibilisiert. Eine Möglichkeit, um die Nachfrageseite des Strommarktes flexibel zu gestalten ist Demand Side Management. Unter Demand Side Management (DSM) oder auch Lastmanagement versteht man die zeitliche Verlagerung der Stromnachfrage eines elektrischen Verbrauchers. Bei einer geringen Erzeugung der Erneuerbaren Energien wird durch die gezielte Reduzierung des Stromverbrauchs weniger Strom aus konventionellen Kraftwerken benötigt. In Zeiten hoher Einspeisung kann durch die Erhöhung der Nachfrage mehr Strom aus Wind und PV abgenommen werden. Somit trägt Demand Side Management zur Integration der Erneuerbaren Energien und zur Senkung der Kosten für die Stromversorgung bei. Grundsätzlich gibt es zwei Arten, um flexibel die Stromnachfrage zu regulieren. Zum einen den Lastverzicht oder auch Peak Shaving genannt, wie beispielhaft in Abbildung 1 dargestellt. Hier reduziert der Verbraucher seinen Strombedarf in den am Mittag und Abend auftretenden Lastspitzen. Die Voraussetzung ist hierbei für den Betreiber, dass die Einsparungen durch die geringeren Strombezugskosten höher sind als die Opportunitätskosten.

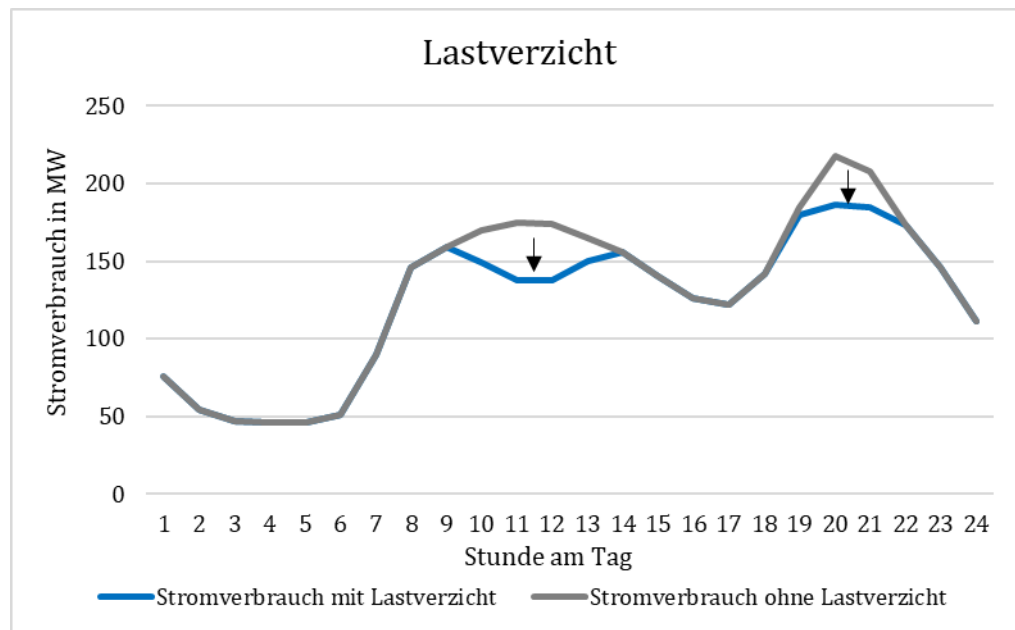


Abbildung 31: Lastverzicht (vgl. Connect Energy Economics 2015 - Eigene Darstellung)

Bei der Lastverschiebung wird der Verbrauch zu einem anderen Zeitpunkt wieder erhöht, dies könnte dann der Fall sein, wenn vor allem PV- und Windanlagen in das Netz einspeisen. (vgl. Connect Energy Economics 2015)

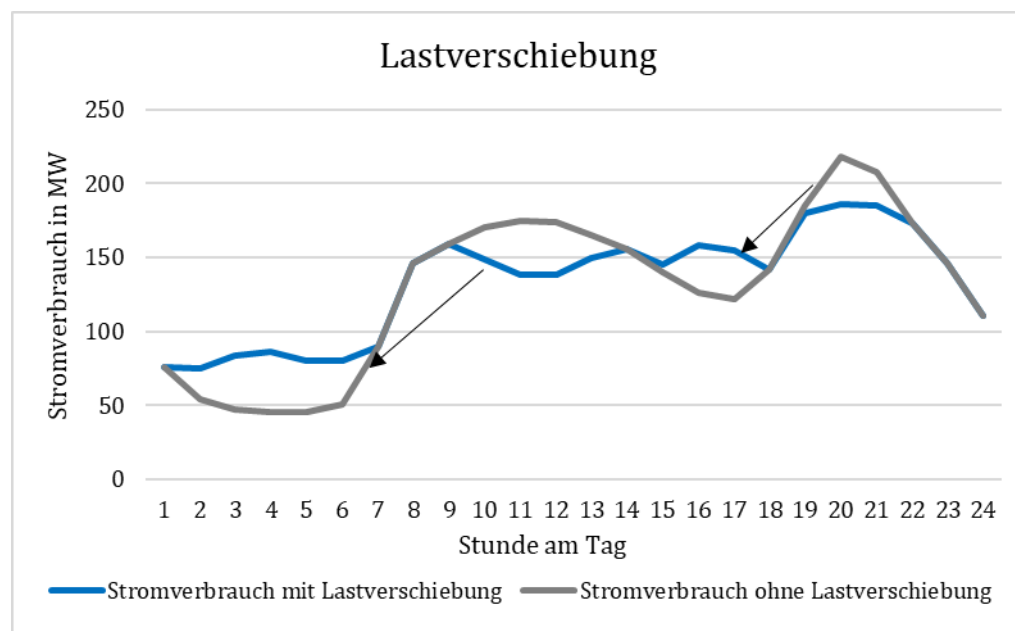


Abbildung 32: Lastverschiebung (vgl. Connect Energy Economics 2015- Eigene Darstellung)

Im Gegensatz zum Peak Shaving muss der Betreiber nicht auf die Produktion seines Gutes verzichten, da sie auf einen früheren oder späteren Zeitpunkt verschoben wird

7.1.1 Marktfelder

Im Bereich des Demand Side Management gibt es verschiedene Marktfelder. Dazu gehören die Vermarktung am Regelenergiemarkt, die Vermarktung am Spotmarkt und die Vermarktung nach der Verordnung für abschaltbare Lasten. Der Aufbau und die Funktionsweise des Regelenergiemarkts in Deutschland werden im Kapitel 12 thematisiert. Flexible Lasten können an den drei Regelenergiemärkten für Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung teilnehmen. Dazu müssen sie Präqualifikationsbedingungen erfüllen und die geforderte Mindestgröße einhalten. Die Mindestgröße kann auch durch eine Poolung der Anlagen erreicht werden. (vgl. Anke Eßer, Michael Haendel, Marian Klobasa 2016) Der Anteil von DSM an der präqualifizierten Leistung im Jahr 2018 ist in Tabelle 9 dargestellt.

Tabelle 9: Derzeitige präqualifizierte Leistung von DSM 2018 in GW (vgl. 50 Hertz et al. 2018 - Eigene Darstellung)

	PRL	SRL+	SRL-	MRL+	MRL-
Nachfrage/DSM in GW	0,08	0,54	0,66	0,88	0,84
Gesamt präqualifizierte Leistungen in GW	6,29	23,14	23,24	40,7	39,6
Anteil DSM an präqualifizierten Leistungen	1,27%	2,33%	2,84%	2,16%	2,12%

Die Tabelle zeigt, dass der größte Anteil an regelbaren Lasten in der Minutenreserve vermarktet werden. Wie andere im Regelenergiemarkt befindliche Anlagen können auch flexible Verbraucher positive und negative Regelenergie anbieten. Bietet ein Verbraucher positive Regelenergie an, so muss er seine Leistung reduzieren, bei negativer Regelenergie erhöhen. Hier entstehen ebenfalls Opportunitätskosten, da beispielsweise beim Anbieten von positiver Regelleistung ein Unternehmen die Produktion stoppen müsste, um die Stromnachfrage zu reduzieren. Diese Kosten

muss der Marktteilnehmer in seinen Geboten einkalkulieren. (vgl. Connect Energy Economics 2015)

Eine weitere Möglichkeit ist die Vermarktung von flexiblen Lasten am Spotmarkt. Bis zu einem bestimmten Preis fragt der Verbraucher den Strom an der Börse nach. Wird dieser Preis überschritten, so ist der Abnehmer bereit seinen Verbrauch zu reduzieren. An der Strombörse kann der Vermarkter der flexiblen Last auch als Anbieter auftreten. Beispielsweise hat ein Unternehmen seine benötigte Strommenge über einen langfristigen Kontrakt bereits erworben, so kann es bei einem hohen Strompreis am Spotmarkt seinen Verbrauch reduzieren und die restliche Strommenge veräußern. Bei der Vermarktung am Spotmarkt spielen ebenfalls die Opportunitätskosten für den Anbieter der Last eine Rolle. Aus dem letzten zur Markträumung benötigten Gebot sind die Opportunitätskosten des Anbieters im Strompreis ersichtlich. Da an der Strombörse auch Kontrakte mit einer Dauer von bis zu einer Viertelstunde gehandelt werden, ist es möglich das auch flexible Lasten am Markt teilnehmen können, die ihre Leistung nur über eine kurze Zeitspanne reduzieren beziehungsweise auf einem bestimmten Niveau halten können.

Ein weiteres Marktfeld ist die Vermarktung von flexiblen Lasten als Systemdienstleistung. Hier schalten die Anbieter ihre Leistung ab, um so vom ÜNB zur Behebung von Netzengpässen genutzt zu werden. Diese Art der Vermarktung ist in der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) geregelt (vgl. Connect Energy Economics 2015). In Tabelle 10 ist der Aufbau der Abschaltbaren Lasten erläutert. Die Ausschreibungszeitpunkte sind dem Ausschreibungskalender zu entnehmen. Dieser legt fest, wann die jeweiligen Produkte ausgeschrieben werden. Dabei werden sofort abschaltbaren Lasten in der Regel am Montag und die schnell abschaltbaren Lasten am Donnerstag zugeschlagen.

Tabelle 10: Aufbau Vermarktung DSM als Abschaltbare Last (vgl. Bundesregierung 16.08.2016; vgl. 50Hertz Transmission GmbH et al.)

Ausschreibungszeitraum:	wöchentlich
Produkte:	Sofort abschaltbare Lasten (SOL) Schnell abschaltbare Lasten (SNL)
Mindestangebotsgröße:	5 MW
Maximalangebotsgröße:	200 MW
Ausschreibungszeitpunkte:	Entsprechend dem Ausschreibungskalender
Angebotsabrufdauer:	Mindestens eine und höchstens 32 Viertelstunden
Aktivierung:	SOL: innerhalb von 350 Millisekunden automatisch frequenzgesteuert bei Unterschreiten einer vorgegebenen Netzfrequenz und unverzögert ferngesteuert durch den ÜNB SNL: innerhalb von 15 Minuten ferngesteuert durch den ÜNB

Abschaltbare Lasten werden wie auch im Regelenenergiemarkt mittels Leistungs- und Arbeitspreis vergütet. Die Höhe dieser Vergütungen bestimmt das Angebot, dass den Zuschlag erhalten hat. Dabei darf der Leistungspreis höchstens 500 Euro pro Megawatt und der Arbeitspreis höchstens 400 Euro pro Megawattstunde betragen. Des Weiteren muss der Anbieter zur Teilnahme am Ausschreibungsverfahren ein Präqualifikation durchlaufen. Diese Vorverfahren legt unter anderem technische Vorgaben, kommunikative Anbindung und Fernsteuerbarkeit der abschaltbaren Lasten fest (vgl. Bundesregierung 16.08.2016). Tabelle 11 zeigt die Gesamtleistung der präqualifizierten technischen Einheiten im Jahr 2018. Hierbei besteht die Möglichkeit, dass für SOL präqualifizierte Anlagen auch für SNL präqualifiziert sind. Jedoch kann der Anbieter nur für eines der beiden Produkte einen Zuschlag erhalten. (vgl. 50Hertz Transmission GmbH et al.)

Tabelle 11: Präqualifizierte DSM-Einheiten für Abschaltbare Lasten 2018 (vgl. 50Hertz Transmission GmbH et al.)

Produktart	Anzahl der Rahmenverträge	Gesamtleistung der PTEs in MW
SOL	4	929
SNL	11	1.295

Abbildung 33 und Abbildung 34 zeigen die Entwicklung der abschaltbaren Lasten der letzten Jahre. Es zeigt sich, dass vor allem in den Jahren 2015 und 2018 abschaltbare Lasten abgerufen wurden. In den Jahren von 2014 bis 2018 rief der ÜNB Amprion GmbH am häufigsten abschaltbare Lasten zur Erhaltung der Systembilanz und für Redispatch ab. (vgl. 50Hertz Transmission GmbH et al.)

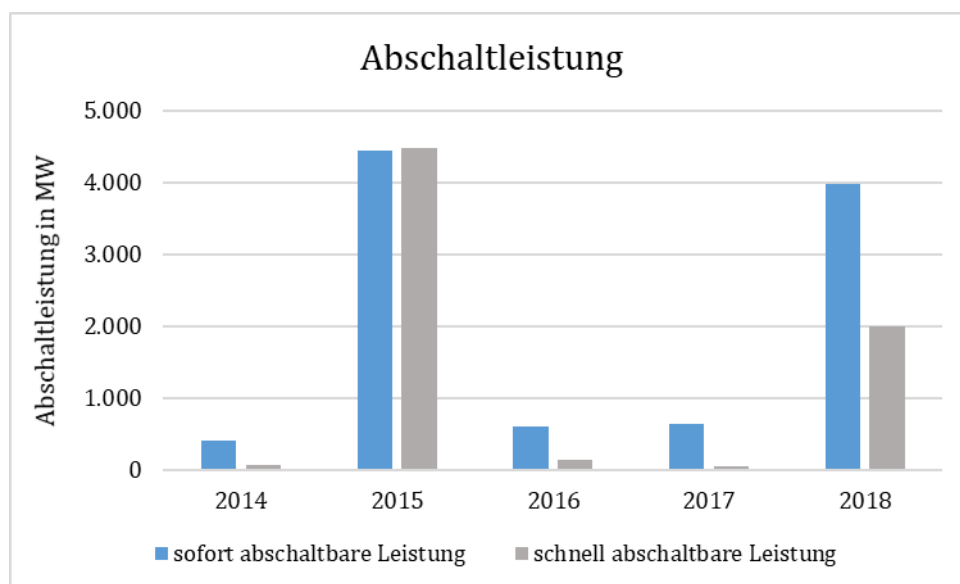


Abbildung 33: Bereitgestellte Leistung für Abschaltbare Leistungen (Eigene Darstellung - vgl. 50Hertz Transmission GmbH et al. 2019)

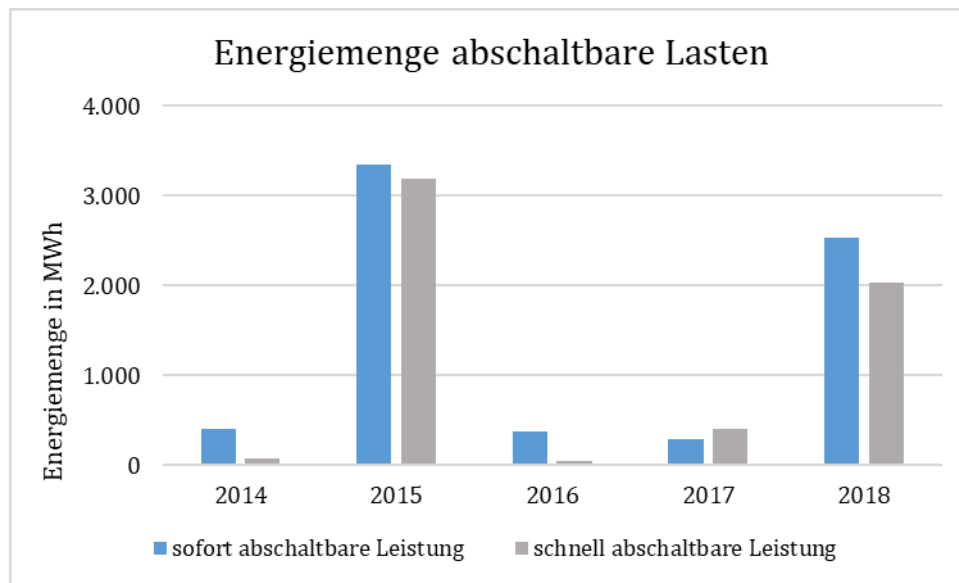


Abbildung 34: Abgerufene Energiemenge durch Abschaltbare Leistungen (Eigene Darstellung - vgl. 50Hertz Transmission GmbH et al. 2019)

7.1.2 Herausforderungen und Hemmnisse

Derzeit erschweren verschiedene Hemmnisse eine lukrative Vermarktung von flexiblen Lasten am deutschen Energiemarkt. Pilotprojekte der dena in Bayern und Baden-Württemberg zeigten einige Herausforderungen, vor allem für Unternehmen, auf. Grundsätzlich wurde eine fehlende Sach- und Marktkennntnis im Bereich des DSM festgestellt. Des Weiteren gibt es unternehmensinterne Bedenken bezüglich der Nichteinhaltung der Produktionsziele durch den Einsatz von DSM. Um das Potential für die Vermarktung von flexiblen Lasten im Unternehmen feststellen zu können, müssen Prozessdaten in einer gewissen Datenqualität vorhanden sein, was nicht immer unbedingt der Fall ist. Zudem treten häufig Bedenken wegen der Datensicherheit auf. Beim Abruf eines Prozesses mit DSM-Potential gibt das Unternehmen Produktionsdaten an Dritte weiter oder gewährt einem Dritten, zum Beispiel dem ÜNB beim Anbieten einer SDL, direkt Eingriff in die Produktion. Im Vordergrund steht für Unternehmen immer der betriebswirtschaftlich sinnvolle Betrieb von DSM. Hier treten Herausforderungen auf bezüglich der Opportunitätskosten, die stark prozessabhängig sind. Der steigende Zuwachs an nicht ausgelasteten konventionellen Kraftwerken kann zu geringen Marktpreisen führen, da diese das Angebot an Flexibilität erhöhen. (vgl. Seidl et al. 2016)

Im Bereich des Regelenenergiemarktes sind bestimmte Anforderungen notwendig, um flexible Verbraucher zu vermarkten, da das primäre Ziel der Regelreserve die Systemsicherheit ist. Diese sind derzeit jedoch zum Nachteil für flexible Verbraucher ausgelegt. Durch den Abbau von Markteintrittsbarrieren kann der Zugang zum Regelenenergiemarkt für flexible Lasten vereinfacht werden, jedoch nur bis zu dem Punkt, an dem die Systemsicherheit nicht gefährdet ist. Je aufwendiger und zeitintensiver die Anforderungen sind, desto höher sind die Kosten für den Betreiber der Anlage und umso unwahrscheinlicher ist eine Auseinandersetzung mit dem Thema DSM. Die Regelenenergie- und Spotmärkte haben unterschiedliche Zeitintervalle. Dies hat zur Folge, dass der DSM-Anbieter seine Opportunitätskosten im Falle eines Regelenenergieabrufs möglicherweise nicht richtig bewerten kann. (vgl. Connect Energy Economics 2015)

Eine weitere Problematik ist die heutige Netzentgeltregelung. Nach §17 StromNEV ergeben sich die Netznutzungsentgelte (NNE) für leistungsgemessene Verbraucher durch einen Arbeitspreis, der abhängig ist vom Gesamtstromverbrauch und einer Leistungspreiskomponente, die abhängig ist vom maximalen Strombezug innerhalb eines Jahres. NNE haben einen großen Anteil an den Stromkosten für ein Unternehmen. Nach §19 StromNEV besteht die Möglichkeit das Netzentgelt zu verringern. Voraussetzung hierfür sind eine atypische Netznutzung und eine hohe Benutzungsstundenzahl. Das bedeutet, dass vor allem stromintensive Unternehmen davon profitieren, wenn sie einen gleichmäßigen und planbaren Stromverbrauch haben. Dies wirkt dem Anbieten von Flexibilität entgegen, da der Verbraucher auch in Zeiten sehr niedriger Preise am Strommarkt seinen Bezug nicht verändern wird. In der Regel sind die Einsparungen durch niedrigere Netzentgelte höher als die Erlöse durch das Anbieten von Flexibilität. (vgl. Seidl et al. 2016) In Zeiten einer hohen Einspeisung und niedriger Nachfrage könnte ein Verbraucher seine Last verschieben und den benötigten Strom nachfragen. Dies hätte zur Folge das der Verbraucher markt- und netzdienlich eingreift. Erhöht er aber dadurch seine Bezugsspitze und somit seine Leistungskomponente, so könnte er das Privileg der verringerten NNE verlieren und hätte somit höher Stromkosten. Dies gilt auch für das Anbieten von negativer Regelenenergie. Des Weiteren kann das Festlegen und des Hochlastzeitfensters und die atypische Netznutzung zu einem höheren Bedarf des

Netzausbaus führen. Der Sinn der atypischen Netznutzung ist die Verschiebung der Last außerhalb des Hochlastzeitfensters. Bei einem steigenden Ausbau von PV-Anlagen, die im Hochlastzeitfenster ihren Strom produzieren ist nicht die entsprechende nachzufragende Menge vorhanden, da die Verbraucher ihren Strombedarf aufgrund der NNE verschoben haben. Gleiches gilt für die bezogene Strommenge und den verringerten NNE aufgrund hoher Benutzungsstunden. Durch das Anbieten von Flexibilität kann er durch eine Verringerung seiner Stromnachfrage die nach §19 (2) StromNEV geforderten Benutzungsstunden unterschreiten. Um nachfrageseitige Flexibilität besser zu integrieren, ist es notwendig, die NNE anzupassen. Hierbei muss beachtet werden, dass markt- und netzdienliches Verhalten sich nicht gegenseitig ausschließen. Es wäre denkbar den §19 (2) StromNEV so zu erweitern, dass eine feste Preisober- bzw. -untergrenze festgelegt wird, die bei einer Über- bzw. Unterschreitung keine Auswirkung auf das NNE hat. (vgl. Connect Energy Economics 2015) Zwei weitere Möglichkeiten sind Baukostenzuschüsse bzw. eine Verteilnetzkomponente für die Einspeisung oder die Einführung von kostenorientierten NNE für Verbraucher. Für kostenorientierte NNE gibt es mehrere Ansätze der Preisgestaltung. Ein effektives Lenkinstrument sind hierbei zeitvariable Leistungspreise.

Durch die kostenorientierten NNE sollen zu einer verursachergerechten Verteilung der Kosten führen, die Netzkosten effizienter finanzieren und zu einem wirkungsvollen Netzausbau beitragen.

7.2 Potentialanalyse

In den vorherigen Kapiteln wurden bereits verschiedene Marktfelder für DSM genannt. Die genannten Hemmnisse zeigen auf, dass nicht das volle Potential genutzt wird. In diesem Kapitel werden die Potentiale für die Vermarktung von flexiblen Lasten dargestellt. In der Studie „Strommarkt 2050“ (vgl. Bomberg et al. 2018) wurde die Entwicklung des Strommarktes und -preises in drei verschiedenen Szenarien bis zum Jahr 2050 simuliert. Hierfür wurden auch Annahmen für die Entwicklung von DSM getroffen. Diese sind in Tabelle 12 dargestellt.

Tabelle 12: Potential DSM (vgl. Bomberg et al. 2018)

Jahr	Demand Side Management in MW
2020	470,59
2025	1.050,32
2030	1.647,06
2040	2.823,53
2050	4.000,00

Grundsätzlich kann DSM in drei Bereichen eingesetzt werden:

- Haushalte
- Gewerbe, Handel und Dienstleistung
- Industrie

In der Regel haben Haushaltgeräte vergleichsweise geringe Leistungen. Deshalb werden diese wahrscheinlich in Zukunft in Pools zusammengefasst und vermarktet werden. Nicht jedes Haushaltsgerät ist für eine Vermarktung als flexible Last geeignet, da die Leistung zu gering ist oder die Leistung nicht verschoben werden kann. In Zukunft werden immer mehr Haushalte über PV-Anlagen, Batterien und Elektrofahrzeuge verfügen. Diese Entwicklung ist aber stark abhängig von der Politik. In der Studie „Demand-Side-Management im Strommarkt“ (vgl. Prof. Dr.-Ing. Styczynski, Zbigniew A. und Prof. Dr. Sauer, Dirk Uwe 2015) wird eine Potentialabschätzung für DSM mit Haushaltsgeräten abgegeben. Für einzelne Gerätegruppen wurden Annahmen getroffen, in welchem Maß und für wie lange ihr Verbrauch geändert werden kann. Das bedeutet zum einen die Erhöhung der Leistung für einen gewissen Zeitraum (negatives Potential), zum anderen die Reduzierung der Leistung (positives Potential).

Das größte realisierbare Potential, sowohl positiv als auch negativ, liegt im Bereich der Raumklimatisierung, da in der Studie ein starker Zuwachs an Leistung in diesem Bereich erwartet wird. Für das Jahr 2050 wird von einem maximalen negativen DSM-Potential im Bereich der Haushalte von circa 8.000 MW bei einer Verschiebezeit von einer Viertelstunde ausgegangen.

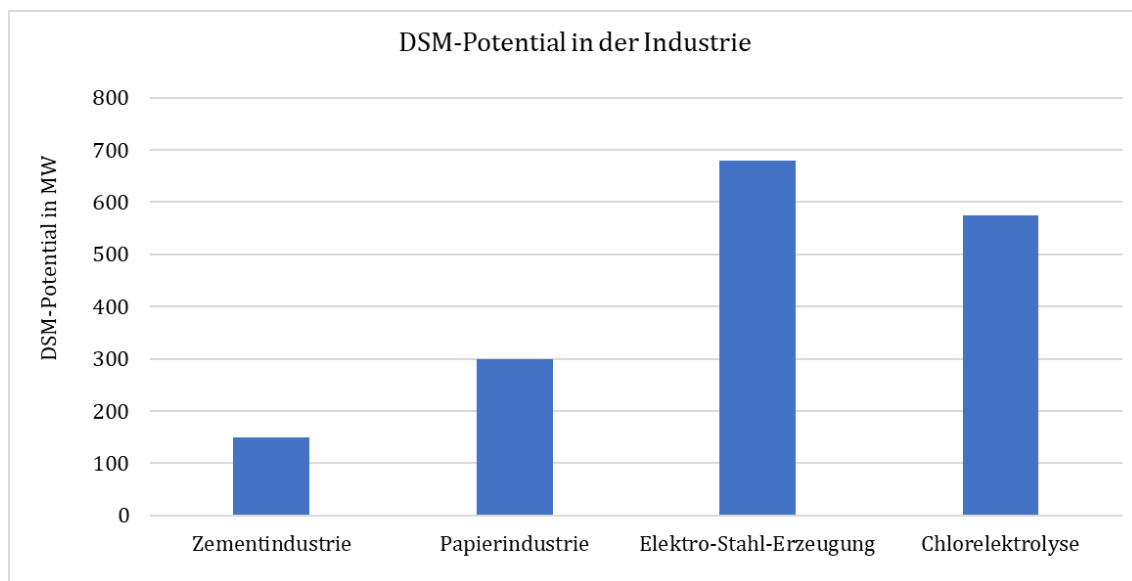
Im Bereich der Haushalte ist eine Potentialabschätzung nur sehr schwer zu treffen. Eine wichtige Rolle spielt die Bereitschaft der Bevölkerung jemand fremdes in die Steuerung seiner Haushaltsgeräte eingreifen zu lassen. Des Weiteren sind die zukünftige Vermarktung und Steuerung der Geräte noch nicht geklärt. Vermutlich wird mit der Einführung der Smart Meter auch über kurz oder lang ein Smart Controller integriert werden, der als zentrale Steuerbox im Haushalt die einzelnen Geräte steuert. Dieser müsste auf das Signal eines Vermarkters oder auf zum Beispiel Preissignale reagieren.

Auch im GHD-Bereich gibt die Studie „Demand-Side-Management im Strommarkt“ (vgl. Prof. Dr.-Ing. Styczynski, Zbigniew A. und Prof. Dr. Sauer, Dirk Uwe 2015) eine Potentialabschätzung ab. Das größte Potential liegt hier im Bereich der Raumheizung, sowohl für negatives als auch für positives DSM. Maximal wird von einer Verschiebezeit von vier Stunden ausgegangen. Eine höhere Verschiebezeit wurde wahrscheinlich nicht betrachtet, da dies zum Beispiel in den Bereichen der Mechanischen Energie und der Prozesswärme einen langen Produktionsstopp nach sich ziehen würde. Für das Jahr 2050 wird im Bereich des GHD ein maximales negatives DSM-Potential von rund 4.200 MW bei einer Verschiebezeit von 15 Minuten prognostiziert.

Aufgrund der umfangreichen und vielfältigen Prozesse ist eine Potentialabschätzung im Bereich der Industrie schwierig. Des Weiteren ist die Verfügbarkeit der Prozessdaten begrenzt. In Süddeutschland befindet sich ein großer Anteil der energieintensiven Industrie Deutschlands. Tabelle 13 zeigt das Potential in Süddeutschland. Abbildung 35 bildet das Potential in Gesamtdeutschland ab. In der Summe ergibt sich ein Potential in Deutschland von 1.705 MW. Es zeigt sich, dass circa ein Viertel des Lastmanagementpotentials in Süddeutschland liegt. (vgl. Buber et al. 2013)

Tabelle 13: DSM-Potential Industrie in Süddeutschland (Eigene Darstellung - vgl. Buber et al. 2013)

Bayern und Baden-Württemberg					
Industrie	Max. Leistungsbedarf in MW	Flexibler Anteil in Prozent	Last-management-potential in MW	Verlagerungsdauer in Stunden	Häufigkeit pro Jahr
Zement	130	40	50	Bis zu 4, zum Teil länger	20- bis 50mal
Papier	mind. 90	100	90	2, zum Teil länger	20- bis 50mal
Stahl	200	75	150	2	20- bis 50mal
Chlor	250	65	160	2	20- bis 50mal
Summe bzw. Durchschnitt	mind. 670		450	2	20- bis 50mal

**Abbildung 35: DSM-Potential in der Industrie (Eigene Darstellung - vgl. Buber et al. 2013)**

Für das Jahr 2050 wird in der energieintensiven Industrie ein realisierbares DSM-Potential von 3.000 MW erwartet, bei einer maximalen Abschaltdauer von 2 Stunden. Für industrielle Querschnittstechnologien rechnet man mit einem realisierbaren DSM-Potential von 1.400 MW im Normalbetrieb und einer maximalen Abschaltdauer von 1.400 h. (vgl. Prof. Dr.-Ing. Styczynski, Zbigniew A. und Prof. Dr. Sauer, Dirk Uwe 2015)

7.3 Daten

In zwei Pilotprojekten in Bayern und Baden-Württemberg hat die dena das Potential von DSM in Unternehmen erforscht. Es zeigte sich, dass für eine erfolgreiche Vermarktung von flexiblen Lasten eine umfangreiche Datengrundlage und -qualität vorhanden sein muss. Folgende Daten und Informationen sollten für eine DSM-Vermarktung vorhanden sein: (vgl. dena)

- Prozesscharakterisierung (Produktions- und Querschnittsprozesse)
- Daten zur Eigenstromerzeugung, Wärme- und Stromspeicher
- Jahreshöchstlast, Preise, Zeitpunkt der Lastspitzen
- Technische Anbindung der Anlagen/Prozesse
- Lastgangdaten einzelner Verbraucher
- Maximale und minimale Leistungen der Verbraucher, sowie Arbeitspunkt und vorhandene Speicher
- Flexibilität des Prozesses und notwendiger Vorankündigungszeiten
- Abschätzung von Chancen, Risiken und Hemmnissen bei Nutzung der Flexibilität

Entscheidet sich nun das Unternehmen auf Basis dieser Daten seine flexiblen Lasten zu vermarkten, so treten die in Abbildung 36 dargestellten Datenflüsse und Steuersignale auf. Die Einbindung eines Vermarkters bzw. Aggregators ist nicht zwingend notwendig, da ein Unternehmen auch einen einzelnen Prozess als flexible Last selbst vermarkten kann. Um auf die Preissignale des Strommarktes reagieren zu können, muss das Unternehmen im stetigen Austausch mit seinem Stromlieferanten stehen und einen Vertrag abgeschlossen haben.

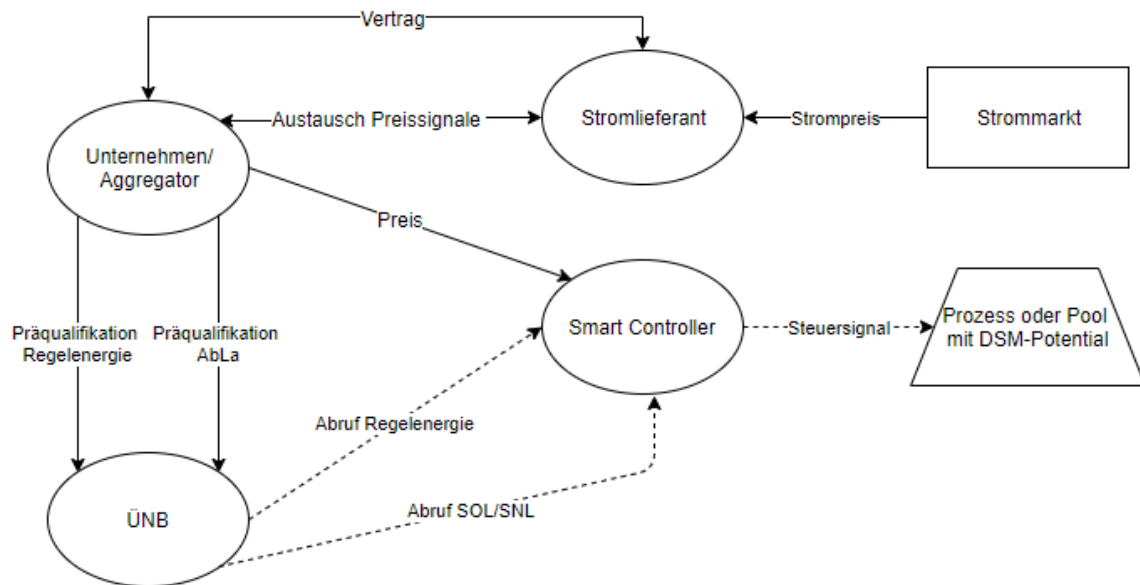


Abbildung 36: Datenflussdiagramm DSM (Eigene Darstellung)

7.4 Fazit und Ausblick

Die Potentiale, Herausforderungen und Hemmnisse für Demand Side Management sind bereits länger bekannt. Jedoch läuft die Beseitigung der Hemmnisse schleppend und das Potential wird nicht genutzt. Im Bereich der Haushalte steht ein Umbruch bevor. Hier wird demnächst die Technologie vorhanden sein, um auch im privaten Haushalt DSM anzubieten. Denn durch das Einführen des Smart Meters wird es bald, zumindest theoretisch, auch möglich sein eine zentrale Steuerbox zu integrieren. In Zukunft werden die steigenden Leistungen für Raumklimatisierung, Elektrofahrzeuge und PV-Batteriesysteme die ausschlaggebenden Faktoren für die Steigerung des Potentials sein. Derzeit ist nur eine Vermarktung über einen Aggregator sinnvoll, da für einzelne Prozesse nicht die Leistung für den Regelenenergiemarkt oder die Abschaltbaren Lasten gegeben sind oder zeitvariable Tarife noch nicht verfügbar sind. Im Industriesektor hemmt derzeit vor allem die aktuelle Netzentgeltstruktur die weitere Erschließung des Potentials. Die dena hat 2016 auf Basis ihres Pilotprojektes in Bayern eine Übersicht erstellt mit Maßnahmen die bis zum Jahr 2025 umgesetzt sein sollten. Unter anderem wird die Überprüfung der Anreizwirkung der Netzentgelte genannt. Hier wurden bereits in verschiedenen Studien Lösungsansätze erarbeitet, so dass eine Anpassung der StromNEV und auch der AregV vorgenommen

werden kann. Des Weiteren sollte ein Level-Playing-Field geschaffen werden, so dass flexiblen Lasten durch die Anpassung der Präqualifikationsprozesse leichter Zugang zum Regelenenergiemarkt haben und ihre flexiblen Verbraucher auch als Sofort oder Schnell Abschaltbare Last vermarkten können.

Ausschlaggebend für die Realisierung von DSM sind in allen Sektoren die Wirtschaftlichkeit und die Akzeptanz. Weder ein Unternehmen noch ein Haushalt wird DSM anbieten, wenn die Vermarktung nicht rentabel ist. Im Haushaltssektor muss der Anbieter damit einverstanden sein, dass ein Vermarkter seine Geräte steuert. Des Weiteren müssen die Datenschnittstellen und Datenübertragung standardisiert werden. Durch die Abschaffung der Hemmnisse und der Förderung von DSM können flexible Lasten dazu beitragen einen effizienteren Netzausbau zu realisieren und Erneuerbare Energien besser ins Netz zu integrieren und so auch zur Marktstabilität beitragen.

8 Virtuelle Kraftwerke

8.1 Status Quo

Ein Virtuelles Kraftwerk ist der Zusammenschluss von dezentralen Einheiten im Stromnetz. Die Steuerung der Bestandteile des VK erfolgt über ein zentrales Leitsystem, das die einzelnen Anlagen koordiniert und auf Netzzustände und Regelenergieabrufe reagiert. Ein VK kann aus dezentralen Energieerzeugungsanlagen (DEA), flexiblen Verbrauchern, Energiespeichern (Strom und Wärme), Energie-Management-Systemen und intelligenten Kommunikationssystemen bestehen. Mögliche DEA sind konventionelle Stromerzeuger, wie erdgasbetriebene BHKWs oder dieselbetriebene Notstromaggregate und erneuerbare Erzeuger wie Wasserkraftwerke, PV- und Windanlagen. Des Weiteren können auch Power-to-X-Anlagen in das VK integriert werden. Ziel eines VK ist die gemeinsame Vermarktung von Strom und Flexibilität. (vgl. Buchholz et al. 2008)

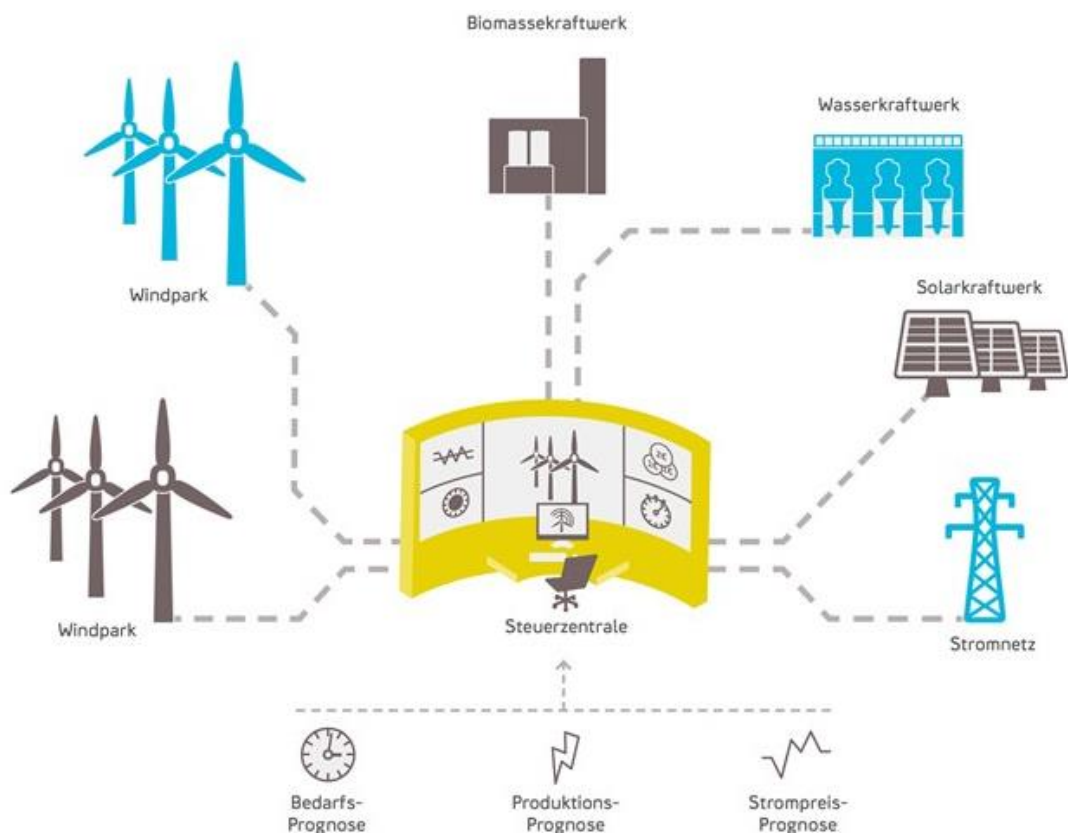


Abbildung 37: Aufbau Virtuelles Kraftwerk (vgl. Statkraft Markets GmbH)

8.2 Geschäftsmodelle

Durch den Anlagen-Mix des VK ergeben sich verschiedene Vermarktungsoptionen. und diese innerhalb eines VKs zu kombinieren. Im Folgenden werden die einzelnen Geschäftsmodelle kurz erläutert.

8.2.1 Direktvermarktung

Ein mögliches Geschäftsmodell für VK ist die Direktvermarktung bzw. die Vermarktung nach dem Marktpremienmodell. Hierbei verzichtet der Anlagenbetreiber auf die EEG-Einspeisevergütung und vermarktet seinen Strom eigenständig. Seit 2016 sind alle Neuanlagen größer 100 kW zur Direktvermarktung verpflichtet. Für die Berechnung der Marktpremie wird der Monatsmittelwert der Börse angesetzt und nicht der tatsächliche Preis. So kann ein VK-Betreiber durch kluges Handeln am Markt seine Einnahmen weiter erhöhen. (vgl. Albersmann et al. 2016) Mit der Novellierung des EEG 2017 wird der Zuschlag für die Marktpremie nach Ausschreibung festgelegt.

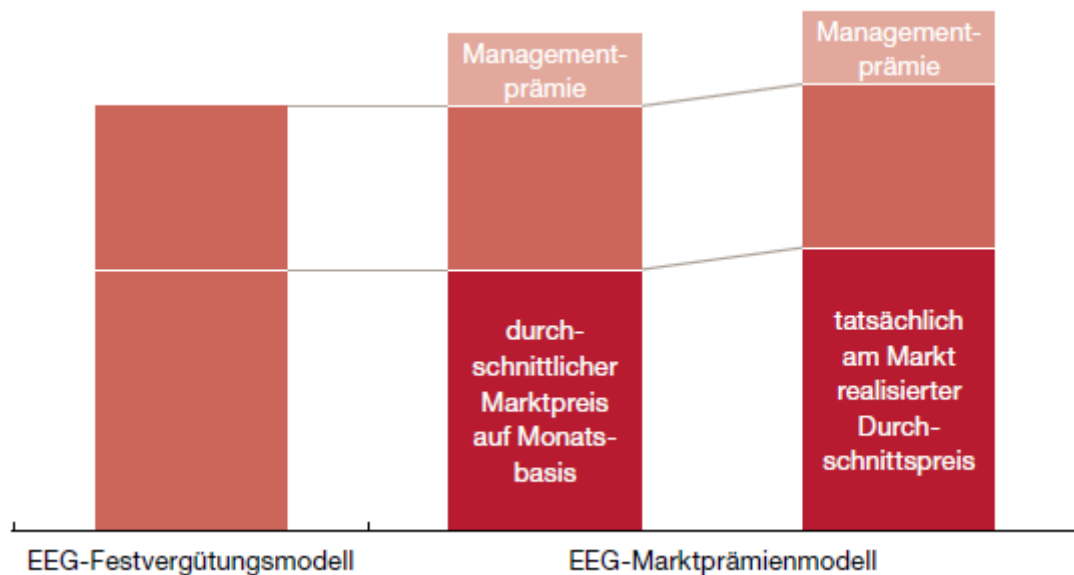


Abbildung 38: Vergleich EEG-Festvergütung und EEG-Marktpremienmodell (vgl. Albersmann et al. 2016)

8.2.2 Regelleistungsmarkt

Der Aufbau und das Prinzip des Regelleistungsmarktes werden in Kapitel 15 erläutert. Auch ein VK kann am Regelleistungsmarkt seine Flexibilität anbieten. Durch die verschiedenen Anlagen kann ein VK die Präqualifikationsbedingungen erfüllen. Beispielsweise könnte ein VK seine Biomasseanlagen am Regelleistungsmarkt vermarkten und die Erneuerbaren Energien nach dem Marktpremienmodell und so die maximalen Erlöse erzielen. (vgl. Albersmann et al. 2016)

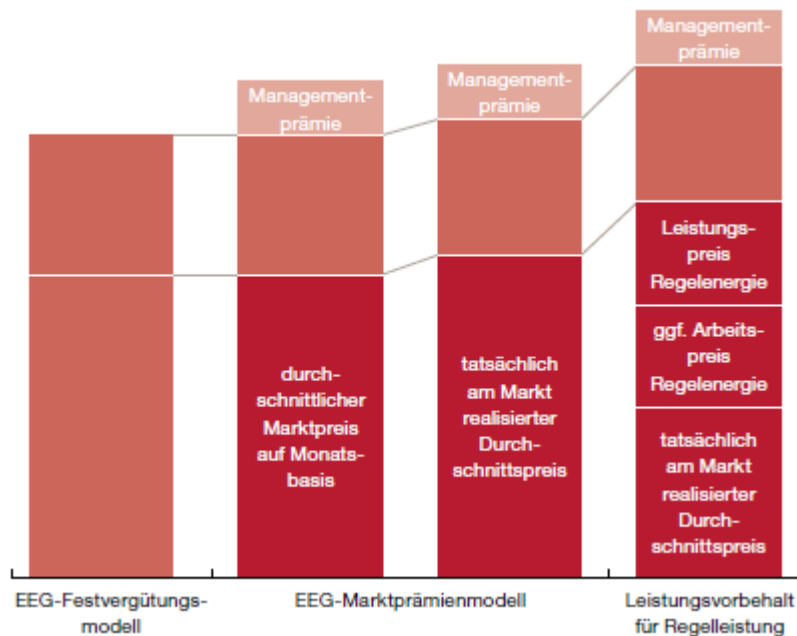


Abbildung 39: Vermarktung Virtuelles Kraftwerk am Regelleistungsmarkt (vgl. Albersmann et al. 2016)

8.2.3 Spitzenlastausgleich

Um die Lastspitzen decken zu können werden Spitzenlastkraftwerke benötigt. Mittels der zentralen Steuerung und der Bündelung der Anlagen können VK den Spitzenlastausgleich schaffen. So kann die Spitzenlast zur Mittagszeit mithilfe von PV-Anlagen gedeckt werden. Durch ihre vergleichsweise geringen Grenzkosten befinden sich VK in der Regel in der Merit-Order vor konventionellen Kraftwerken. Eine pauschale Einordnung ist aufgrund des Anlagenmix nicht möglich. (vgl. Albersmann et al. 2016)

8.2.4 Ersatz von Großkraftwerken

Durch die Umstrukturierung im Strommarkt findet die Stromerzeugung mit steigender Tendenz in dezentralen Anlagen statt und nicht mehr in Großkraftwerken. Ein VK mit den abgestimmten Anlagenteilen kann durch die Bündelung der dezentralen Anlagen Großkraftwerke ersetzen. Zu beachten ist hierbei, dass beim Befolgen eines vorgegebenen Fahrplans ein höherer Koordinations- und IT-Aufwand anfällt. Des Weiteren muss auch bei einer schwankenden Erzeugung der EE die Stromerzeugung gewährleistet sein. Deshalb sollten verlässlich steuerbare Kraftwerkstypen wie Biogasanlagen und Dieselnoststromaggregate im Verbund enthalten sein. (vgl. Albersmann et al. 2016)

8.2.5 Lastflussoptimierung

Aufgrund der steigenden Anzahl an volatilen Einspeisern ist die Netzstabilität mehr gefährdet als zuvor. Dies führte beispielweise zu einer Steigerung der Redispatch-Maßnahmen. Durch den gezielten Einsatz von VK können Lastflüsse optimiert werden. So kann der mangelnde Netzausbau überbrückt werden. (vgl. Albersmann et al. 2016)

8.2.6 Flexibilitätsprämie

Betreiber können eine Flexibilitätsprämie in Anspruch nehmen. Voraussetzung dafür ist die Stromdirektvermarktung und das zusätzliche Vorhalten von installierter Leistung. Mithilfe der Flexibilitätsprämie sollen mehr regelbare Erzeugungsanlagen integriert werden. Erneuerbare Energien sollen vor allem dann einspeisen, wenn die aktuelle Nachfrage dementsprechend hoch ist. Erhöht nun der Betreiber eines VK den Anteil seiner regelbaren Stromerzeugungsanlagen mittels einer Biogasanlage, so kann er die Flexibilitätsprämie in Anspruch nehmen. Jedoch müssen für die Inanspruchnahme der Prämie mehrere Voraussetzungen nach dem EEG erfüllt sein. (vgl. Albersmann et al. 2016)

8.2.7 Fahrplanoptimierung

Mittels der Fahrplanoptimierung kann der Betreiber eines VK Preisvorteile an der Strombörse erzielen. Durch die Bildung einer Merit-Order innerhalb des VK kann die kostengünstigste Fahrweise ermittelt werden. Der Betreiber nutzt die Preisschwankungen aus, in dem er zum Beispiel bei sehr hohen Preisen Strom produziert. So werden die Einnahmen erhöht und einzelnen Anlagen können geschont werden. (vgl. Albersmann et al. 2016)

8.3 Steuerung und Steuerungstechnik

Von besonderer Wichtigkeit in einem VK sind die Steuerung und Steuerungstechnik. Nach PwC (vgl. Albersmann et al. 2016) lässt sich die Zielarchitektur eines VKs in die dezentrale Prozesstechnik, zentrale Intelligenz und das zentrale Portfoliomanagement gliedern. In der Ebene der dezentralen Prozesstechnik sind die Erzeugungsanlagen, sowie Verbraucher und Speicher enthalten. Speicher haben den Vorteil, dass sie die Einsatzkosten minimieren, die Investitionskosten reduzieren und die Regelgeschwindigkeit erhöhen. Kommuniziert wird mithilfe von fernwirktechnischen Einheiten oder Anlagenleittechnik. Mit ihnen werden Einsatzfahrpläne und Steuersignale übermittelt. Durch die Einführung der Smart-Meter werden die Kommunikationsprotokolle standardisiert. Dies kann die Kosten senken, da sie womöglich Steuerboxen oder Fernwirktechnik ersetzen können. Der wichtigste Bestandteil der IT-Struktur eines VK ist die zentrale Intelligenz. Diese werden in folgende Module unterteilt: (vgl. Albersmann et al. 2016)

- Prognose
- Optimierung
- Überwachung
- Steuerung

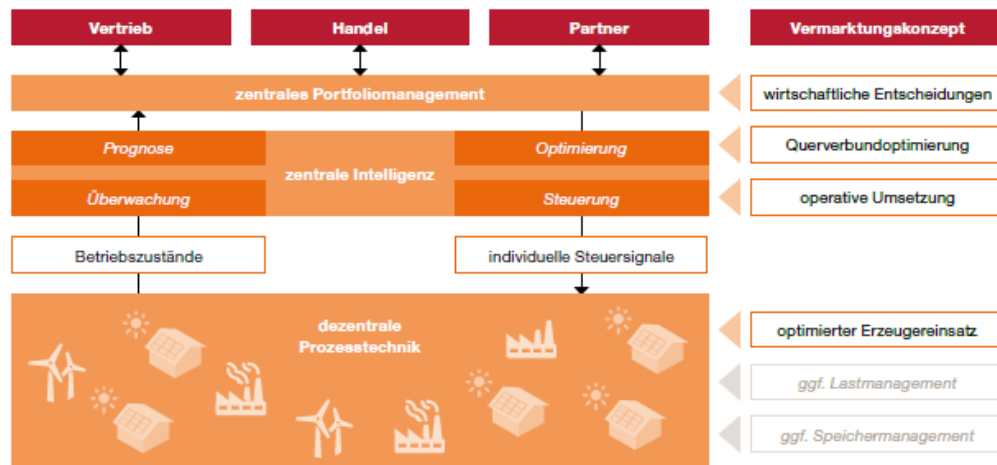


Abbildung 40: IT-Architektur eines Virtuellen Kraftwerks (vgl. Albersmann et al. 2016)

Das Prognose-Modul erstellt mit Hilfe von Messzeitreihen von Smart-Metern Wetter- und Preisvorhersagen, Prognosezeitreihen für Energiewerte und Preisverläufe. Mithilfe dieser Daten werden Vorschläge für den optimalen Einsatz der Erzeugungsanlagen erstellt.

Das Optimierungs-Modul ermittelt die für die Steuerung benötigten Parameter. Mithilfe der Parameter werden Fahrpläne erzeugt, die an die Steuerung weitergegeben werden.

Das Überwachungs-Modul kontrolliert die in jeder Anlage anfallenden Daten und Anlagenzustände und gibt diese an die Steuerung und Optimierung weiter.

Die vom Optimierungs-Modul bereitgestellten Fahrpläne werden vom Steuerungs-Modul in Steuersignale umgewandelt und an die Anlagensteuerungstechnik weitergegeben, da in der Regel die Anlage vor Ort gesteuert wird. Eine Möglichkeit ist den kompletten Fahrplan an die einzelne Anlage zu schicken. Dies hat den Vorteil, dass bei einem Verbindungsabbruch die Anlage nach dem vorgegebenen Fahrplan weiter betrieben werden kann. Eine weitere Möglichkeit ist die Vorgabe von Sollwerten in bestimmten Zeitintervallen. Diese Sollwerte können meist leichter von der Anlagentechnik vor Ort verarbeitet werden.

Wie in Abbildung 40 zu erkennen, stellt das Portfoliomanagement die oberste der drei Ebenen dar. Mithilfe des PFM soll das betriebswirtschaftliche Optimum erzielt werden. Es überblickt das Marktgeschehen, die Anlagenverfügbarkeit und die Kostensituation.

Aufgrund der großen Menge an Daten in einem VK ist die zuverlässige und effektive Datenverarbeitung mithilfe von IT-Systemen von großer Wichtigkeit. Abbildung 41 zeigt beispielhaft die Datenflüsse in einem VK. (vgl. Albersmann et al. 2016)

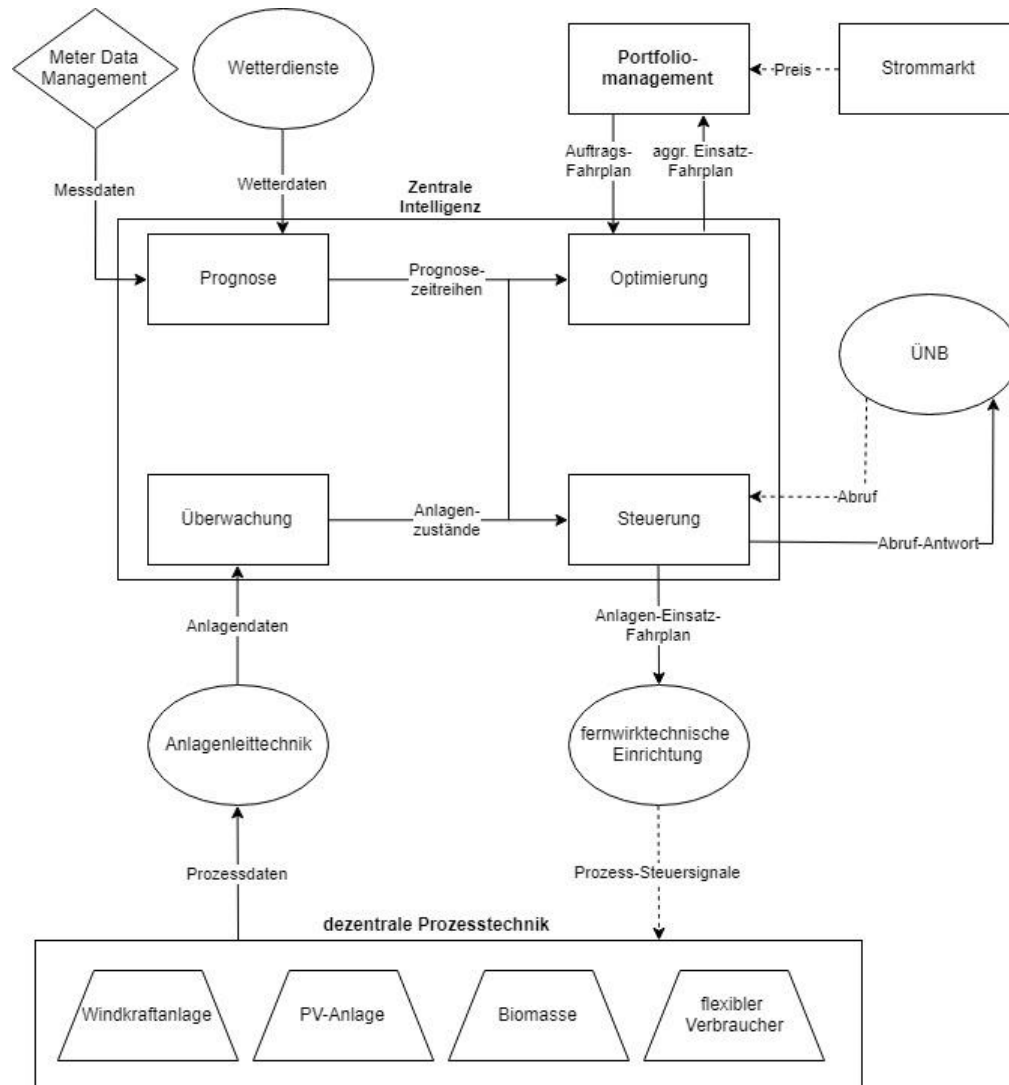


Abbildung 41: Datenflussdiagramm Virtuelles Kraftwerk (Eigene Darstellung - vgl. Albersmann et al. 2016)

8.4 Potentialanalyse

Aufgrund der vorher genannt vielfältigen Geschäftsmodelle und dem Zuwachs von Erneuerbaren Energien, sowie dezentralen Einheiten, wie BHKWs oder privaten PV-Batteriespeichersystemen ist das Potential für Virtuelle Kraftwerke als sehr hoch

einzuschätzen. Jedoch ist die Teilnahme an einem VK keine Pflicht, sondern derzeit nur eine Möglichkeit seine Anlage von einem Vermarkter im System zu integrieren. Deshalb ist die Nennung von konkreten Werten über einen Zeitraum nicht möglich. In den Studien „Kombikraftwerk 1“ und „Kombikraftwerk 2“ untersuchte das Fraunhofer IWES mit mehreren Partnern eine rein regenerative Stromversorgung. Mit einem Anlagenpark aus 36 Erneuerbaren-Energien-Anlagen konnte man in „Kombikraftwerk 1“, erschienen bereits 2007, darlegen, dass man den deutschen Strombedarf im Maßstab 1:10.000 decken kann. Schon vor der Energiewende zeigte sich also, dass ein Virtuelles Kraftwerk großes Potential besitzt. Im Folgeprojekt „Kombikraftwerk 2“ konnte man 2014 aufzeigen, welchen Bedarf an Systemdienstleistungen es wahrscheinlich in Zukunft geben wird. Die Studie zeigte, dass die Netzstabilität im Falle der Realisierung des Kombikraftwerks jederzeit sichergestellt werden kann. (vgl. Knorr et al. 2014)

Im Jahr 2016 befragte PwC mehrere Unternehmen die im VK-Bereich tätig sind zur Entwicklung von VK. (vgl. Albersmann et al. 2016)

Des Weiteren wurden die Unternehmen befragt, welche Kraftwerkstypen ihrer Meinung nach vorrangig in einem VK sind. Aufgrund der Definition von VK ist diese Aufteilung zu erwarten gewesen. Für die Unternehmen sind vor allem Erneuerbare Energien aber auch KWK-Anlagen zwingend notwendig. Flexible Verbraucher wurden wahrscheinlich nicht mit in die Fragestellung aufgenommen und sind deshalb nicht genannt.

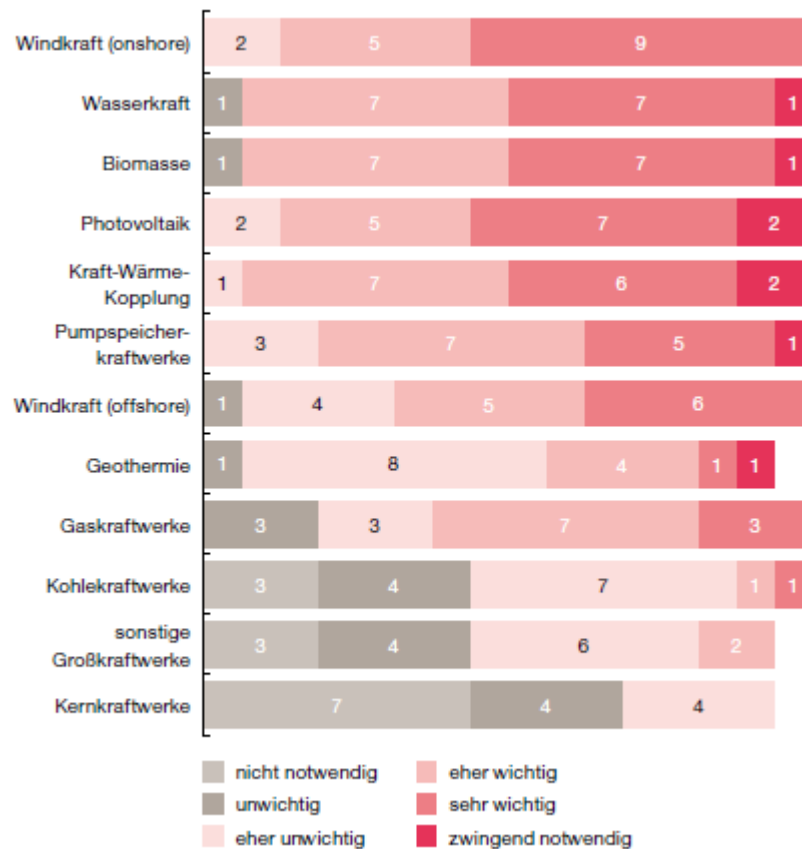


Abbildung 42: Bedeutung einzelner Kraftwerkstypen im Virtuellen Kraftwerk (vgl. Albersmann et al. 2016)

In einer weiteren Frage erachteten Unternehmen als wichtigstes Merkmal eines VK die zentrale Steuerung und die Fernüberwachung. In Bezug auf die Vermarktungsmöglichkeiten wurde die Fahrplanoptimierung an erster Stelle gesetzt, gefolgt von der Direktvermarktung und der Flexibilitätsprämie. Abbildung 43 zeigt den Reifegrad des VK-Marktes. Laut der Studie findet im Jahr 2020 eine Wende statt. (vgl. Albersmann et al. 2016) Aufgrund der Verzögerung der Zertifizierung der Smart-Meter-Gateways wurde die Reife/Sättigung des Marktes vermutlich etwas verschoben.

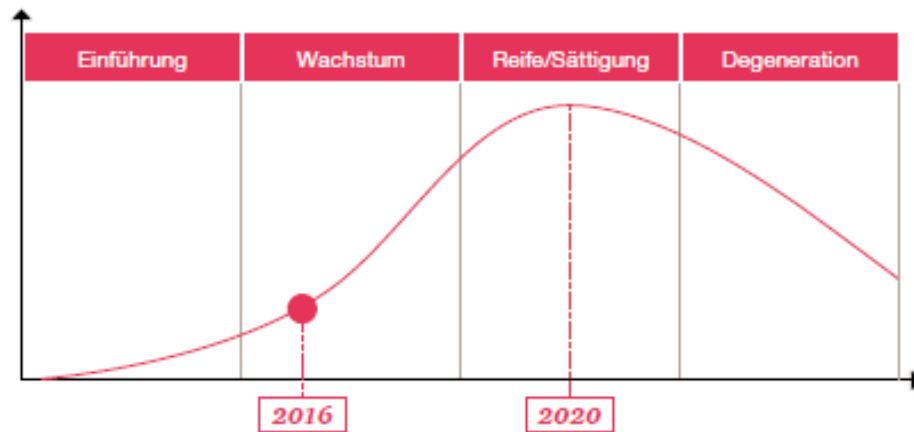


Abbildung 43: Reifegrad des VK-Marktes (vgl. Albersmann et al. 2016)

8.5 Fazit und Ausblick

Virtuelle Kraftwerke können aufgrund ihrer vielfältigen Anlagen mehrere Vermarktungsmöglichkeiten nutzen und durch die zentrale Steuerung ihre Fahrweisen optimieren und so ihre Gewinne maximieren. Durch das Einführen von Smart-Metern stehen den Betreibern nun standardisierte Kommunikationsprotokolle zur Verfügung. Hinzukommt der Zuwachs an Elektrofahrzeugen, die als flexible Verbraucher integriert werden können.

PwC hat 2016 in der Studie „Markt und Technik virtueller Kraftwerke“ die Einflussfaktoren für den Markt für VK bis 2020 aufgeführt. (vgl. Albersmann et al. 2016)



Abbildung 44: Einflussfaktoren auf das Zielbild 2020 für Virtuelle Kraftwerke (vgl. Albersmann et al. 2016)

Um die steigende Anzahl an dezentralen Anlagen erfolgreich betreiben und einbinden zu können, bietet sich die Vermarktung in einem VK an. Für die weitere Integration von flexiblen Verbrauchern, vor allem in der Industrie, muss die Netzentgeltverordnung angepasst werden, dies ist bisher nicht geschehen. Darüber hinaus gibt es bis jetzt keinen Kapazitätsmarkt auf europäischer Ebene. Die Einführung der intelligenten Messsysteme und die Zertifizierung des Smart-Meter-Gateways verzögerte sich. Jedoch wird mit der Zertifizierung im Jahr 2019 gerechnet. So kann mithilfe der detaillierten Messtechnik der Betrieb der VK weiter verbessert werden.

9 Versorgungssicherheit

Einer der zentralen Bestandteile des energiepolitischen Zieldreiecks ist die Versorgungssicherheit. Durch die Energiewende und den wachsenden europäischen Stromhandel werden die deutschen Stromnetze vor große Herausforderungen gestellt. Die wichtigsten Aspekte, die hierbei eine Rolle spielen, sind zum einen ausreichende Erzeugungskapazitäten, die für den prognostizierten Energieverbrauch notwendig sind und zum anderen das Sicherstellen belastbarer Regelungsmechanismen (Engpassmanagement, abschaltbare Lasten, Redispatch, Siehe Kapitel 12 Regelenergiemarkt) damit die Netzstabilität gewahrt wird, wenn es zu einem Ungleichgewicht zwischen Entnahme und Einspeisung aus dem Netz kommt. Weitere wichtige Punkte sind, wie in der Abbildung 45 dargestellt, die Netzreserven und der SAIDI-Index, welcher als Indikator für die Zuverlässigkeit des Stromnetzes verwendet wird und somit die Maßzahl für die Versorgungsunterbrechung ist.

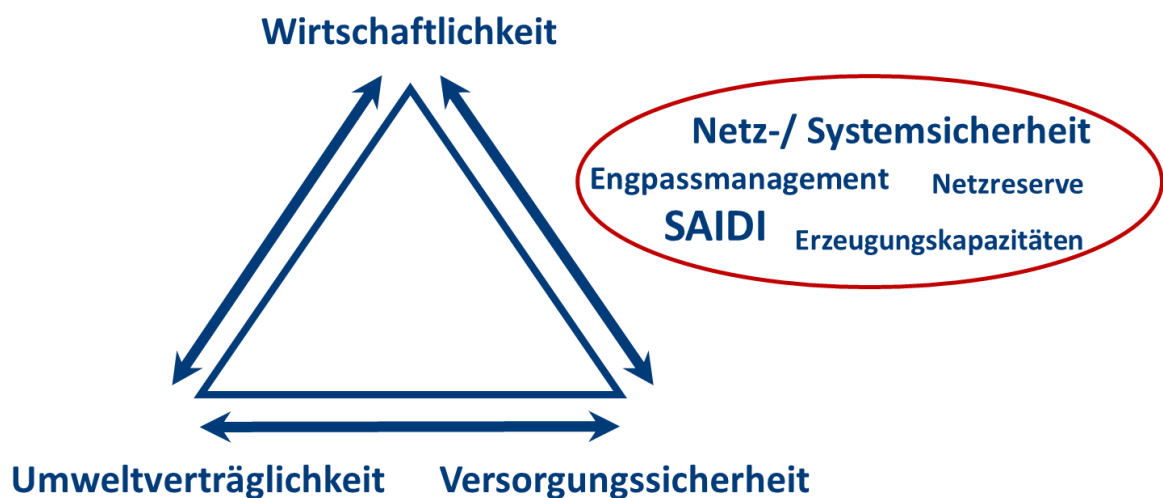


Abbildung 45 energiepolitisches Zieldreieck (eigene Darstellung)

9.1 Status Quo

9.1.1 Versorgungsunterbrechung

Die Dauer der Versorgungsunterbrechung auf Verteilnetzebene ist in Deutschland seit Jahren auf einem konstanten, niedrigen Niveau. Die Zeit, die ein Letztverbraucher im Durchschnitt nicht mit Elektrizität versorgt werden kann, betrug 15,14 Minuten im Jahr 2017 und war somit unter dem Mittelwert der vergangenen zehn Jahre (Mittelwert 2006 bis 2016: 15,69 Minuten) (vgl. BNetzA und BKartA 2019b, S. 8). Dieser Wert liegt auf dem Niveau des 2013 ermittelten Wertes von 15,32 Minuten und damit gehört Deutschland auch im internationalen Vergleich zur Spitzengruppe. Wie in der Abbildung 46 dargestellt, ist die Versorgungsunterbrechung 2017 im Vergleich zu den Jahren 2014 bis 2016 im Mittel um ca. 2,5 Minuten gestiegen (vgl. BMWi 2016, S. 3). Ursache für den Anstieg in der Mittelspannungsebene sind vor allem die Zunahme extremer Wetterereignisse. Der steigende Anteil dezentraler Erzeugungsleistungen und erneuerbarer Energien haben weiterhin keine negativen Auswirkungen auf die konstant hohe Versorgungsqualität in Deutschland. Trotz des Anstieges auf 15,14 Minuten (2017) ist die Anzahl der Unterbrechungen im Vergleich zum Jahr 2016 um den Wert 6000 gesunken (vgl. Bundesnetzagentur 05.10.2018). Im langjährigen Trend nimmt die Versorgungsunterbrechungsdauer immer weiter ab und so ist der SAIDI-Index seit 2006 um über ca. 40 Prozent gesunken (vgl. BMWi 2018f, S. 108).

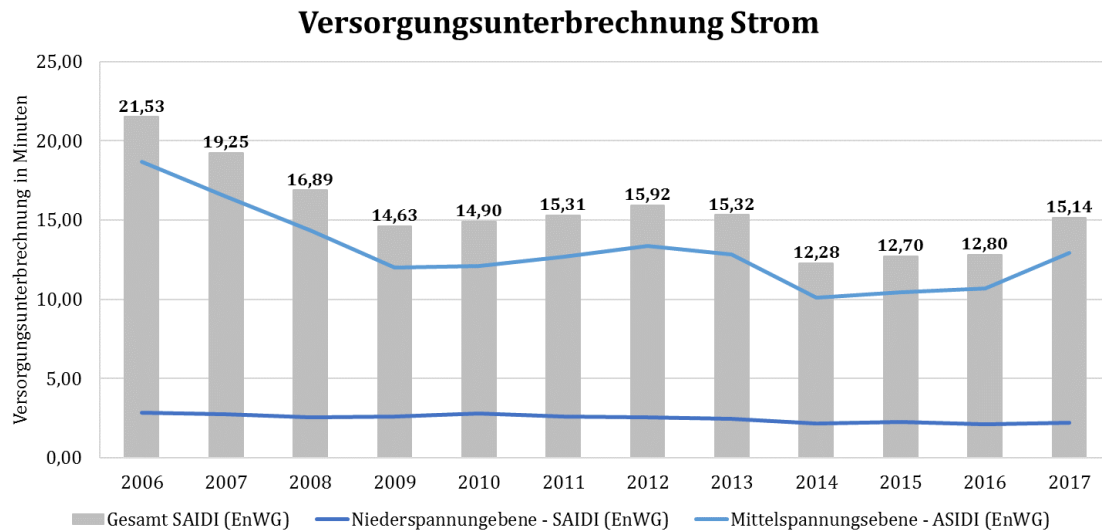


Abbildung 46: Entwicklung der Versorgungsunterbrechnung in Deutschland (Quelle: BNetzA)

9.1.2 Netz- und Systemsicherheit

Um die Netz- und Systemsicherheit zu gewährleisten sind die Netzbetreiber gesetzlich ermächtigt und verpflichtet, bestimmte Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu ergreifen. Die hierzu gehörenden folgenden Maßnahmen sind (BNetzA 2019):

- *Redispatch*: Drosselung und Erhöhung der Stromeinspeisung von Kraftwerken nach vertraglicher Vereinbarung oder einem gesetzlichen Schuldverhältnis mit dem Netzbetreiber unter Einsatz von Kosten (vgl. BNetzA 2019, S. 123)
- *Reservekraftwerke*: Einsatz von Kraftwerken zur Beschaffung noch fehlender Redispatchleistung aus der Netzreserve nach vertraglicher Vereinbarung unter Einsatz von Kosten (Vgl. BNetzA und BKartA 2019b, S. 123)
- *Einspeisemanagement*: Abregelung von Stromeinspeisung aus EE und KWK-Anlagen auf Verlangen der Netzbetreiber mit Entschädigung (Vgl. BNetzA und BKartA 2019b, S. 123)
- *Anpassungsmaßnahmen*: Anpassungen von Stromeinspeisungen und/ oder Stromabnahmen auf Verlangen des Netzbetreibers, wenn andere Maßnahmen nicht ausreichen, ohne Entschädigung (Vgl. BNetzA und BKartA 2019b, S. 123)

Sowohl die Übertragungsnetzbetreiber als auch die Verteilnetzbetreiber sind gesetzlich dazu verpflichtet, die Regulierungsbehörde unverzüglich über die Gründe der durchgeführten Maßnahmen zu unterrichten. (Vgl. BNetzA und BKartA 2019b, S. 123)

Die Bundesnetzagentur stellt quartalsweise einen detaillierten Bericht zu den getroffenen Netz- und Sicherheitsmaßnahmen vor und veröffentlicht die Daten auf Ihrer Website seit 2015. Zusammengefasst ergeben die Daten aus den Jahren 2015, 2016 und 2017 folgende Energiewerte für die getroffenen Maßnahmen: (BNetzA 2019)

- 2015: 20.186 GWh
- 2016: 15.232 GWh
- 2017: 24.007 GWh

Aufgrund des windschwachen Jahres 2016 war ein Rückgang von ca. 5.000 GWh an Maßnahmen zu verzeichnen, was deutlich in der grafischen Aufschlüsselung in der Abbildung 47 zu sehen ist. Die Maßnahmen sind dann im Jahr 2017 wieder stark angestiegen. So stieg die Menge der Abregelungen durch Redispatchmaßnahmen auf rund 10.200 GWh, die angeforderte Erhöhung der Einspeisung durch Markt- und Reservekraftwerke lag bei ca. 10.238 GWh. Das gesamte Redispatchvolumen lag damit bei rund 20.439 GWh. Auch die Abregelung erneuerbarer Energieträger durch Einspeisemanagement-Maßnahmen stieg auf den bislang höchsten Wert von 5.518 GWh. Ausschlaggebend für die hohen Redispatchwerte war vor allem das erste Quartal 2017 (Abbildung 47). Grund hierfür war eine geringe Windeinspeisung und eine ungewöhnliche Lastflusssituation in Deutschland. Zusätzlich sorgte eine europaweite Kälteperiode im ersten Quartal 2017 dafür, dass die Stromnetze stark belastet wurden. (Bundesnetzagentur 18.06.2018)

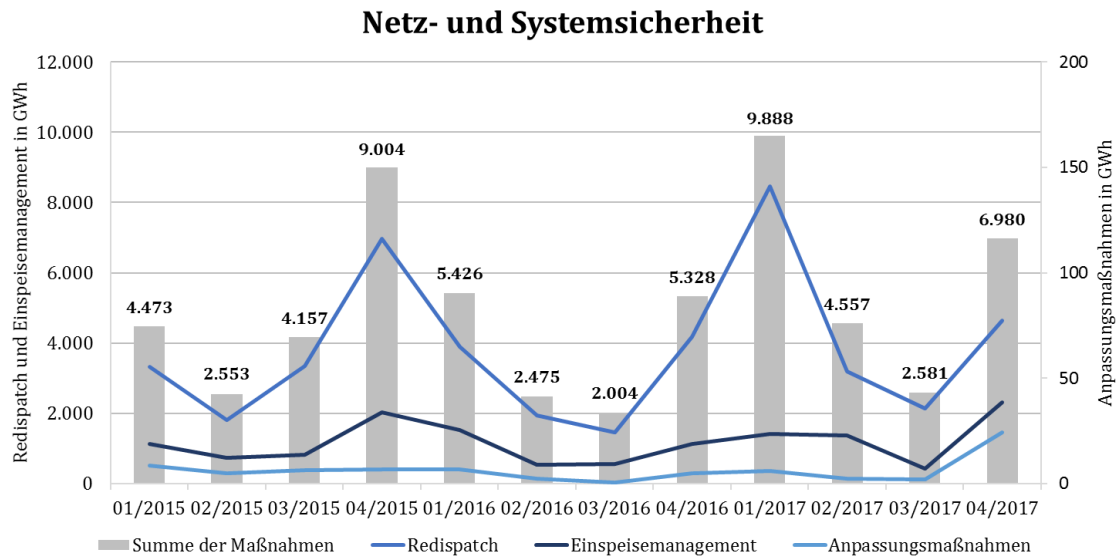


Abbildung 47: Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzes
(Quelle: BNetzA)

Das Jahr 2017 war außerdem nach vorläufigen Angaben der Übertragungsnetzbetreiber das Jahr mit der bislang höchsten Einspeisung aus Windenergieanlagen. So wurde im windreichen vierten Quartal auch die bislang höchste Menge an Erneuerbaren Energien abgeregelt. Es wurden zunehmend auch Offshore-Windparks abgeregelt.

Mit dem Anstieg der Maßnahmen geht auch ein Kostenanstieg einher. Die Kosten im Jahr 2017 liegen mit insgesamt ca. 1,4 Mrd. Euro weit über denen des windarmen Jahres 2016 (rund 880 Mio. Euro) und auch über dem bisherigen Höchststand des Jahres 2015 (rund 1,1 Mrd. Euro). Gestiegen sind insbesondere die Kosten für Einspeisemanagement-Maßnahmen. Dies zeigt im Kontext der Energiewende weiterhin den hohen Netzausbaubedarf, um den Erneuerbaren Strom zum Verbraucher zu transportieren. Im vierten Quartal 2017 wurde der Redispatchbedarf im Vergleich zum windreichen vierten Quartal 2015 gedämpft. Dies ist u. a. auf die vollständige Inbetriebnahme des Netzausbauprojekts „Thüringer Strombrücke“ im September 2017 zurückzuführen. Die Überlastung der zuvor hoch belasteten Leitung „Remptendorf-Redwitz“ sank in der Folge auf nur noch rund 18 Stunden. Im vierten Quartal 2015 lag sie noch bei rund 1836 Stunden. (Bundesnetzagentur 18.06.2018)

9.1.3 Netzreserven

Die Netzreserveverordnung (NetzResV) sieht vor, dass die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) jährlich eine sogenannte Systemanalyse durchführen, um die zukünftig erforderliche Kraftwerksreservekapazität für netzstabilisierende Redispatch-Maßnahmen festzustellen. Die Bundesnetzagentur überprüft diese Systemanalyse und veröffentlicht in einem jährlichen Bericht den Bedarf an Erzeugungskapazität für die Netzreserve. (BNetzA und BKartA 2018)

Der Bedarf an Netzreserven, um das Stromnetz in kritischen Situationen stabil zu halten, besteht nach wie vor. Dieser wird derzeit so kalkuliert, dass der Bedarf allein aus inländischen Netzkraftwerken gedeckt werden kann. In den Vorjahren wurden zusätzlich Netzreserveleistungen aus dem Ausland beschafft, dies soll nach Angaben der Bundesnetzagentur nun nicht mehr nötig sein. Somit wurde ein Bedarf an Erzeugungskapazitäten aus Netzreservekraftwerken sowohl für den Winter 2018/2019 als auch für den Winter 2020/2021 mit jeweils 6.600 MW kalkuliert. Verglichen mit dem im vergangenen Winterhalbjahr festgestellten Bedarf in Höhe von 10.400 MW reduziert sich der Netzreservebedarf um 3.800 MW. Grund hierfür ist insbesondere das am 01. Oktober 2018 startende Engpassmanagementverfahren zwischen dem deutschen und dem österreichischen Marktgebiet. Des Weiteren geht die Bundesnetzagentur davon aus, dass erst von einer Trendwende gesprochen werden kann, wenn erhebliche Fortschritte im Netzausbau zu verzeichnen sind. Zur dauerhaften Senkung des Netzreservebedarfs ist es notwendig, dass der geplante Netzausbau erfolgreich umgesetzt wird und Redispatch auch grenzüberschreitend mit der notwendigen Sicherheit genutzt werden kann. Der Netzreservebedarf könnte sich je nach Entwicklung der Kraftwerksstillegungen sowie durch die Forderungen des „Clean Energy Package“ der Europäischen Kommission nach deutlich mehr Kapazitäten für den grenzüberschreitenden Handel wieder erhöhen. (Bundesnetzagentur 20.04.2018)

9.2 Kohleausstieg

Nach dem bereits bekannten Beschluss des Ausstieges der Bundesregierung aus der Kernenergie bis 2022, legte die von der Bundesregierung eingesetzte Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung (WSB)“ am 26.01.2019 ihren Abschlussbericht für einen geplanten Kohleausstieg vor. Somit ist die Bundesregierung nun im Zugzwang, um die vorgestellten Maßnahmen der Kommission umzusetzen und die Energiewende konsequent und zügig zu managen.

9.2.1 Abschlussbericht der Kohlekommission

Die Kommission WSB beschreibt in ihrem Bericht den schrittweisen Ausstieg aus der Kohleverstromung und den Umstieg auf erneuerbare Energien. In dieser Metastudie werden ausschließlich auf die Punkte Ausstiegsplan, Abschaltung der Kohlekraftwerke, Stromversorgung und Versorgungssicherheit kurz eingegangen. Am Ende des Kapitels werden zusammengefasst die Kosten und Finanzierung des Kohleausstieges beleuchtet.

Der Ausstiegsplan

Als Abschlussdatum empfiehlt die Kommission WSB Ende des Jahres 2038, mit Möglichkeit dieses Datum auf 2035 vorzuziehen, unter der Voraussetzung die Märkte und die wirtschaftliche Lage erlauben es. Des Weiteren ist das Vorziehen dieses Ausstiegsdatums nur mit Einvernehmen der Kraftwerksbetreiber möglich, diese Punkte sollen 2032 einer Überprüfung unterzogen werden. Weitere Evaluierungen hinsichtlich Versorgungssicherheit, Strompreise, Jobs und Klimaziele sollen in den Jahren 2023, 2026 und 2029 stattfinden. (BMWi 2019)

Die Abschaltung der Kohlekraftwerke

Ende des Jahres 2017 waren Kohlekraftwerke mit einer Nettoleistung von 42,6 GW am Markt (s. Abbildung 48), hinzu kommen Kohlekraftwerke mit einer Nennleistung von ca. 3,2 GW die als Netzreserve bzw. Sicherheitsbereitschaft bereitgehalten werden. Bis 2030 sollen noch höchstens 17 GW am Markt aktiv sein und spätestens 2038 soll diese Leistung vom Netz genommen werden, wobei bis 2022

voraussichtlich insgesamt 12,5 GW vom Netz gehen sollen. Welche Kraftwerke abgeschaltet werden, gibt die Kommission WSB nicht vor, d.h. die Politik muss nun mit den Betreibern in Verhandlung treten und den Ausstieg der jeweiligen Kohlekraftwerke aushandeln. (BMWi 2019)

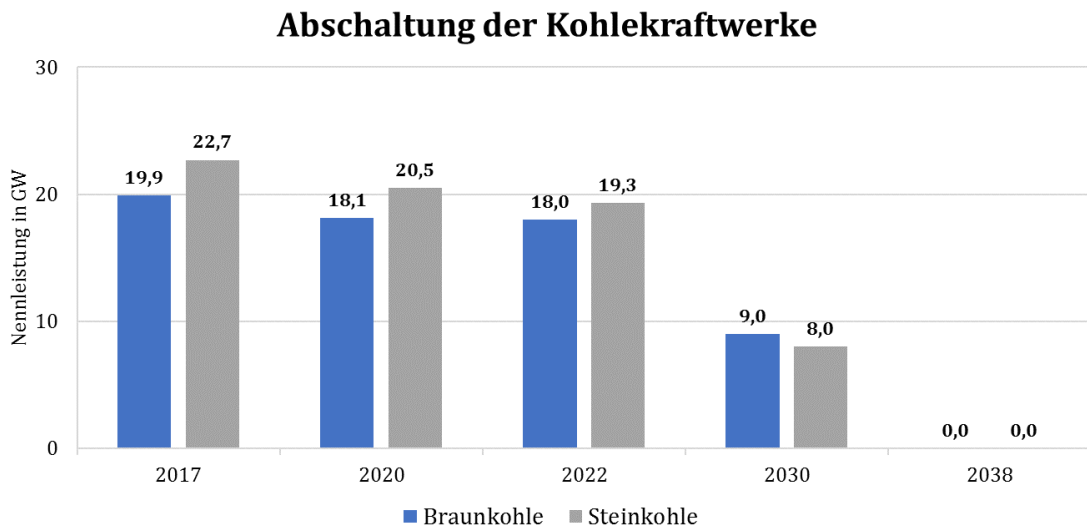


Abbildung 48: Ausstiegsplan zur Abschaltung der Kohlekraftwerke (Quellen: BNetzA Kraftwerksliste, (vgl. BMWi 2019, S. 22))

Versorgungssicherheit

Die Sicherheit der Versorgung und die mögliche mangelnde Stromerzeugung soll laut Kohlekommission strenger beobachtet werden und das bereits vorhandene Monitoring weiterentwickelt werden. Die Weiterentwicklung sollte der Messung von Energieversorgungssicherheit inklusive der Versorgungsqualität dienen und eine Methode umfassen, die die Energieversorgungssicherheit risikoorientiert, bedarfsgerecht und kontinuierlich analysiert („Stresstest“). Zusätzlich soll die Genehmigung von umweltfreundlicheren Gaskraftwerken beschleunigt werden und dafür Anreizprogramme für Investitionen geschaffen werden. Weitere wichtige Maßnahmen, die dazu beitragen sollen, die Versorgungssicherheit zu gewährleisten sind zusammengefasst folgende: (vgl. BMWi 2019, 67 ff.)

- Nutzung der bestehenden Netzreserven zur Absicherung des Strommarktes
- Weiterentwicklung und Fortführung der KWK
- Adäquater Ersatz stillgelegter Kohlekraftwerke aus der Netzreserve

Kosten und Finanzierung

Ein Weiterer wichtiger Punkt, auf den die Kommission WSB in ihrem Abschlussbericht eingeht, ist die Finanzierung des Kohleausstiegs. Dabei werden folgende Themen angesprochen und mit den entsprechenden Kosten abgeschätzt: (vgl. BMWi 2019)

- Ausgleich für steigende Strompreise bei Privaten (2 Mrd. Euro pro Jahr)
 - Zuschuss zu den Netzentgelten
- Ausgleich für steigende Strompreise bei der Industrie (>300 Mio. Euro pro Jahr)
- Unterstützung der Kohleländer bis 2040 (min. 40 Mrd.)
- Entschädigung bei Braunkohlekraftwerken (ca. 600 Mio. Euro pro GW)
- Entschädigung bei Steinkohlekraftwerken (keine Angaben)
- Hilfen für Kohlebeschäftigte (ca. 5 Mrd. Euro)

Berechnet man aus diesen Angaben einen überschläglichen Wert, so kommt man zu dem Ergebnis, dass der Kohleausstieg die Bundesregierung bis in das Jahr 2040 insgesamt mindestens 107,5 Mrd. Euro kosten wird.

9.3 Energieinformationsnetz und Datenübermittlung

Ein Energieinformationsnetz (EIN) bildet die Grundlage, um zukünftig im Rahmen der Digitalisierung und dem Ausbau der Erneuerbaren Energien das Stromversorgungssystem sicher und wirtschaftlich zu gestalten. Hierbei geht es um den notwendigen Datenaustausch zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und allen anderen Akteuren im Netz. Dieser Datenaustausch betrifft vor allem die bei den ÜNB permanent ablaufenden und unmittelbar aufeinander aufbauenden Prozesse der Systembetriebsplanung und der Systemführung. (vgl. Consentec GmbH 2016, S. 11)

Der sichere Betrieb des Stromversorgungssystems ist von überragender volkswirtschaftlicher Bedeutung und die überregionale Verantwortung für diesen sicheren Betrieb liegt bei den ÜNB. Die ihnen gesetzlich übertragene Systemverantwortung spiegelt dabei die zentrale technische Rolle der Übertragungsnetze als Rückgrat des Stromversorgungssystems wider. Dadurch dass diese Systemverantwortung nicht durch andere Akteure substituiert werden kann, müssen deshalb die ÜNB in eine Position versetzt werden, die die effektive Wahrnehmung der Systemverantwortung ermöglicht. Die in der Zukunft weiterhin stark zunehmenden Entwicklungen und Veränderungen im Stromnetz, wie z.B. durch die höhere Dezentralisierung von Erzeugungsanlagen, eine stärkere Abhängigkeit von Wetterereignissen und die größere Bedeutung von Marktprozessen auch für kleine und mittlere Verbraucher gekennzeichnet sind, erhöhen den Koordinationsaufwand für die ÜNB zur Wahrnehmung der Systemverantwortung. Die ÜNB treffen bereits heute dementsprechende Anpassungen in der Systembetriebsplanung und Systemführung und diese werden in Zukunft noch weiter fortschreiten müssen. Dafür ist ein umfangreicher Daten- und Informationsaustausch zwischen den ÜNB und den restlichen Akteuren im Netz notwendig. Zwei wesentliche Ursachen sind dabei entscheidend, aufgrund derer Akteure verpflichtet werden können bzw. müssen, um im Rahmen des EIN Daten und Informationen bereitzustellen:

- Informationspflicht von Akteuren an die ÜNB bei systemrelevanten Maßnahmen (bspw. Beeinflussung der Systembetriebsplanung der Systemführung)
- Regelmäßiger Abruf des Netznutzerverhaltens der Akteure durch ÜNB im Rahmen von Redispatch oder Einspeisemanagement (gesetzliche bzw. regulatorische Regelung nötig, um auf diese Daten zugreifen zu können)

Die Verpflichtung von Akteuren zur Mitwirkung am Energieinformationsnetz muss jedoch stets verhältnismäßig und angemessen ausgestaltet sein. Hierbei ist besonders der Datenschutz und Datenbereitstellungsaufwand zu beachten. (vgl. Consentec GmbH 2016, S. 11–12)

9.3.1 Datenarten

Laut der Studie der Consentec GmbH können die benötigten Daten zur Umsetzung eines Energieinformationsnetzes prinzipiell in Stammdaten und Bewegungsdaten eingeteilt werden. Stammdaten umfassen Daten, die für die relevanten betrieblichen Prozesse als konstant angesehen werden können (z.B. Standorte und Typenschilddaten). Die Stammdaten dienen dazu, Netzbetreibern Kenntnis zu Art, Umfang, Ort und prinzipiellen technischen Eigenschaften des Anlagenbestandes in seinem und ggf. unterlagerten jeweiligen Netzgebiet zu geben. Bewegungsdaten hingegen umfassen alle Daten und Informationen, die in betrieblichen Prozessen als variabel anzusehen sind (z. B. Einspeisezeitreihen und Schaltzustände). Aufgrund von Variabilität der Bewegungsdaten, gepaart mit Prognosefehlern und untätigem Marktgeschehen, sind diese in die nachfolgenden Datenkategorien unterteilt: (vgl. Consentec GmbH 2016, S. 15–16)

- *Planungsdaten* sind Bewegungsdaten, die eine Planung der energiewirtschaftlichen Aktivitäten abbilden. (z.B. Zeitreihen geplanter Einspeiseleistungen eines Kraftwerkes oder auch Daten zu geplanten Regelleistungsvorhaben/ Redispatch-Maßnahmen)
- *Onlinedaten* sind Messwerte oder auf Basis von Referenzmessungen hochgerechnete bzw. aggregierte Werte oder Ersatzwerte, die über eine direkte Datenankopplung eines Messgerätes oder eines Zählers im Leitsystem unmittelbar für Systemführungszwecke verfügbar sind.
- *Zähl-/ Messdaten* basieren auf aus einzelnen Zählpunkten gewonnenen Daten, die ex post zusammengestellt und übermittelt werden.

9.3.2 Aufgaben der Betreiber von Übertragungsnetzen

Die Aufgaben und Pflichten der ÜNB sind im EnWG in den §§ 12 und 13 geregelt. Die besonderen Verpflichtungen ergeben sich im Fall, wenn Gefährdungen oder Störungen die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Energieversorgungssystems beeinflussen. Im EnWG werden keine technischen Aspekte definiert, die die Systemverantwortung der ÜNB umfasst. Um die Versorgungssicherheit des Stromnetzes gewährleisten zu können, sind allerdings mindestens die Aspekte der

Laststeuerung zur Engpassvermeidung, der Frequenzhaltung, der Spannungshaltung und der Systemstabilität einzubeziehen. Im Falle der Systemverantwortung und besonders der Aufgabe Frequenzhaltung ist infolge des hierarchischen Aufbaus der Netzebenen der Verantwortungsbereich des ÜNB nicht nur auf das eigene Übertragungsnetz beschränkt, sondern umfasst alle in der Regelzone des ÜNB eingeschlossenen Netzebenen (s. Abbildung 49). Die Bildung und Prognose der kurzfristigen Systembilanz der Regelzone ist für die Einhaltung des Gleichgewichtes zwischen Erzeugung und Verbrauch ungemein wichtig und gleichzeitig die Grundlage für die Beurteilung und Ergreifung von Anpassungsmaßnahmen bei Bilanzabweichungen. (vgl. Consentec GmbH 2016, S. 5)

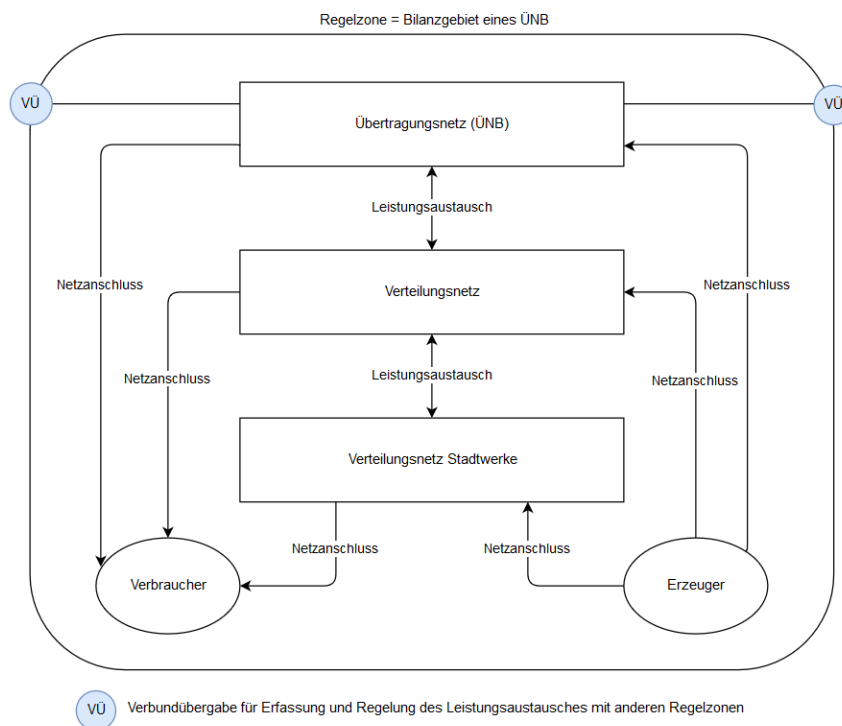


Abbildung 49: Systemverantwortung des ÜNB in der Regelzone (eigene Darstellung, (vgl. Consentec GmbH 2016, S. 6))

Da sowohl Verbraucher und Erzeuger auf allen Spannungsebenen auf die Systembilanz und resultierende Lastflüsse Einfluss haben, muss der ÜNB Kenntnis über das aktuelle und geplante Verhalten aller Netznutzer und der Sicherheitseingriffe (VNB) in der gesamten Regelzone erlangen. Dies gilt gerade hinsichtlich der aktuellen politischen Ziele, wie der Digitalisierung, der Ablösung konventioneller Kraftwerke (höhere Netzebene) durch dezentrale

Erzeugungsanlagen (niedrigere Netzebene) und der stärkeren, flexibleren Nutzung von Verbrauchsanlagen. Das Grundprinzip für die Erhaltung der Versorgungssicherheit ist dabei die enge Zusammenarbeit der ÜNB, so dass innerhalb der Regelzonen sichergestellt wird, dass Effekte mit negativen Rückwirkungen auf die Systemstabilität infolge der engen Vermaschung der europäischen Übertragungsnetze nicht zu Auswirkungen überregionaler oder gar europäischer Dimension führen. (vgl. Consentec GmbH 2016, S. 6)

9.3.3 Konkretisierung des Daten- und Informationsbedarfs

Im folgenden Kapitel werden für jede Datenart gemäß Abschnitt 9.3.1 Konkretisierungen vorgenommen und diese im Kontext prozessübergreifenden Überlegungen vereinfacht dargestellt. Hierbei liegt der Fokus auf den Planungsdaten, welche für die Wahrnehmung der Systemverantwortung der ÜNB und für die Versorgungssicherheit besonders relevant sind. In der Abbildung 50 wird das Energieinformationsnetz stark vereinfacht dargestellt. Aufgrund der Komplexität einer vereinheitlichten Daten- und Informationsstruktur wurden aus Übersichtsgründen Akteure, wie z.B. Wetterdienste, oder Datenströme (Onlinedaten) teilweise nur angedeutet und nicht in ihrer allumfassenden Vernetzung im System dargestellt. Auf der untersten Ebene des EIN befinden sich die kleinsten zu betrachtenden Einheiten in Form der netzverknüpften Ressourcen und den Verbrauchsstellen. Unter den NVR versteht man Erzeugungsanlagen und Speicher. Als Verbrauchsstellen wird unter anderem der Letztverbraucher aber auch z.B. ein Industrienetz definiert. Die VS und die NVR werden als Teil der öffentlichen Versorgung hinter dem technischen Netzverknüpfungspunkt gebündelt. Alle Daten über eine VS bzw. einer NVR werden deshalb auf den oder die technischen Netzverknüpfungspunkte bezogen bereitgestellt. (vgl. Consentec GmbH 2016, S. 17–22)

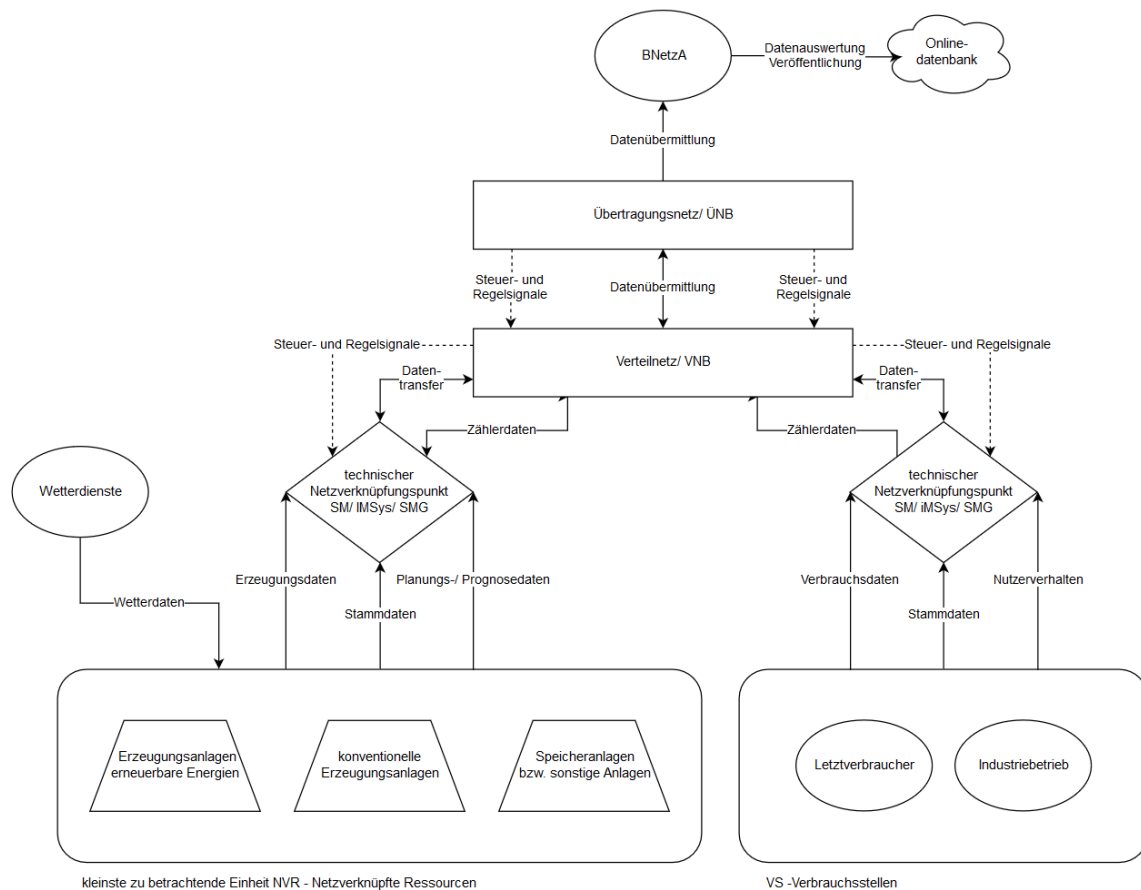


Abbildung 50: vereinfachte Darstellung des EIN (eigene Darstellung)

Zähl- bzw. Messdaten liegen naturgemäß bereits in der Netzbetreibersphäre vor. Die Nutzung dieser Daten wird aktuell gesetzlich neu geregelt. Damit soll den Netzbetreibern die Möglichkeit gegeben werden, Zähl- und Messdaten von Messeinrichtungen unterschiedlicher Art für die Erfüllung ihrer Pflicht zum ordnungsgemäßen, sicheren und effizienten Netzbetrieb nutzen zu können. Die Übermittlung von Planungsdaten sind für die Systembetriebsplanung und Systemführung von besonderer Bedeutung, aber erfordern ebenfalls einen hohen Aufwand für die Bereitstellung und den Schutz dieser Daten. Grundsätzlich werden die Planungsdaten bei den ÜNB zur Durchführung der systemführungsrelevanten Prozesse benötigt. Eine gesetzliche Regelung hierfür ist derzeit nicht in Sicht. Die sinnvolle Regelung auf gesetzlicher Ebene über den Umgang und die Verwendung der Daten, ermöglicht den ÜNB eine bessere Beurteilung des Systemzustandes und die effizientere Planung ggf. notwendiger Eingriffe, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. (vgl. Consentec GmbH 2016, S. 32–35)

9.4 Ausblick und Zusammenfassung

Deutschlands Stromversorgung ist sicher. Die Energienachfrage in Deutschland ist jederzeit gedeckt, so dass ein hohes Maß an Versorgungssicherheit gewährleistet ist. Dazu trägt auch der europäische Strommarkt bei. Auch im internationalen Vergleich gehört Deutschland mit einer konstant sehr hohen Versorgungsqualität zur Spitzengruppe.

Um die hohe Qualität, Zuverlässigkeit und Sicherheit bei der Stromübertragung und -verteilung zu gewährleisten, ergreifen die Netzbetreiber fortlaufend Maßnahmen, um Frequenz, Spannung und Belastung der Netzbetriebsmittel innerhalb der zulässigen Grenzwerte zu halten bzw. nach Störungen wieder in den Normalbereich zurückzuführen. Diese Systemdienstleistungen sind für die Funktionstüchtigkeit der elektrischen Energieversorgung unbedingt erforderlich. In Zukunft wird der Handlungsbedarf, durch die Erhöhung des Anteils fluktuierender erneuerbaren Energien, die Dezentralisierung von Erzeugungsanlagen, extreme Wetterphänomene, stetig steigen. Aus diesem Grund ist es nötig Entwicklungsarbeit in die folgenden Schwerpunkte der Systemdienstleistungen zu investieren:

- Betriebsführung,
- Regelleistung (Teilaspekt der Frequenzhaltung),
- Momentanreserve (Frequenzhaltung),
- Blindleistung (Teilaspekt der Spannungshaltung),
- Kurzschlussstrombeitrag (Spannungshaltung),
- und Versorgungswiederaufbau

Des Weiteren werden der Netzausbau, Speichertechnologien und der europäische Strommarkt einen erheblichen Beitrag zur Erhaltung der Versorgungssicherheit leisten. Abschließen möchte ich gern dieses Kapitel der Metastudie mit dem Zitat:

„Nur mit Innovationen im Themenfeld Systemdienstleistungen kann die hohe Versorgungsqualität im Stromsystem aufrechterhalten werden“ (Hannes Seidl, dena 2017, S. 7) Die wohl wichtigste Innovation ist hierbei die Digitalisierung und die mögliche Realisierung eines Energieinformationsnetzes.

10 Sektorkopplung

10.1 Aktueller Stand

Im Jahr 2016 wurden in Deutschland 909 Mt Treibhausgasemissionen (umgerechnet in CO₂-Äquivalente) ausgestoßen. Davon entfielen 86,4 % direkt auf das Gas Kohlenstoffdioxid. Mit 772 Mt CO₂-Äquivalenten waren 85 % der Gesamtemissionen energiebedingt. In Abbildung 51 ist deren Verteilung dargestellt. 44 % der Treibhausgasemissionen wurden durch die Energiewirtschaft verursacht, wobei der Großteil davon auf die Stromerzeugung entfällt. Die Haushalte, die Industrie und der Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistung bilden das Drittel, welches dem Wärmesektor zuzuordnen ist. Die restlichen 22 % wurden im Verkehrssektor ausgestoßen. (vgl. BMWi 2018b)

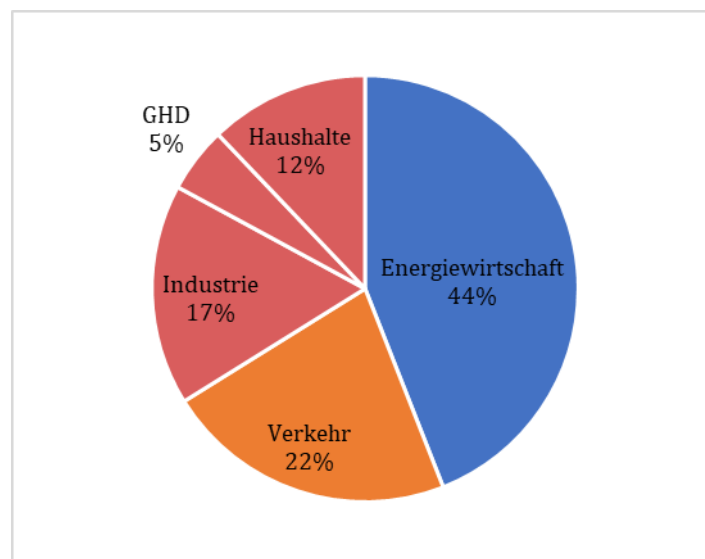


Abbildung 51: Anteil verschiedener Sektoren an den energiebedingten Treibhausgasemissionen in Deutschland im Jahr 2016 (vgl. BMWi 2018b)

10.2 Sektorkopplung im Wärmesektor

Abbildung 52 zeigt den Endenergieverbrauch nach Anwendungsbereichen im Jahr 2016. Es lässt sich erkennen, dass mit 28 % für Raumwärme, 5 % für Warmwasser und 21 % für Prozesswärme in Summe mehr als die Hälfte des Endenergieverbrauchs

auf den Wärmesektor entfällt. Damit wird deutlich, wie wichtig eine integrierte Energiewende und die Kopplung von Wärme und Strom in diesem Bereich sind. (vgl. BMWi 2018b)

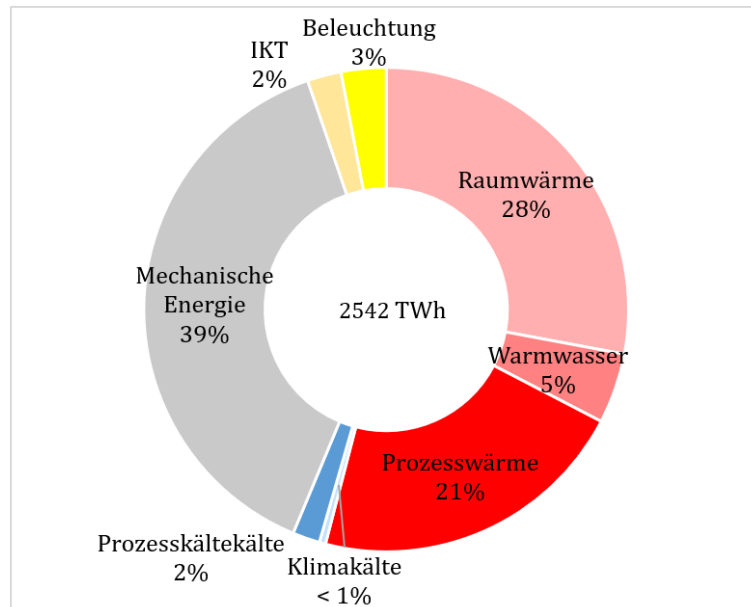


Abbildung 52: Anteile verschiedener Sektoren am Endenergieverbrauch in Deutschland im Jahr 2016 (vgl. BMWi 2018b)

10.2.1 Raumwärme und Warmwasser

Status Quo

60 % der Endenergie im Wärmesektor wird zum Heizen der Räume und zur Warmwasserbereitung verbraucht. Schaut man sich den Anteil der verschiedenen Energieträger zur Deckung dieses Wärmebedarfs in Abbildung 53 an, lässt sich erkennen, dass dieser Sektor nur sehr schwach gekoppelt ist.

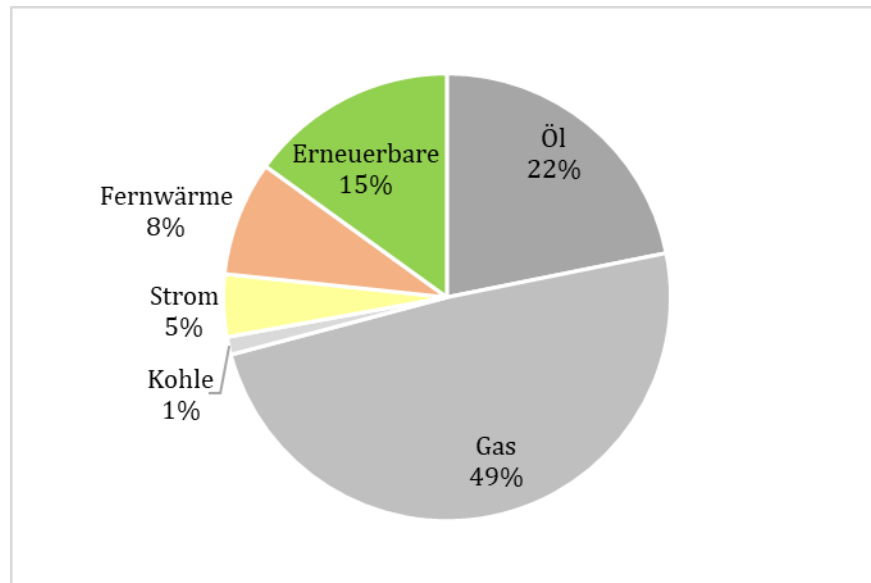


Abbildung 53: Anteil verschiedener Energieträger an der Deckung des Endenergieverbrauchs für Raumwärme und Warmwasser im Jahr 2016 (vgl. BMWi 2018b)

Mit 37 TWh werden lediglich 5 % durch Strom gedeckt, wobei zu beachten ist, dass über ein Drittel des Stroms aus regenerativen Energiequellen produziert wird. Die Erneuerbaren selbst haben mit 15 % ebenfalls einen geringen Anteil und werden durch Biomasse dominiert. Solarthermie und Wärmepumpen kommen hingegen nur selten zur Anwendung. Fernwärme, welche zum Teil aus Kraft-Wärme-Kopplung oder Abwärmenutzung resultiert, ist mit 8 % ebenfalls nur schwach vertreten. Die restlichen 72 % entfallen auf fossile Brennstoffe und setzen sich aus 49 % Gas, 22 % Öl und 1 % Kohle zusammen. (vgl. BMWi 2018b)

Um die Klimaschutzziele einzuhalten, sollten in Zukunft hauptsächlich die folgenden Energieträger verwendet werden (vgl. Quaschnig 2016):

- Biomasse
- Elektrische Wärmepumpen
- Gaswärmepumpen (Betrieben mit Gas aus Power-to-Gas-Anlagen)
- Solarthermie
- Tiefengeothermie

Abbildung 54 zeigt, eine nachhaltige Wärmeversorgung unter Verwendung der oben genannten Bausteine.

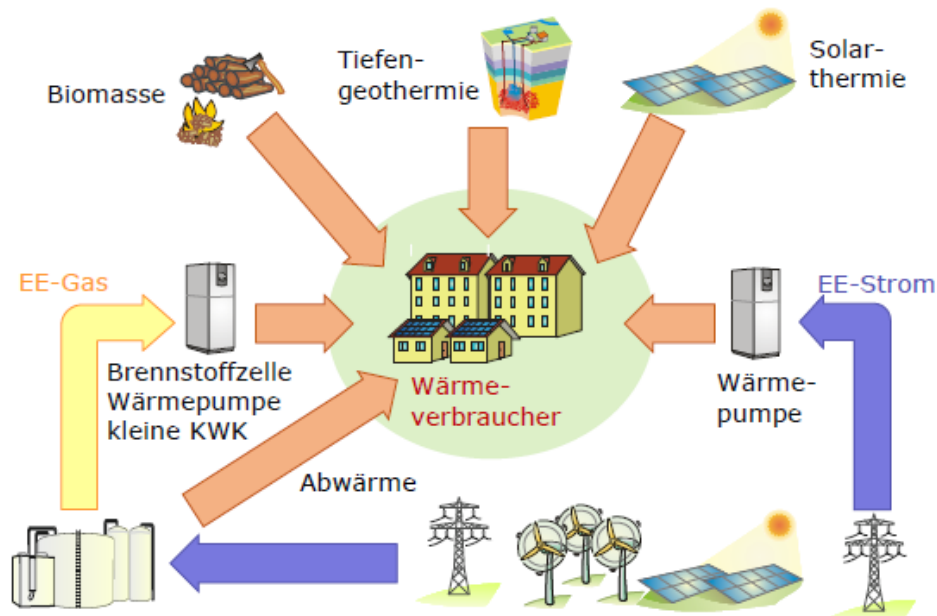


Abbildung 54: Bausteine einer nachhaltigen Wärmeversorgung (Quaschnig 2016)

Potential

Wenn zukünftig Gas aus P2G-Anlagen den Großteil des Raumwärme- und Warmwasserbedarfs decken würde, wäre das mit einer enormen Zunahme des Strombedarfs verbunden. Das hängt zum einen von der Effizienz der Wärmeerzeugungsanlagen ab. Auch die Gebäudesanierung gewinnt zunehmend an Bedeutung.

Es wird deutlich, dass die Gebäudesanierung von zentraler Bedeutung ist. Maßnahmen im Bereich der Dämmung und Wärmerückgewinnung bieten hierbei ein hohes Einsparpotential. Die Effizienz lässt sich weiter durch den Einsatz von Wärmepumpen steigern. Dabei ist der direkte Betrieb mit Strom mit den niedrigsten Verlusten und dem geringsten Endenergiebedarf verbunden. Aus Tabelle 14 geht hervor, welcher zusätzliche Strombedarf durch die vollständige Substitution des fossilen Raumwärme- und Warmwasserbedarfs entsteht. Da eine flächendeckende Verwendung von Elektrowärmepumpen und die Halbierung des Wärmebedarfs in allen Gebäuden unrealistisch erscheinen, wird ein Referenzwert von 150 TWh veranschlagt. (vgl. Quaschnig 2016)

Tabelle 14: Zusätzlicher Strombedarf durch die Substitution der verbliebenen Raumwärme und des Warmwassers aus fossilen Energieträgern (vgl. Quaschnig 2016)

Maßnahme	Effizienzfaktor	Zusätzlicher Strombedarf
ohne Verringerung des Wärmebedarfs (zu ersetzender fossiler Wärmebedarf 500 TWh)		
Gasbrennwertkessel mit P2G-Gas betreiben	0,65	770 TWh
Gas-Wärmepumpen (JAZ=2) mit P2G-Gas betreiben	1,3	385 TWh
Elektrowärmepumpen (JAZ=3)	3	167 TWh
Elektrowärmepumpen (JAZ=5)	5	100 TWh
mit Verringerung des Wärmebedarfs um 50 % (zu ersetzender fossiler Wärmebedarf 114 TWh)		
Gasbrennwertkessel mit P2G-Gas betreiben	0,65	175 TWh
Gas-Wärmepumpen (JAZ=2) mit P2G-Gas betreiben	1,3	88 TWh
Elektrowärmepumpen (JAZ=3)	3	38 TWh
Elektrowärmepumpen (JAZ=5)	5	23 TWh
Referenzwert für Raumwärme und Warmwasser		150 TWh

10.2.2 Prozesswärme Industrie und GHD

Status Quo

Neben Raumwärme und Warmwasserbereitung bildet die Prozesswärme den dritten Wärmenutzungsbereich. Den größten Bedarf an Prozesswärme hat die Industrie, mit langem Abstand gefolgt vom GHD-Sektor. Die in privaten Haushalten, beispielsweise beim Kochen, anfallende Prozesswärme wird bereits zum Großteil durch Strom gedeckt und kann somit außer Beachtung bleiben. Aus Abbildung 55 lässt sich der Anteil der verschiedenen Energieträger an der Deckung der Prozesswärme entnehmen.

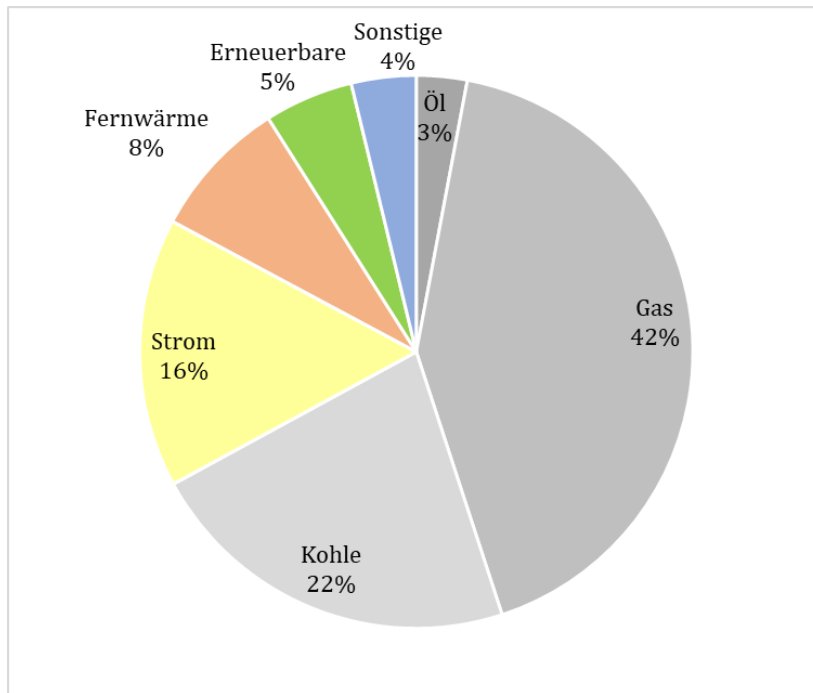


Abbildung 55: Anteil verschiedener Energieträger an der Deckung der Prozesswärme in den Sektoren Industrie und GHD im Jahr 2016 (vgl. BMWi 2018b)

Auch hier dominiert Gas, gefolgt von Kohle. Strom hat mit knapp 78 TWh einen Anteil von 16 %. Insgesamt werden 76 % durch fossile Brennstoffe gedeckt, wodurch ein zu substituierender Energiebedarf von 365 TWh entsteht. Dieser steigt auf 560 TWh an, wenn dafür Gas aus P2G-Anlagen verwendet werden soll. Die direkte Nutzung des Stroms stellt also die wesentlich sinnvollere Option dar. Da weitere Effizienzgewinne durch Wärmepumpen aufgrund der zumeist hohen Prozesstemperaturen technisch nicht realisierbar sind, müssen die Prozesse selbst optimiert und durch Wärmerückgewinnungssysteme ergänzt werden. (vgl. Quaschnig 2016)

Potential

Das Umweltbundesamt schätzt das Einsparpotential bis 2050 mit 50 % sehr hoch ein (vgl. UBA 2013). Die Prognose des Fraunhofer IWES liegt für denselben Zeitraum mit 34 % deutlich darunter (vgl. Fraunhofer IWES 2015). Bereits bei einer Effizienzsteigerung um 30 % reduziert sich der durch Strom zu ersetzende Energiebedarf auf ca. 250 TWh (Tabelle 15).

Tabelle 15: Zusätzlicher Strombedarf durch die Substitution der verbliebenen Prozesswärme aus fossilen Energieträgern (vgl. Quaschnig 2016)

Maßnahme	Effizienzfaktor	Zusätzlicher Strombedarf
Ohne Effizienzmaßnahmen, Nutzung von EE-Gas	0,65	530 TWh
Ohne Effizienzmaßnahmen, Nutzung von Elektrowärme	1	347 TWh
Effizienzmaßnahmen wie Wärmerückgewinnung, Nutzung von Elektrowärme	1,4	250 TWh
Referenzwert für Raumwärme und Warmwasser	1,4	250 TWh

10.2.3 Bewertung der Ergebnisse

Aus den vorangegangenen Betrachtungen geht hervor, dass der zusätzliche Strombedarf zur Dekarbonisierung des Wärmesektors auf bis zu 1.300 TWh ansteigen könnte. Durch Effizienzmaßnahmen wäre es jedoch möglich diesen Energiebedarf für Raumwärme und Warmwasser auf ca. 150 TWh und für Prozesswärme auf ca. 250 TWh zu beschränken. In Summe könnten die Wärmeanwendungen also einen zusätzlichen Bedarf von 400 TWh generieren. Um die Belastbarkeit dieser Zahlen zu prüfen, wird eine Metaanalyse der Agentur für Erneuerbare Energien e.V. herangezogen (vgl. AEE e.V. 2016). In Abbildung 56 sind die Ergebnisse dargestellt.

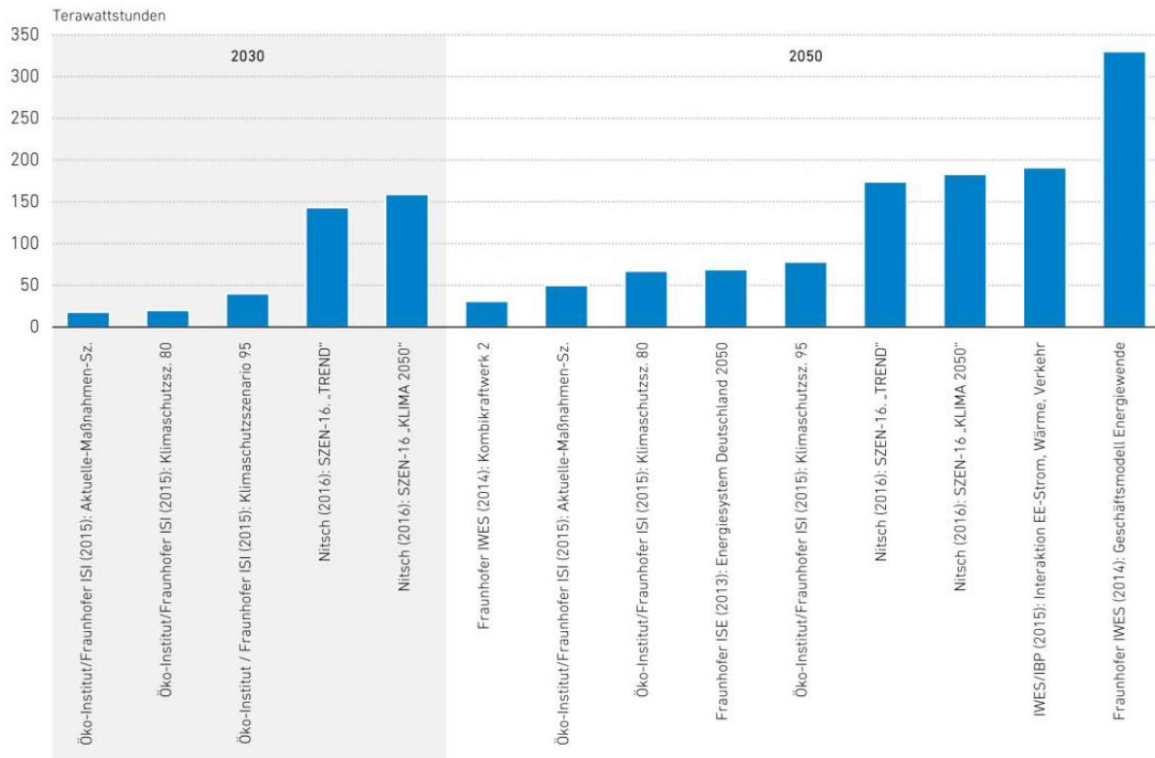


Abbildung 56: Szenarien zum Stromverbrauch für Wärmeanwendungen in Deutschland (AEE e.V. 2016)

Die Ergebnisse der Studien sind nur bedingt miteinander vergleichbar. Die Prognosen von (Öko-Institut e.V. und Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI (Fraunhofer ISI) 2015) lassen sich auf dem Bereich Raumwärme und Warmwasserbereitung übertragen, da diese nur den Strom für Wärmepumpen und P2H in Fernwärmenetzen einbeziehen. Sie bewegen sich für das Jahr 2030 im Bereich von ca. 50 TWh, woraus sich Abweichungen von 100 TWh zu den vorangegangenen Betrachtungen ergeben. Die Ergebnisse von (Nitsch 2016) und (Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) und Fraunhofer-Institut für Bauphysik (IBP) 2015) berücksichtigen den kompletten Wärmesektor inklusive der Prozesswärme in Industrie und Gewerbe und der Gebäudeklimatisierung. Für 2030 wurden dafür ca. 150 TWh ermittelt. Auch hier sind Differenzen von 200 TWh zu verzeichnen. Dabei ist zu beachten, dass in den vorherigen Betrachtungen das Elektrifizierungspotential bei einer vollständigen Dekarbonisierung analysiert wurde. Die Ergebnisse der Metaanalyse hingegen fokussieren sich auf realistische Prognosen, bei denen die Eintrittswahrscheinlichkeit wesentlich höher ist.

10.3 Sektorkopplung im Verkehrssektor

10.3.1 Status Quo

In Deutschland werden 82 % der 765 TWh Endenergie im Verkehrssektor durch den Straßenverkehr verbraucht. Wie in Abbildung 57 ersichtlich, entfallen allein 55 % auf den Individualverkehr. Es folgen der Straßengüterverkehr mit 25 % und der Luftverkehr mit 16 %. Der Schienenverkehr, der öffentliche Straßenverkehr und die Binnenschifffahrt bilden mit Anteilen von maximal 2 % die Schlusslichter.

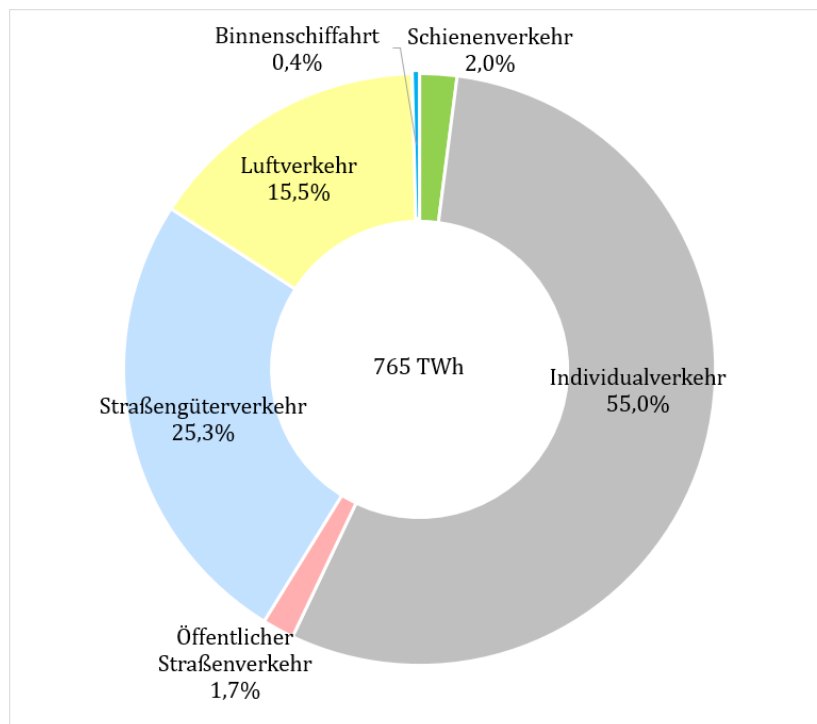


Abbildung 57: Anteile verschiedener Verkehrsarten am gesamten Endenergieverbrauch des Verkehrssektors im Jahr 2017 (BMVI 2018)

Schaut man sich die Endenergieträger in Abbildung 58 an, fällt auf, dass 94 % durch fossile Kraftstoffe gedeckt werden. Dieser fossiler Endenergiebedarf in Höhe von 723 TWh übersteigt die Bruttostromerzeugung von 655 TWh im Jahr 2017 (vgl. BMWi 2018a).

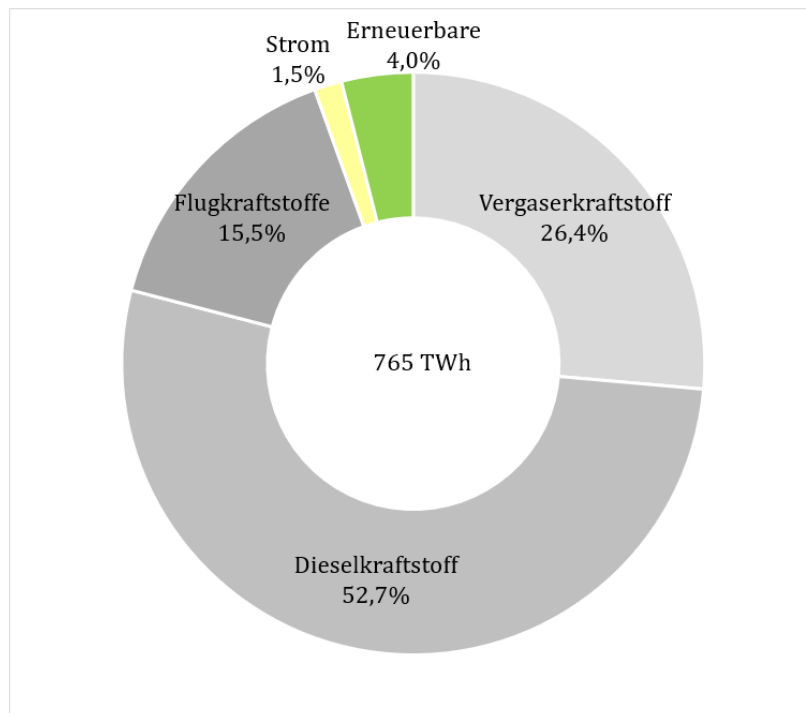


Abbildung 58: Anteile verschiedener Energieträger am gesamten Endenergieverbrauch des Verkehrssektors im Jahr 2017 (vgl. BMVI 2018)

Trotz der steigenden Neuzulassungen von Elektrofahrzeugen in den letzten Jahren, hat Strom im Verkehrssektor mit knapp 12 TWh nur einen Anteil von 1,5 %. Auch wurden nur 4 % durch erneuerbare Energien gedeckt, was hauptsächlich biogenen Kraftstoffen entspricht. Eine Dekarbonisierung durch diese Biokraftstoffe ist in Deutschland jedoch technisch unmöglich. Selbst bei Nutzung aller landwirtschaftlichen Flächen für den Anbau entsteht nur ein Biodieselpotential von 28 Mrd.l, womit sich nicht mal der Dieserverbrauch (38 Mrd.l) decken lässt. Vergaser- und Flugtreibstoffe sind da noch nicht inbegriffen und müssten anderweitig substituiert werden. Es wird also notwendig nach Alternativen zu suchen und die biogenen Kraftstoffe für die Schiff- und Luftfahrt zu verwenden, da dort die Dekarbonisierung am kompliziertesten ist. Dafür bleiben noch die folgenden Ansätze, welche auf Basis regenerativ erzeugten Stroms basieren sollten:

- Nutzung von P2G-Kraftstoffen in Verbrennungsmotoren
- Rückverstromung von P2G-Wasserstoff in Brennstoffzellen und Nutzung in Elektromotoren
- Direkte Nutzung des Stroms zum Laden von Batterien oder für leitungsgebundene Fahrten mit Elektrofahrzeugen

Aufgrund der Höhe des zu substituierenden Energiebedarfs im Verkehrssektor müssen die Effizienzen der unterschiedlichen Antriebssysteme betrachtet werden. (vgl. Quaschnig 2016) Abbildung 59 zeigt wie groß die Unterschiede dabei sind.

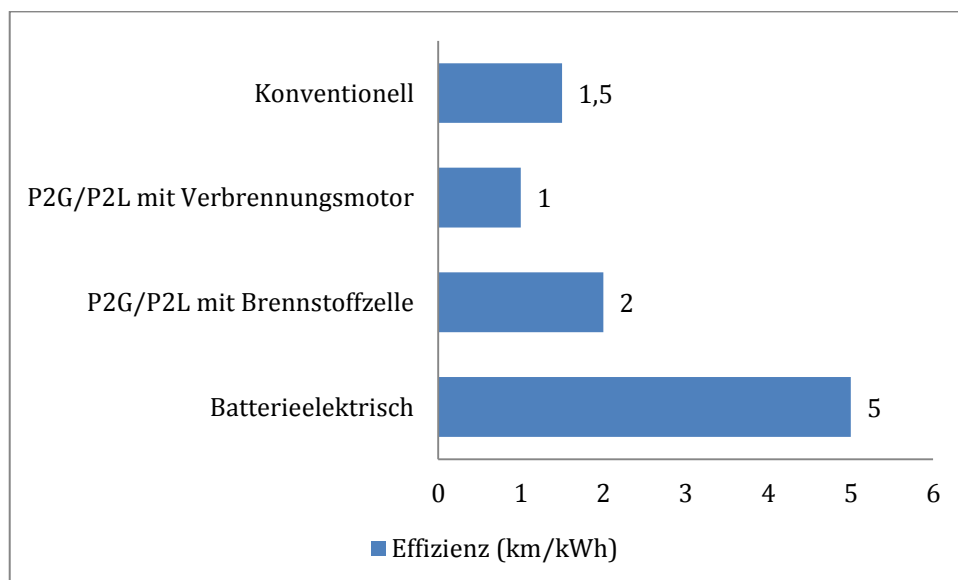


Abbildung 59: Effizienz strombasierter Verkehrskonzepte im Vergleich zu herkömmlichen Fahrzeugen im Individualverkehr mit Verbrennungsmotor (vgl. Quaschnig 2016)

Ganz oben ist ein konventioneller Antrieb abgebildet. Das zweite von oben ist P2L/P2G mit Verbrennungsmotor, das dritte von oben ist P2L/P2G mit Brennstoffzelle und Elektroantrieb und das Unterste ist ein Batteriefahrzeug mit EE-Strom. Letzteres hat im Vergleich eindeutig die höchste Effizienz.

10.3.2 Potential

Um den Strombedarf so gering wie möglich zu halten, sollten zukünftig überwiegend Fahrzeuge zum Einsatz kommen, welche den Strom direkt bzw. in Batterien zwischengespeichert nutzen können. Andernfalls könnte der zusätzlich benötigte Strom bis auf 1.000 TWh ansteigen, wenn die fossilen Treibstoffe hauptsächlich durch Power2Fuel-Kraftstoffe ersetzt werden. Allerdings wäre es durchaus denkbar diese regenerativ erzeugten Kraftstoffe aus Ländern mit höherer Sonneneinstrahlung und besserem Winddargebot zu importieren. Sie lassen sich ebenso gut transportieren wie Erdöl oder Erdgas, wodurch ein interkontinentaler Austausch realistischer erscheint als mittels Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung. Somit ließe sich der Bedarf an regenerativen Kraftwerken in Deutschland reduzieren und auf Wüstenregionen oder Länder mit geringerer Besiedlungsdichte verlagern.

Durch starke Effizienzmaßnahmen ließe sich der zusätzliche Strombedarf im Verkehrssektor auf 337 TWh begrenzen. Dazu müsste der Individualverkehr überwiegend auf batteriebetriebene Elektrofahrzeuge umgestellt werden. Da dies im Straßengüter- und öffentlichen Straßenverkehr aufgrund der großen Distanzen nur eingeschränkt realisierbar ist, sollten die Hauptverkehrsstraßen mit Oberleitungen ausgestattet und die restliche Transportleistung über P2L-Kraftstoffe abgedeckt werden. Auch eine Verstärkung des Schienenverkehrs würde den Straßenverkehr entlasten. Die Elektrifizierung des Flug- und Schiffverkehrs ist technisch wesentlich aufwändiger. Deswegen sollten hier P2L- und Biokraftstoffe zum Einsatz kommen. Wenn diese Kraftstoffe aus dem Ausland importiert werden, lässt sich der zusätzliche Strombedarf auf 200 TWh reduzieren. (vgl. Quaschnig 2016)

Eine Aufschlüsselung der Einzelwerte ist Tabelle 16 zu entnehmen.

Tabelle 16: Zusätzlicher Strombedarf im Verkehrsbereich durch die Substitution der fossilen Energieträger mit starken Effizienzmaßnahmen (vgl. Quaschnig 2016)

Bereiche mit Effizienzmaßnahmen	Anteil	Effizienzfaktor	Zusätzlicher Strombedarf
Individualverkehr 410 TWh			
davon E-Mobilität mit Batterie	95%	3,25	120 TWh
davon E-Mobilität mit P2G	5%	1,3	16 TWh
Straßengüter- und Omnibusverkehr 201 TWh			
davon E-Mobilität, leitungsgebunden	70%	3,25	43 TWh
davon E-Mobilität mit P2G	30%	1,3	46 TWh
Luftverkehr und Binnenschifffahrt 104 TWh			
davon Biotreibstoffe	30%	1	23 TWh
davon P2L-Treibstoffe	70%	0,65	-
Summe			337 TWh
davon Import von P2G/P2L			137 TWh
davon Erzeugung im Inland			200 TWh

10.3.3 Bewertung der Ergebnisse

Auch im Verkehrssektor soll die Belastbarkeit der Ergebnisse unter Zuhilfenahme der Metaanalyse (vgl. AEE e.V. 2016) geprüft werden. Abbildung 60 zeigt die Endenergie-Stromverbräuche verschiedener Szenarien. Dabei ist zu beachten, dass in dem Vergleich die Seeschifffahrt und der Flugverkehr aus den Betrachtungen ausgeschlossen wurden. Die meisten Studien berücksichtigen den Endenergie-Stromverbrauch für Elektrofahrzeuge und den Schienenverkehr und ggf. Oberleitungs-LKW. Für das Jahr 2030 wird das Potential auf durchschnittlich ca. 30 TWh geschätzt. (DLR, IWES und IfnE 2012) prognostizieren sogar über 70 TWh. 2050 liegen die Werte im Schnitt bei ca. 80 TWh, gehen jedoch maximal bis 150 TWh. Die 337 TWh aus den vorherigen Betrachtungen erscheinen also etwas zu ambitioniert. Wenn jedoch die P2G/P2L Importe (137 TWh) und die Luft- und Schifffahrt (112 TWh) abgezogen werden, dann liegen die restlichen 88 TWh durchaus in einem realistischen Rahmen.

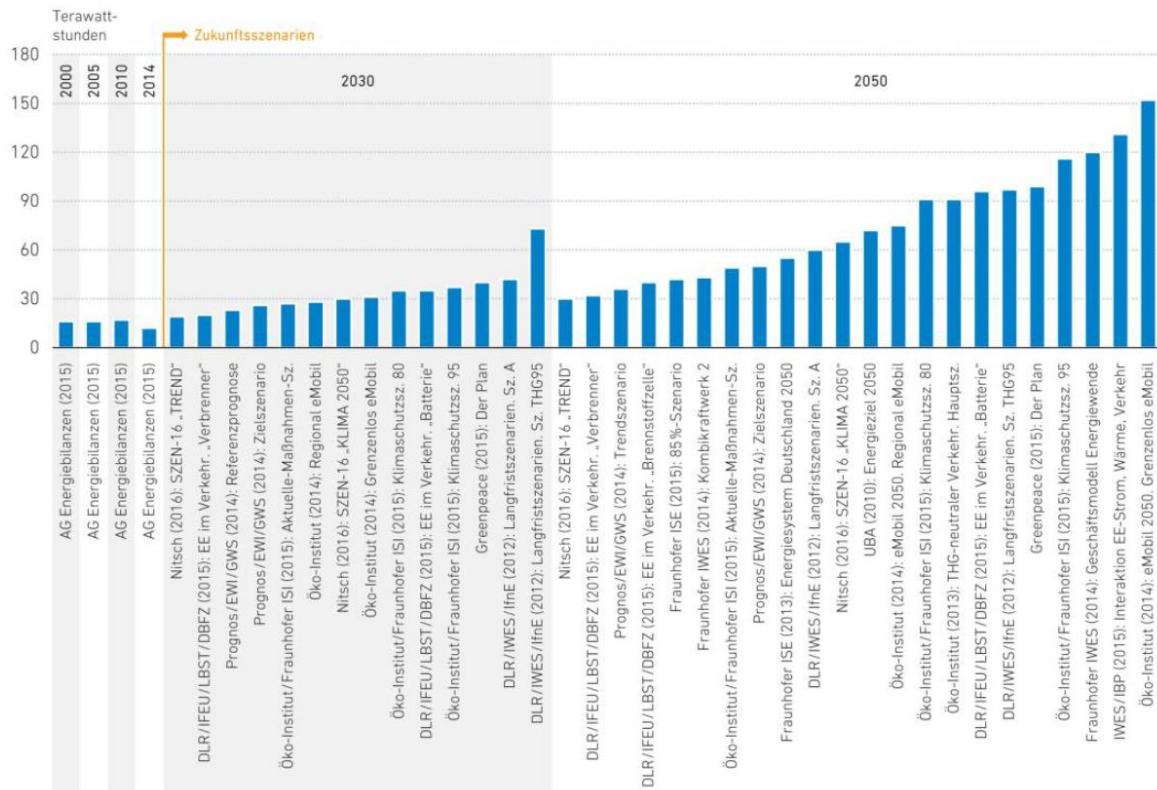


Abbildung 60: Szenarien zur direkten Nutzung von elektrischem Strom in Deutschland (AEE e.V. 2016)

10.4 Daten

Die Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr ist für eine Reduktion der CO₂-Emissionen unerlässlich. Dadurch entstehen sowohl neue Chancen, jedoch auch neue Herausforderungen. Alle drei Sektoren müssen sehr eng miteinander verknüpft werden. Dabei wird ein schneller und vor allem zuverlässiger Austausch von Informationen immer wichtiger. Die Digitalisierung muss in jedem einzelnen Teilprozess vorangetrieben werden. Dem Thema Daten kommt dabei eine Schlüsselrolle zu. In Tabelle 17 ist aufgeführt, welche Daten in den Sektoren Strom und Wärme und Verkehr anfallen. Der Verkehrsbereich wird bewusst nicht mit aufgeführt, da dieser in einem separaten Kapitel bearbeitet wird.

Tabelle 17: Daten im Sektor Strom und Wärme (eigene Darstellung)

Strom	Wärme
Stromspeicherkapazitäten und Füllstände (Stationär, KFZ, PSW)	Wärmespeicherkapazitäten und Füllstände (P2H)
Wetterdaten / Erzeugungsprognosen	Wetterdaten- und Prognosen
Verbräuche / Verbrauchsprognosen	Bedarfsprognosen (z.B. Prozesswärme)
Strompreis (Börse)	Lastdaten
Stromnetz (Frequenz, Spannung)	Anlagenstammdaten
Erdgasnetz und Gasspeicher (P2G)	Fernwärmenetz

Allgemein sind das also Anlagenstammdaten und -Leistungen, Wetterdaten und Erzeugungsprognosen, Verbräuche und Verbrauchsprognosen, Preise bzw. Preissignale, Speicherkapazitäten und Füllstände und Netzdaten. Um einen Einblick zu bekommen, wie die einzelnen Bereiche miteinander vernetzt sind und welche Informationen zum Austausch kommen, wurde in Abbildung 61 ein Datenflussdiagramm erstellt.

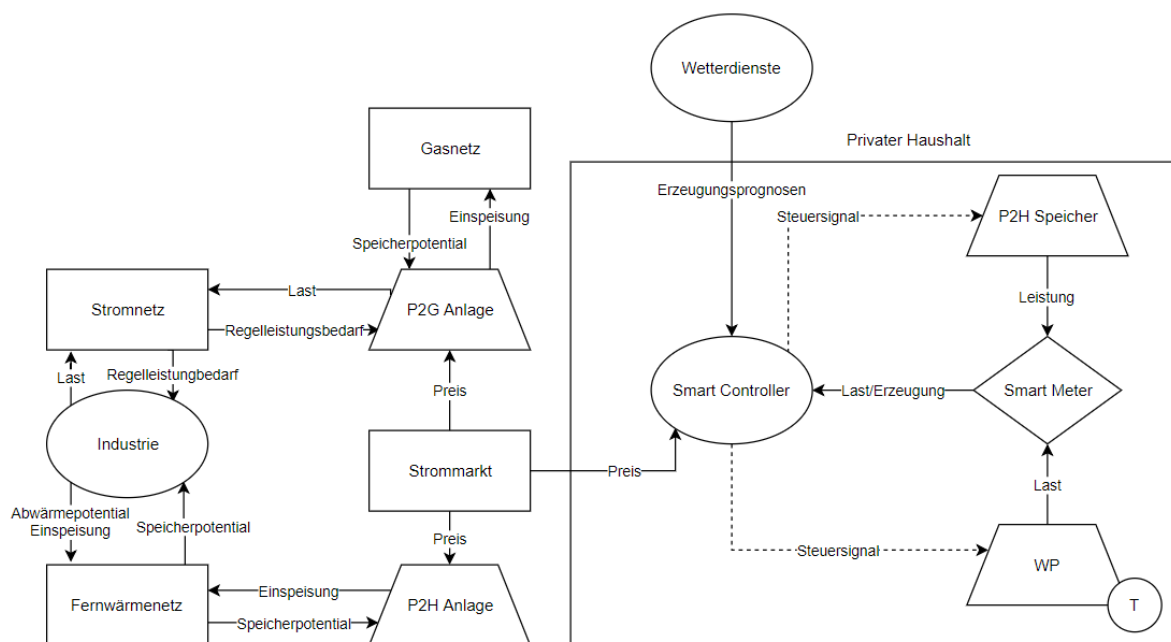


Abbildung 61: Datenflüsse der Sektorkopplung (eigene Darstellung)

10.5 Zusammenfassung und Ausblick

Die Elektrifizierung des Verkehrs- und Wärmesektors ist nur mit einer intensiven Vernetzung und Steuerung der Informations- und Kommunikationstechnik möglich. Denn nur so kann der Strom effizient und sicher zum Transport oder zur Wärmeerzeugung genutzt werden. Tabelle 18 zeigt den Strombedarf bei einer vollständigen Substitution der fossilen Energieträger über alle Sektoren.

Da die Erbringung von Systemdienstleistungen im Rahmen der Versorgungssicherheit zumeist von konventionellen Kraftwerken getragen wurde, entsteht ein hoher Bedarf an Speicherlösungen. Aus diesem Grund wird ein Aufschlag für Speicher- und Übertragungsverluste in Höhe von 20 % berücksichtigt.

Tabelle 18: Entwicklung des Strombedarfs für eine klimaneutrale Energieversorgung mit Effizienzmaßnahmen (vgl. Quaschnig 2016)

Sektoren mit Effizienzmaßnahmen	TWh	Anteil
Stromverbrauch ohne weitere Sektorkopplung	500	37,9%
Raumwärme und Warmwasser	150	11,4%
Industrieprozesswärme von Industrie und GHD	250	18,4%
Verkehr	200	15,2%
Speicher- und Übertragungsverluste im Stromsektor	220	16,7%
Summe	1320	100,0%

Es erscheint jedoch recht unwahrscheinlich, dass mit 1.320 TWh über das Doppelte des heutigen Strombedarfs ausschließlich aus erneuerbaren Kraftwerken erzeugt werden kann. Die Deutsche Energie-Agentur geht von einer EE-Stromerzeugung von ca. 440 TWh aus (vgl. dena 2018a). Die Prognosen der Metaanalyse der Agentur für Erneuerbare Energien liegen sogar überwiegend bei nur ca. 300 TWh (vgl. AEE e.V. 2016). Eine vollständige Substitution durch Erneuerbare Energien in diesem Ausmaß ist also höchst unrealistisch.

Abschließend soll nun noch dargestellt werden, welches Potential die Digitalisierung in der Sektorkopplung bis 2030 hat. Zunächst wird zum Ausbalancieren der Sektoren eine übergreifende digitale Plattform benötigt. Nur so kann der Strom dort verwendet werden, wo er den meisten Nutzen bringt. Dafür müssen in den nächsten Jahren die

Grundsteine gelegt und entsprechende Standards erstellt werden. Überschüssiger Strom aus regenerativer Erzeugung darf nicht weiter verschwendet, sondern muss nach einer definierten Reihenfolge genutzt werden. Zuerst zum Laden von stationären Batterien, anschließend zum Laden dezentraler Autobatterien oder Pumpspeicherkraftwerke. Es folgen die synthetischen Energieträger aus P2G/P2L, das Heizen von Wärmespeichern mit Wärmepumpen, der Export des Stroms und das Beheizen thermischer Speicher mit Elektroheizstab. Nur wenn alle Optionen ausgeschöpft sind dürfen Anlagen abgeregelt werden. (vgl. Honsel 2018)

Diese Maßnahmen ermöglichen die Bereitstellung sowohl positiver als auch negativer Regelenenergie über alle Sektoren und gewährleisten somit die Versorgungssicherheit. Die Beanspruchung bzw. selbst die Bereitstellung solcher Flexibilitäten ist jedoch meist mit hohen Kosten verbunden. Aus diesem Grund sollten Erzeugung und Verbrauch bestenfalls vorher schon im Gleichgewicht gehalten werden. Das erfordert die genaue Erfassung und Kommunikation der Verbräuche und Einspeisungen. Smart Meter bzw. intelligente Messeinrichtungen bilden die Grundlage für netzdienliche Steuerungen von Erzeugung und Verbrauch. Jedoch wird dafür noch ein Smart Controller benötigt, welcher erst die Regelung der einzelnen Komponenten ermöglicht. Eine netzoptimierte Betriebsweise kann allerdings nur durch wirtschaftliche Anreize gefördert werden. Ein einheitliches Preissignal über alle Sektoren würde dabei zu einer Vereinfachung und zu mehr Transparenz führen. Dafür sollten Steuern, Umlagen und Abgaben dynamisiert oder durch einen einheitlichen CO₂-Preis ersetzt werden. Andernfalls könnte das zu unnötigen Zusatzbelastungen führen, welche die Sektorkopplung insgesamt hemmen und letztendlich die Energiewende und die Einhaltung der Klimaschutzziele gefährden würden. (vgl. acatech 2017)

11 Elektromobilität und deren Ladestruktur

11.1 Arten von Elektrofahrzeugen

Auf dem Automobilmarkt existieren sich viele Fahrzeugtypen diverser Hersteller mit unterschiedlichen Antriebstypen. Um einen besseren Überblick zu bekommen, welche Arten von Elektrofahrzeugen es gibt und welche für diese Studie von Relevanz sind, sollen diese kurz beleuchtet werden.

Neben dem klassischen Verbrennungsmotor sind vermehrt Hybridfahrzeuge verbreitet, in denen zusätzlich ein Elektromotor zum Einsatz kommt. Eine Batterie speichert sowohl die vom Verbrennungsmotor erzeugte Energie als auch den beim Bremsen nutzbaren rekuperativen Anteil. Da der Elektromotor nur zur Unterstützung, beispielsweise beim Anfahren, genutzt wird, werden Fahrzeuge dieser Art nicht zu den Elektrofahrzeugen im Allgemeinen gezählt. Im Gegensatz dazu ist im Brennstoffzellenfahrzeug (FCEV) kein Verbrennungsmotor zu finden. Der Strom für den Elektromotor wird direkt an Bord durch die Elektrolyse von Wasserstoff erzeugt. Jedoch bieten diese Fahrzeuge keine Möglichkeit die Batterie über das Stromnetz aufzuladen, wodurch die Relevanz für die folgenden Betrachtungen entfällt. Somit bleibt der Fokus bei den letzten drei Antriebstechniken. Die Batterie von Plug-in-Hybriden (PHEV) kann folglich zusätzlich zum Verbrennungsmotor noch extern geladen werden. Beim Range Extended Electric Vehicle (REEV) kommt ein Generator zum Einsatz, welcher durch einen Verbrennungsmotor gespeist wird und im Bedarfsfall die Batterie laden und somit die Reichweite verlängern kann. Das Batteriebetriebene Fahrzeug (BEV) bezieht die Energie für den Antrieb des Elektromotors ausschließlich aus einer Batterie, welche über das Stromnetz geladen wird. (vgl. NPE 2018)

11.2 Status Quo

Um das Potential der Elektromobilität in den nächsten Jahren und den damit zusammenhängenden Ausbau der Ladeinfrastruktur zu analysieren, ist es sinnvoll vorerst die Entwicklung der vergangenen Jahre etwas genauer zu beleuchten und den aktuellen Stand zu erfassen.

In Abbildung 62 ist die Entwicklung der Anzahl der Neuzulassungen von Elektroautos in Deutschland in den Jahren 2003 bis 2018 dargestellt.

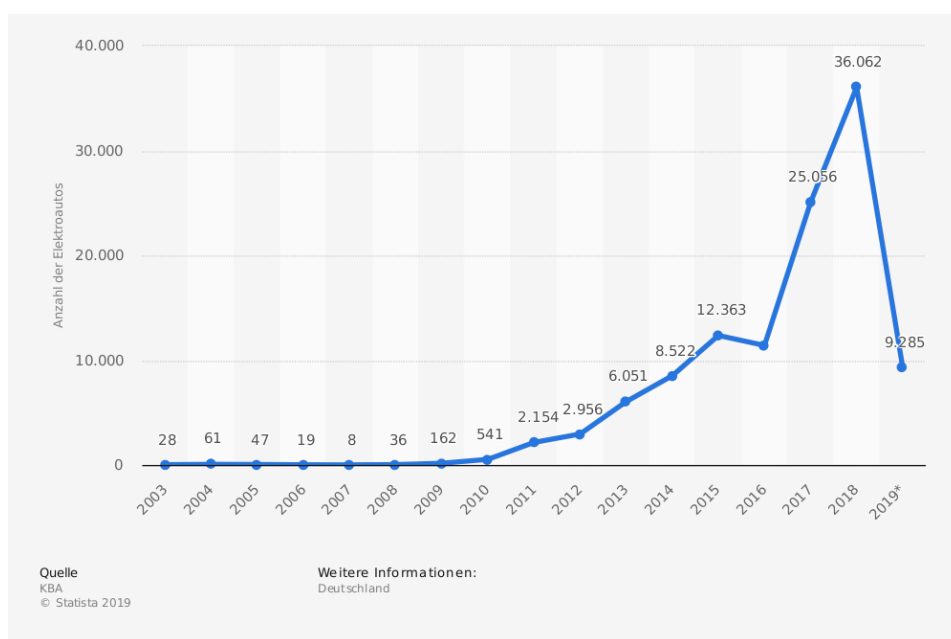


Abbildung 62: Anzahl der Neuzulassungen von Elektroautos in Deutschland von 2003 bis 2019 (Statista GmbH (Statista) 2019)

Dabei fällt auf, dass erst ab 2009 ein signifikanter Anstieg der Neuzulassungen zu verzeichnen ist. Jedoch lässt sich im weiteren Verlauf ein exponentielles Wachstum erkennen. Im Jahr 2018 wurden folglich über 36.000 Neuzulassungen beim Kraftfahrtbundesamt beantragt. Diese Entwicklung begünstigt die Marktdurchdringung der Elektrofahrzeuge zweifellos, jedoch sind die Auswirkungen auf den Fahrzeugbestand noch marginal. In Abbildung 63 ist der Bestand an Personenkraftwagen nach Kraftstoffarten im Jahr 2018 aufgeschlüsselt.

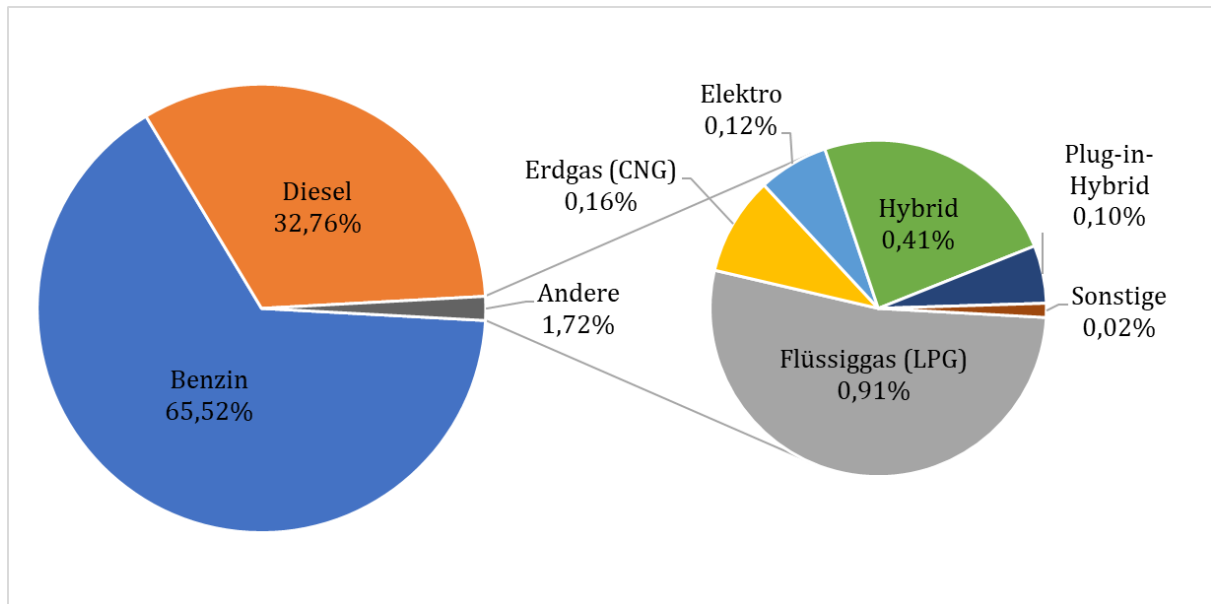


Abbildung 63: Bestand an Personenkraftwagen nach Kraftstoffarten im Jahr 2018 (KBA)

Diesel wird mehr und mehr vom Benzin verdrängt. Außerdem wird deutlich, dass der Anteil der alternativen Antriebe mit weniger als zwei Prozent noch außerordentlich gering ist. Dabei dominiert Flüssiggas mit knapp einem Prozent. Die für diese Studie relevanten Elektro- und Plug-in-Hybride bilden zusammen nur 0,22 Prozent, was bei einem Gesamtbestand von ca. 46 Mio. Fahrzeugen weniger als 100.000 Stück entspricht. Ausgehend von dieser Datengrundlage kann nun untersucht werden, wie sich die Durchdringung mit Elektrofahrzeugen weiterhin entwickeln könnte.

11.3 Potential bis 2030

Zur Prognose der Potentialentwicklung werden die Ergebnisse der Studie „Strommarkt 2050“ der Fachhochschule Erfurt herangezogen (vgl. FHE 2018). Dabei wurden drei Szenarien erstellt, welche die Entwicklung unterschiedlich optimistisch bzw. pessimistisch einstufen. Die daraus resultierenden Verläufe sind in Abbildung 64 dargestellt.

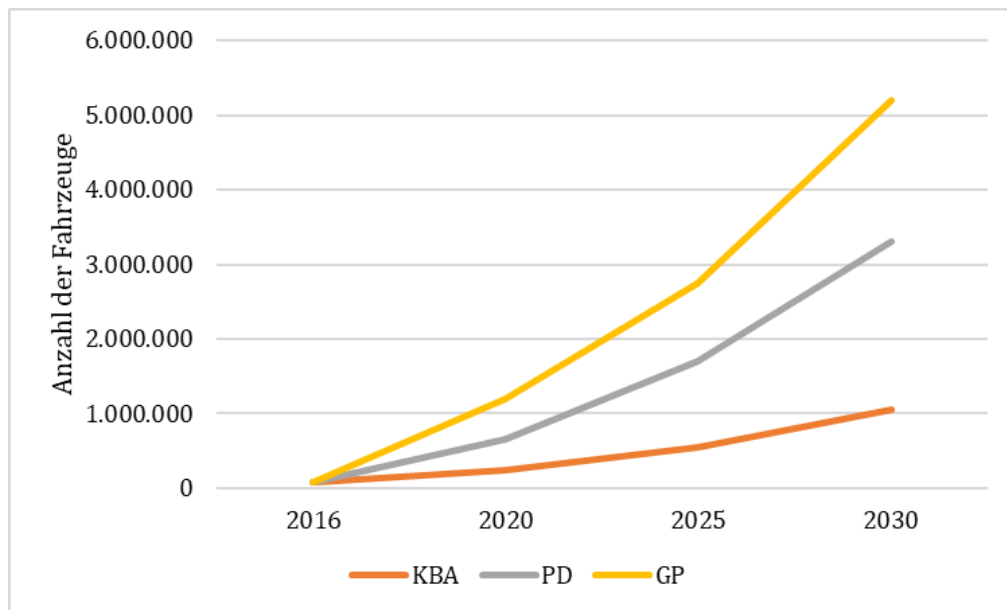


Abbildung 64: Entwicklung der Anzahl von Elektrofahrzeugen bis 2030 (vgl. FHE 2018)

Das KBA-Szenario wurde aus den Bestandszahlen des Kraftfahrtbundesamtes von 2011 und 2013 extrapoliert, was aufgrund der geringen und weit in der Vergangenheit liegenden Datengrundlage mit großen Unsicherheiten behaftet ist. Somit wurde es als zu pessimistisch eingeschätzt und wird aus diesem Grund nicht weiterverfolgt.

Im GP (Green Policies) -Szenario wurde die Fahrzeugentwicklung nach den Zielen der Bundesregierung ausgelegt. Da diese als zu ambitioniert eingeschätzt wurden, findet dieses Szenario ebenfalls keine weitere Beachtung. Mit einer Anzahl von 3,3 Mio. Fahrzeugen und einer Last von 2,7 GW wird das Szenario PD (Predicted Development) als am wahrscheinlichsten eingeschätzt. Demzufolge dient es auch als Grundlage für die nachfolgenden Betrachtungen.

11.4 Netzdienliches Laden

Mit einer fortschreitenden Durchdringung mit Elektrofahrzeugen entstehen auch neue Herausforderungen. Vor allem die Netzbelastung durch die notwendige Aufladung der Elektrofahrzeuge muss hierbei betrachtet werden. Dafür werden Nutzerprofile herangezogen.

Die Mehrheit potentieller Nutzer von Elektrofahrzeugen fahren Montag bis Freitag gegen 8 Uhr zu ihrer Arbeitsstelle und kommen gegen 18 Uhr wieder nach Hause. Freitags ein paar Stunden eher. Am Wochenende ist die Kilometerleistung tendenziell geringer und unregelmäßiger. In der Praxis zeigt sich jedoch ein anderes Verhalten, welches in Abbildung 65 dargestellt ist.

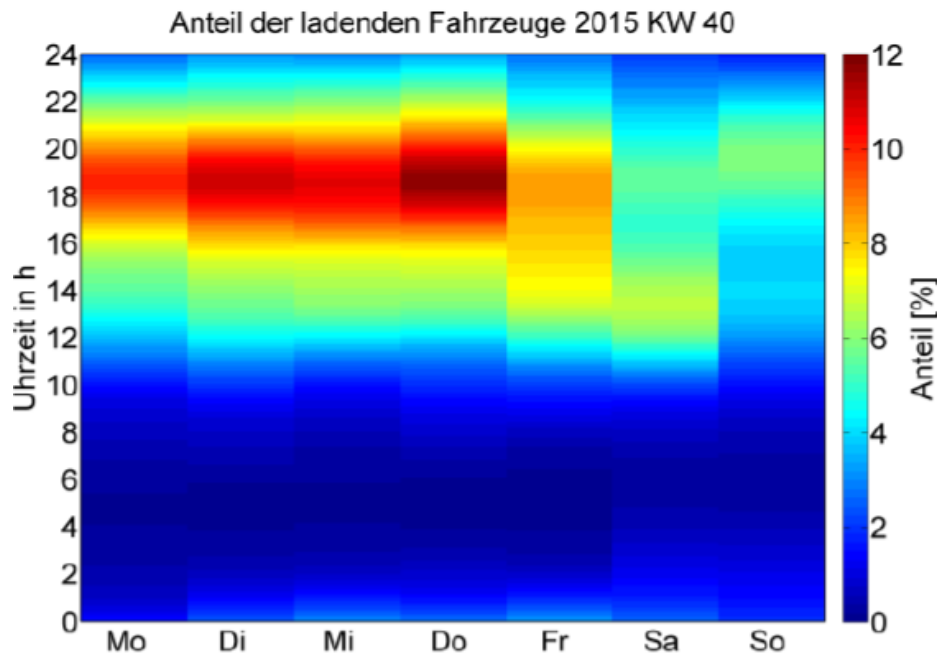


Abbildung 65: Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen (FfE 2016)

Die Nutzer kommen von der Arbeit nach Hause und schließen ihr Auto direkt an das Stromnetz an. So konzentrieren sich die Ladevorgänge auf kurze Zeitspannen. Von Montag bis Donnerstag ist dadurch in den Zeiten von 17 bis 21 Uhr mit erheblichen Leistungsspitzen zu rechnen. Freitags beginnen die Ladevorgänge etwas früher und am Wochenende ist mit weiteren netzentlastenden Streuungen zu rechnen.

Nachts, wenn die meisten Fahrzeuge zu Hause, die Batterien aber schon voll sind, beschränken sich die Ladevorgänge auf ein Minimum. Erst um die Mittagszeit werden wieder ein paar mehr Fahrzeuge zum Laden angeschlossen.

Die Auswirkungen dieses ungesteuerten Ladeverhaltens auf das Niederspannungsnetz wurden im Projekt „Smart Grid – Basis einer elektromobilen

Zukunft“ untersucht (vgl. FfE 2018). Wie sich in Abbildung 66 zeigt, fokussieren sich die Lastspitzen auf die Zeiten von 17 bis 20 Uhr und überschneiden sich somit mit der bereits bestehenden Lastspitze in den Abendstunden.

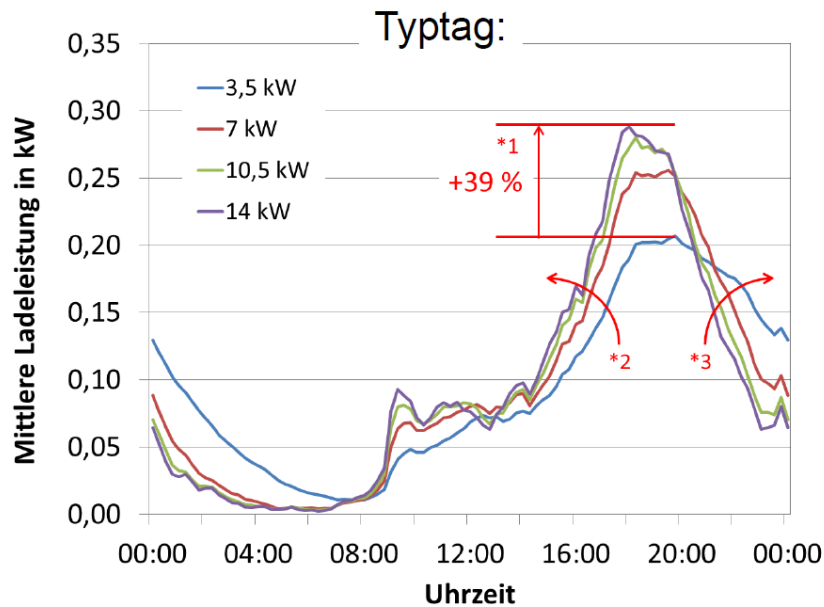


Abbildung 66: Mittlere Ladeleistung ohne Ladesteuerung (FfE 2018)

Neben der Gleichzeitigkeit ist die Spitzenlast ebenso abhängig von den einzelnen Ladeleistungen der Fahrzeuge. So ließe sich die Belastung um 39 % senken, wenn die zum Laden verwendete Leistung vom 14 kW auf 3,5 kW reduziert werden würde (*1). Die Änderung der Spitzenlast ist bei Ladeleistungen mit mehr als 10 kW geringer, als im unteren Bereich (zwischen 3,5 kW und 6 kW). Dies lässt sich damit begründen, dass aus höheren Ladeleistungen kürzere Ladezeiten resultieren und das zu einer geringeren Gleichzeitigkeit führt. Außerdem ist bei hohen Ladeleistungen eine Vorverlagerung des Lastprofils um 2 Stunden zu erkennen (*2). Im Gegenzug schiebt sich der Ladevorgang bei geringeren Leistungen um mehrere Stunden nach hinten (*3).

Um den hohen Belastungen im Netz entgegenzuwirken, gibt es unterschiedliche Lösungsansätze. Abbildung 67 zeigt verschiedene Ladetechniken im Vergleich.

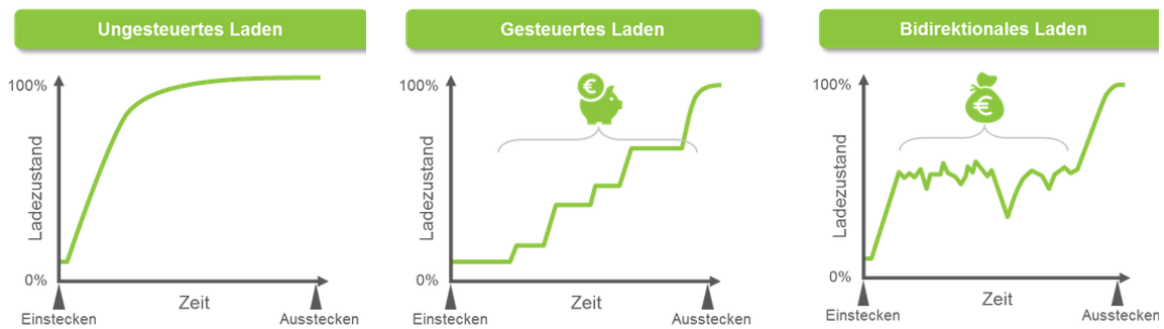


Abbildung 67: Verschiedene Ladetechniken im Vergleich (Quelle: www.mobilityhouse.com)

Links abgebildet ist das ungesteuerte Laden. Das Fahrzeug wird zum Laden angeschlossen und lädt sofort mit voller Leistung, bis die Batterie voll ist. Die daraus resultierenden Herausforderungen wurden vorab beschrieben. Vorteilhaft dabei ist, dass keine zusätzliche Hard- und Software zur Regelung benötigt wird.

In der Mitte ist das gesteuerte Laden abgebildet. Der Unterschied liegt darin, dass vorrangig dann geladen wird, wenn Signale vom Netz bzw. vom Strommarkt kommen. Zudem kann die Ladeleistung permanent angepasst, oder der Ladevorgang sogar unterbrochen werden. So kann beispielsweise bei einem spontanen Anstieg der netzseitigen Nachfrage oder einem Ausfall auf der Erzeugerseite für Netzstabilität gesorgt werden. Jedoch müssen die Anwender für die zur Verfügung gestellte Flexibilität entsprechend entlohnt werden. Schließlich kommt dies der Bereitstellung von positiver sowie negativer Regelennergie gleich. Für den Nutzer bedeutet dies, mögliche Mehrinvestitionen und eine mögliche Einschränkung seiner Flexibilität. Die Ladezyklen der Batterie werden durch diese Art des Ladens nicht beeinträchtigt.

Beim bidirektionalen Laden (rechts) geht man noch einen Schritt weiter. Neben dem Laden der Batterie mit dem Strom aus dem Netz, ist es zusätzlich möglich die Batterie zu entladen und so Energie in das Verteilnetz einzuspeisen. Jedoch muss die Vergütung in diesem Fall entsprechend höher sein, da die Rückspeisung zulasten der Ladezyklen geht.

Nun stellt sich die Frage: Was passiert, wenn sich hohe Stromnachfrage und geringes Angebot über den kompletten Ladezeitraum erstrecken? Muss dann befürchtet werden, dass die Batterie zu Fahrtbeginn unzureichend geladen ist? Um solche Situationen zu vermeiden, kann vom Benutzer ein „state of charge“ (SOC_k), also ein

Mindestladezustand definiert werden. In Abbildung 68 wird dieser Zusammenhang deutlich.

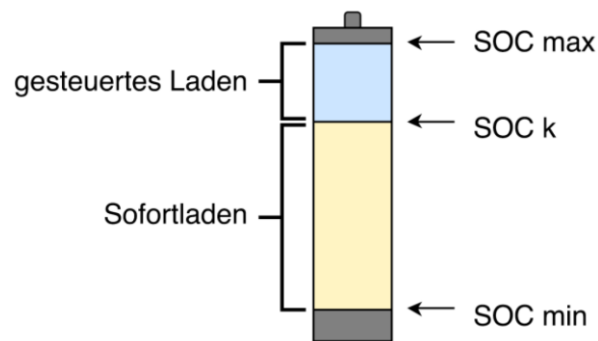


Abbildung 68: Gesteuertes Laden (FfE 2018)

Der SOC_k bildet dabei den Füllstand, welcher zu Fahrtbeginn mindestens zur Verfügung stehen soll, um die für den nächsten Tag geplante Strecke zurücklegen bzw. die nächste Lademöglichkeit erreichen zu können. Je nach Wunsch wird dann entweder direkt nach dem Anschließen bis zum SOC_k geladen und anschließend nur noch, wenn das Netz es zulässt, bzw. der Strompreis entsprechend niedrig ist. Andererseits kann die Ladesteuerung auch so konfiguriert werden, dass der SOC_k spätestens zu Fahrtbeginn erreicht sein muss. Der Ladevorgang startet somit nicht zwingend direkt nach dem Anschließen, sondern kann sich je nach Netzsituation auch verzögern.

Doch das gesteuerte Laden bietet noch weitere Möglichkeiten. So wurde im Projekt „ePlanB“ gezeigt, dass durch Ladesteuerung an Park-and-ride-Parkplätzen für Pendler sogar der regional erzeugte Solarstrom direkt zum Laden der Fahrzeuge genutzt werden kann (vgl. FfE 2017). Abbildung 69 zeigt die gemittelte Ladeleistung der Testfahrzeuge beim gesteuerten und ungesteuerten Laden zusammen mit einer PV-Leistungskurve.

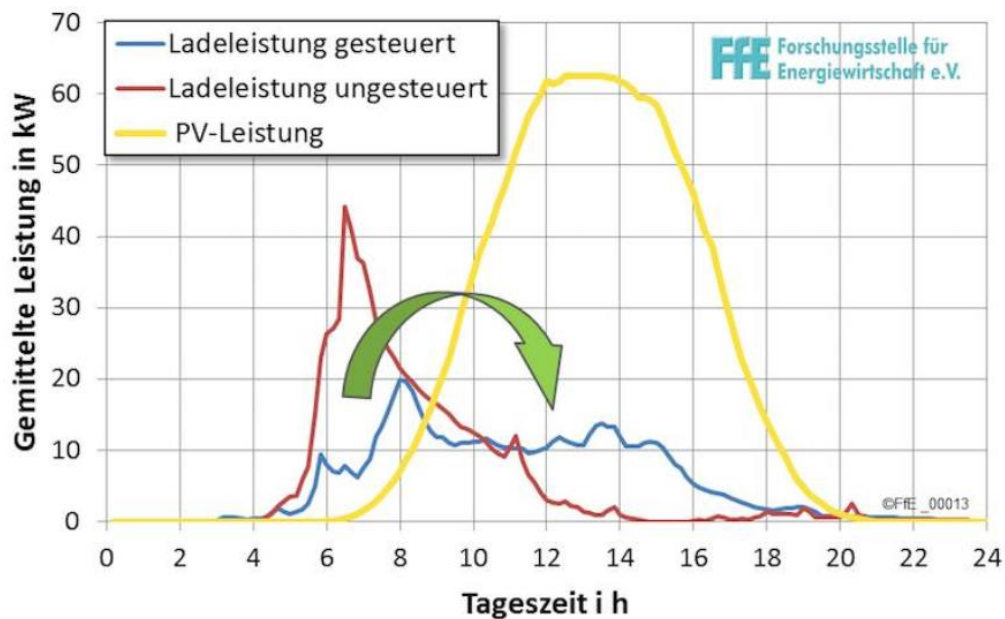


Abbildung 69: PV-Nutzungsoptimierte Ladesteuerung auf P&R-Parkplätzen (FfE 2017)

Wenn alle Fahrzeuge sofort nach dem Anschließen geladen hätten, wäre die mittlere Ladeleistung nur noch sehr gering, wenn die Solaranlagen in der Region beginnen Strom in das Netz einzuspeisen. Durch die Verlagerung der Ladevorgänge in Zeiten hoher PV-Prognosen und niedriger Börsenstrompreise war es möglich den solaren Eigendeckungsgrad von 48 % auf 67 % zu erhöhen. Technisch wären sogar bis zu 81 % möglich gewesen. (vgl. FfE 2017)

11.5 Ladeinfrastruktur

Das Potential der Elektromobilität hängt maßgeblich von der Ladeinfrastruktur ab. Nur mit einem rasch fortschreitenden Ausbau kann die steigende Durchdringung mit Elektrofahrzeugen technisch realisiert werden.

Die Ladetechnologien lassen sich grob in drei Kategorien unterteilen. Beim AC-Laden wird das Fahrzeug mit Wechselstrom geladen. Bei diesem EU-Standard befindet sich die Ladeelektronik im Fahrzeug, welche Wechselspannungen mit 3,7 kW bis 43 kW in Gleichspannung umwandelt, mit der die Batterie dann geladen wird. Viele Fahrzeuge bieten zusätzlich die Möglichkeit die Batterie direkt mit Gleichstrom (DC) zu laden. Da sich die Ladeelektronik in der Station befindet, sind keine besonderen Anforderungen (beispielsweise zur Kühlung) des Fahrzeugs notwendig und es kann

mit Leistungen von bis zu 80 kW geladen werden. Ladeleistungen über 22 kW werden als Schnellladetechnik klassifiziert. Durch die Übertragung größerer Energiemengen kann die Ladezeit enorm verkürzt werden. In den letzten Jahren wurde viel am induktiven Laden geforscht. Die Markteinführung steht noch aus und ist bisher nur für das Premiumsegment vorgesehen. Über eine Primärspule im Boden und eine Sekundärspule im Fahrzeug wird mittels elektromagnetischer Induktion geladen. Bei diesem kabellosen Verfahren sind Leistungen bis 22 kW möglich. (vgl. DKE 2016)

Tabelle 19 fasst die verschiedenen Ladetechnologien zur Übersicht nochmal zusammen.

Tabelle 19: Ladeverfahren im Vergleich (eigene Darstellung)

Wechselstrom (AC)	Gleichstrom (DC)	Induktion
EU Standard	Optional	Premiumsegment
Ladeelektronik im Fahrzeug	Ladeelektronik in der Station	Primärspule im Boden, Sekundärspule im Fahrzeug
3,7 - 22 kW	Bis 120 kW	Bis 22 kW

Die Nationale Plattform Elektromobilität hat Förderpakete zum Ausbau der Ladeinfrastruktur empfohlen, welche und von der Bundesregierung umgesetzt werden. Somit könnten seit Beginn des Programms 2017 bis Ende des Jahres 2018 die Normalladepunkte (AC) verdreifacht und die Schnelladepunkte (DC) fast verzehnfacht werden. (vgl. NPE 2018)

Doch auch im Vergleich von 2014 zu 2017 lässt sich in Abbildung 70 sowohl ein Ausbau an den zulassungsstarken Gebieten als auch eine Verdichtung in der Fläche erkennen.

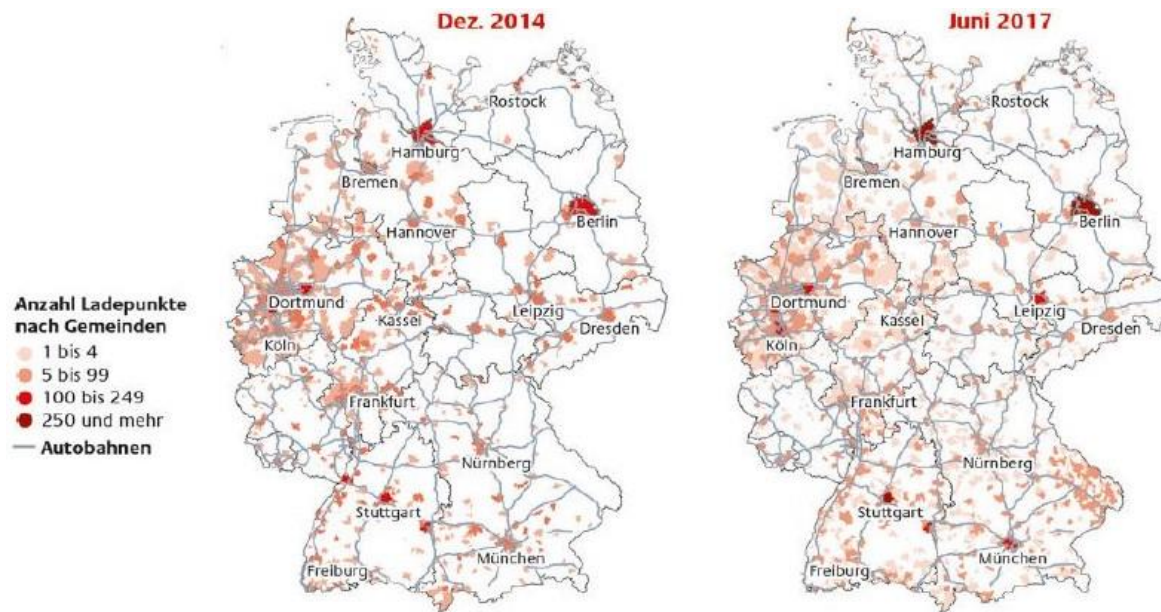


Abbildung 70: Öffentlich zugängliche Ladepunkte in Deutschland 2014 und 2017 (NPE 2018)

Die deutsche Ladeinfrastruktur wird immer engmaschiger. Das ist auch zwingend notwendig, um die Akzeptanz in der Bevölkerung zu steigern und somit eine fortschreitende Durchdringung zu ermöglichen. Im Jahr 2017 gab es insgesamt 10.700 Ladepunkte, davon 10.070 AC- und 530 DC-Ladepunkte. Die NPE hat für 1 Mio. Elektrofahrzeuge einen Bedarf von 70.000 Normal- und 7.100 Schnellladepunkten prognostiziert, was Investitionen in Höhe von 550 Mio. € nötig macht. Die Bundesregierung stellt in mehreren Förderaufrufen insgesamt 300 Mio. € Fördergelder für den Ausbau der öffentlich zugänglichen Ladeinfrastruktur zur Verfügung. Ausgehend von einer öffentlichen Förderquote von durchschnittlich 40 Prozent, sind also zusätzliche private Investitionen in Höhe von 450 Mio. € zu erwarten. Es ist somit durchaus realistisch, dass in Summe 750 Mio. € Investitionen in den Ausbau der Ladeinfrastruktur fließen. Der von der NPE prognostizierbare Investitionsbedarf von 550 Mio. € wäre somit zumindest rechnerisch erfüllt. Da die Investitionsbereitschaft seitens der Industrie hoch ist, muss nun auch eine schnelle Bearbeitung der Förderanträge fokussiert werden. Für das Jahr 2025 wurden in Summe Ladepunkte von knapp 150.000 bis über 200.000 prognostiziert. (vgl. NPE 2018)

Abbildung 71 soll als übersichtliche Zusammenfassung der letzten Zeilen dienen.

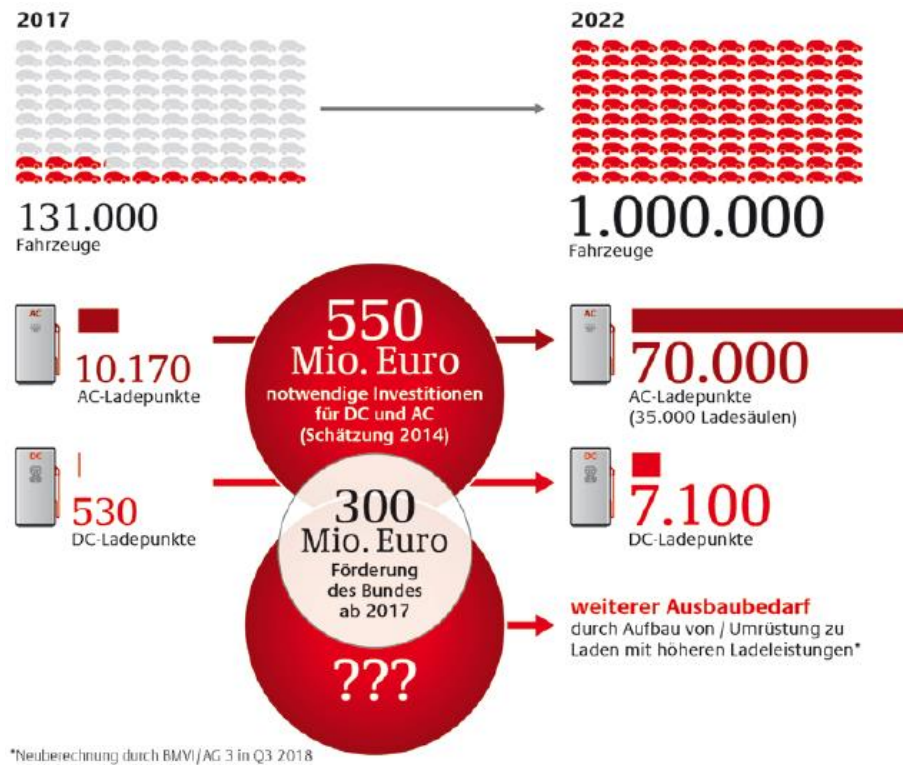


Abbildung 71: Ausbau öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur (NPE 2018)

11.6 Daten

Neben dem Ausbau der Ladeinfrastruktur ist die Durchdringung mit Elektrofahrzeugen noch von einer weiteren Entwicklung abhängig. Ohne fortschreitende Digitalisierung wird es schwer sein die Akzeptanz in der Bevölkerung zu fördern. Aber auch technisch entstehen mit dem Zuwachs der Elektromobilität immer neue Hürden, die nur mit einer starken Vernetzung und dem ständigen Austausch von Daten zu meistern sind. Neue Informations- und Kommunikationstechniken spielen dabei eine übergeordnete Schlüsselrolle, denn sie ermöglichen eine schnelle und vielseitige Verknüpfung von Verkehr und Energiewirtschaft. Damit wird sowohl im privaten als auch im öffentlichen Bereich der Bedarf an intelligenter, vernetzter, steuerbarer und zukunftsfähiger Ladeinfrastruktur weiter steigen. Neben neuen technischen Anforderungen, wie einheitlichen und interoperablen IT-Schnittstellen sowie Daten- und

Kommunikationsprotokollen bilden sich zusätzlich noch datenschutzrechtliche und IT-sicherheitsrelevante Fragestellungen. (vgl. NPE 2018)

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie hat die Informations- und Kommunikationstechnik im Technologieprogramm IKT für Elektromobilität II“ in drei Sektoren unterteilt: Smart Car, Smart Grid und Smart Traffic (vgl. BMWi 2014a). Wie in Abbildung 72 ersichtlich, sollen dabei Reichweite/Verfügbarkeit, Umweltverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit stets eine übergeordnete Rolle spielen.

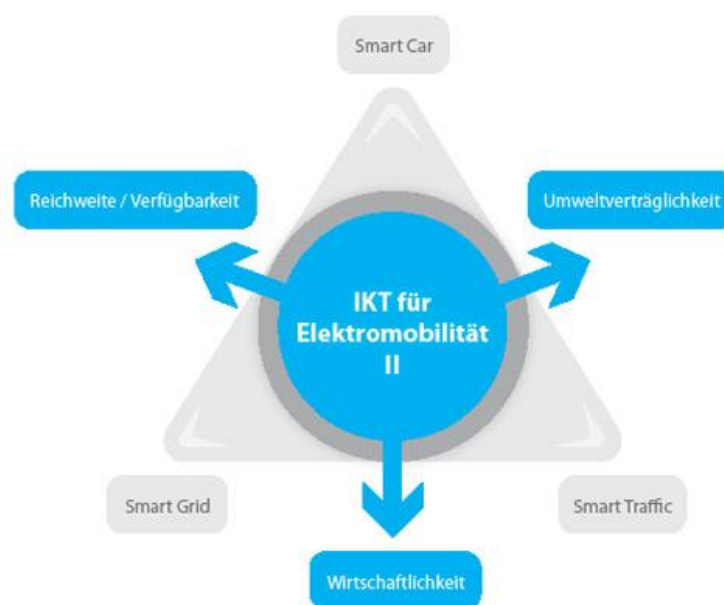


Abbildung 72: IKT für Elektromobilität II (www.cleanthinking.de)

Im „Smart Car“ wird durch IKT z.B. fortschrittliche Steuerungs- und Kommunikationssysteme in Elektrofahrzeugen ermöglicht, womit sich Antrieb, Bremsen und Lenkung genauso steuern lassen wie das Infotainment. Außerdem kann das Fahrzeug mit der Ladinfrastruktur und Verkehrsmanagementsystemen interagieren. Das „Smart Grid“ erfordert die Entwicklung neuer Ladekonzepte und die netzverträgliche Einbindung von Elektrofahrzeugen. „Smart Traffic“ fokussiert hingegen verkehrsträgerübergreifende Mobilitätskonzepte, Flottenmanagement-Lösungen und ein individuelles Verkehrsmanagement.

Genauer heißt das, dass es neue cloudbasierte Services und Car-Apps geben wird, die es beispielsweise ermöglichen Parkplatz- oder Lade-Reservierungen direkt im Auto durchzuführen. Außerdem können die Anwender persönliche Einstellungen, wie bevorzugte Ladesäulen, Reiseziele oder Infotainment-Einstellungen bei einem Fahrzeugwechsel, beispielsweise bei Car-Sharing-Nutzern, nach Anmeldung übernehmen. Fernwartungen werden immer detaillierter und intensiver. Daten vom Fahrzeug können zur Reiseplanung gesammelt, aufbereitet und ausgewertet werden. Privates Energiemanagement soll es jedem ermöglichen, selbst erzeugte Energie zu Hause (z.B. Photovoltaik) mit Hilfe von Steuerinstrumenten dem eigenen Auto zuzuführen. Das netzdienliche Laden, welches schon vorab Thema war, ist für die netzverträgliche Einbindung vieler Elektrofahrzeuge unerlässlich. Durch Messung des Schwarmverhaltens von Fahrzeugen können diese effizient gesteuert werden. Dafür bilden Echtzeit-GPS-Daten die Grundlage, welche durch Daten zur Reiseplanung und Sensorik in der Straßeninfrastruktur ergänzt werden. Neue Mobilitätskonzepte ermöglichen eine Verkehrsmittelübergreifende Tür-zu-Tür-Navigation und vereinfachen Car-Sharing Angebote. (vgl. BMWi 2014a)

Da die intelligenten Fahrzeuge immer stärker mit der Umwelt kommunizieren, entstehen auch ständig neue Gefahren. Diese gilt es durch zuverlässige Authentifizierungsverfahren abzusichern. Zudem muss das komplette System vor einem Totalausfall geschützt sein. Dabei muss auch die Datensicherheit für alle Anwender gewährleistet werden und vor allem die Abrechnungsmodelle dürfen nicht von außen manipulierbar sein. In Abbildung 73 wurde zur Veranschaulichung der Datenfluss beim Laden bzw. Entladen sowohl im privaten als auch im öffentlichen Bereich skizziert.

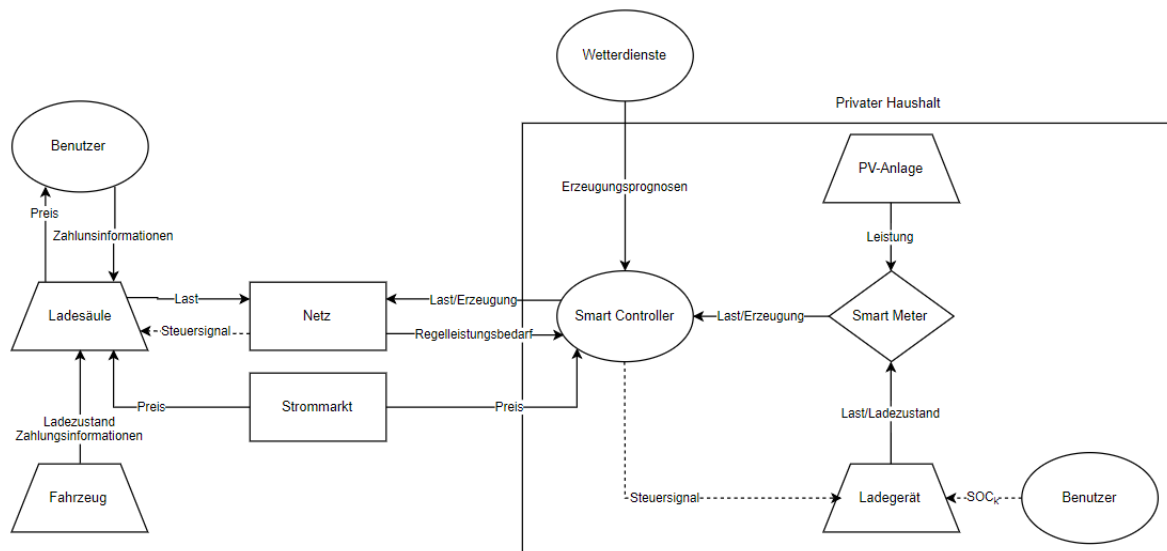


Abbildung 73: Datenflüsse der Ladestruktur und Elektromobilität (eigene Darstellung)

11.7 Zusammenfassung und Ausblick

Für das Jahr 2030 wurde ein Potential von 3,3 Mio. Elektrofahrzeugen prognostiziert, was bei ca. 46 Mio. Fahrzeugen gerade mal 7 Prozent ausmacht. Das setzt eine sehr ambitionierte Zunahme der Neuzulassungen, sowie einen raschen Ausbau der Ladeinfrastruktur voraus. Bis 2025 könnte die Anzahl der Ladepunkte auf über 200.000 steigen. Ohne IKT und fortschreitende Digitalisierung, wird es jedoch nicht zur nötigen Akzeptanz in der Bevölkerung und folglich auch nicht zur prognostizierten Durchdringung kommen. Für die potentiellen Nutzer sind die Themen Wirtschaftlichkeit, Zugänglichkeit, Flexibilität und Datensicherheit von zentraler Bedeutung.

Wenn ein Elektrofahrzeug keine ökonomischen Vorteile bringt, wird nur ein geringer Anteil dazu bereit sein die höheren Investitionskosten zu tragen. Auch komplizierte Systeme oder geringe Reichweiten bzw. eine schlecht ausgebaute Ladeinfrastruktur können die Entwicklung bremsen. Und nicht zuletzt die Transparenz zu den erhobenen und gesammelten Daten hat einen großen Einfluss. Über die Standorte der Ladevorgänge können Nutzerverhaltensprofile erstellt und unbemerkt und ohne Einwilligung verwendet werden. Zudem muss klar sein, wer Zugriff auf diese Daten hat und wie sicher sie vor eventuellen Hackerangriffen sind.

Doch auch die energiewirtschaftlichen Aspekte wie netzdienliches Laden bzw. Ausspeichern oder rechtliche Fragen zu mobilen Zählpunkten und variablen Stromtarifen bzw. dynamischen Steuern, Umlagen und Abgaben sollten dabei nicht unbeachtet bleiben. Für die Bereitstellung von Regelenenergie durch intelligentes Be- und Entladen müssen lukrative Anreize geschaffen werden. Niemand wird diese Flexibilität ohne lukrative Vergütung zur Verfügung stellen und die beschleunigte zyklische Alterung der Batterie in Kauf nehmen. Weitere Hemmnisse können durch die Unklarheiten bei der rechtlichen Betrachtung der Zählpunkte entstehen. Das Energiewirtschaftsgesetz geht von der Versorgung einer Immobilie aus, wodurch der Netzanschluss als fix unterstellt wird. Nach EU-Richtlinien hat der Netznutzer einen Anspruch den Stromlieferanten frei zu wählen. Tatsächlich muss der Fahrer eines Elektrofahrzeugs jedoch den Strom vom Betreiber der Ladestation erwerben, was im Widerspruch zur Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie steht. (vgl. PwC 2014)

Um dieses Problem zu lösen wurden bereits Lösungen für mobile Zählpunkte (Mobile Metering) erarbeitet. Die ubitricity Gesellschaft für verteilte Energiesysteme mbH bietet bspw. Mobile Metering Module für On-Board-Metering an. Wenn keine Messeinheit am Fahrzeug verbaut ist, gibt es alternativ ein Cable Meter, bei dem diese im Ladekabel selbst steckt. So kann der Nutzer für seinen Zählpunkt einen passenden Stromtarif wählen und an jedem Ladepunkt zu diesen Konditionen Strom tanken. (vgl. ubitricity 2012)

Weiterhin werden sowohl auf nationaler als auch auf internationaler Ebene einheitliche Roaming-Plattformen benötigt. Bei gleichzeitigem Angebot von internationalen Services wird durch das Roaming sogar ein echter Mehrwert geschaffen. Dafür müssen jedoch offene und genormte Kommunikationsschnittstellen geschaffen werden. Außerdem muss jeder Ladepunkt mit einer eindeutigen Identifikationsnummer versehen sein. Auch hier sorgt Normung auf internationaler Ebene bspw. bei der Vergabe der ID für eine einheitliche Struktur. In den nächsten Jahren werden bestehende Kommunikationsstandards, wie OCPP oder ISO 15118 zur Kommunikation zwischen Ladeinfrastruktur und Fahrzeug sowie einem Backendsystem weiterentwickelt bzw. flächendeckend implementiert. Neue Geschäftsmodelle und Abrechnungsdienstleistungen mittels Block-Chain oder Buchungsplattformen werden erforscht. Die rechtlichen Rahmenbedingungen für die

Bereitstellung energiewirtschaftlich relevanter Daten aus dem Fahrzeug müssen noch definiert werden. Diese dürfen erst nach Zustimmung des Nutzers an Netzbetreiber oder Dienstleister erhoben werden. Unklar ist dabei noch, welches Mindestpaket an Daten über welches Format und in welcher Häufigkeit ausgetauscht werden soll. Neue Services zur Reservierung von Ladesäulen, für variable Stromtarife oder zur Automatisierung des Verkehrs erfordern den Bezug von dynamischen Informationen in Echtzeit. Für das Gelingen der Energiewende und die Einhaltung der Klimaschutzziele sind eine rasche Digitalisierung und die Entwicklung von intelligenten und standardisierten IKT-Lösungen im Bereich Elektromobilität unabdingbar. (vgl. NPE 2018)

12 Regelenergiemarkt

12.1 Status Quo

In diesem Kapitel gilt es nun, den Status Quo des Regelenergiemarktes sowie der Regelenenergie per se nach diversen Gesichtspunkten genauer zu erläutern.

12.1.1 Bedeutung und Notwendigkeit der Regelenenergie

Die Regelenenergie, auch Regelleistung genannt, ist diejenige Energie, die Schwankungen in der Stromnetzfrequenz, die im Sollzustand bei 50 Hz liegt, als Reserve ausgleicht. Im Allgemeinen wird hierbei zwischen positiver und negativer Regelenenergie unterschieden. Wird die Stromeinspeisung erhöht, um eine zu niedrige Netzfrequenz auszugleichen, spricht man von positiver Regelenenergie. Negative Regelenenergie hingegen bezeichnet die Drosselung der Stromeinspeisung aufgrund einer zu hohen Netzfrequenz. Des Weiteren existieren in dieser Thematik drei unterschiedliche Regelenenergiearten: Primär- (PRL), Sekundär- (SRL) und Minutenregelleistung (MRL). Grundsätzlich gilt dabei, dass die PRL innerhalb von Sekunden, die SRL in fünf Minuten und die MRL in Viertelstunden zur Verfügung stehen müssen. Jedoch wird hierauf im Kapitel 12.1.5 genauer eingegangen. Naturgemäß resultiert aus dem Ausbau der regenerativen Energien aufgrund ihrer Wetterabhängigkeit eine größere Anzahl an Schwankungen im Stromnetz. Weitere solcher Schwankungen werden zudem ständig durch unstete Lastprofile der Stromverbraucher verursacht. Zwar sind sowohl Stromversorger als auch Stromproduzenten dazu verpflichtet, Einspeisung und Entnahme möglichst genau zu prognostizieren, wodurch eine optimale Planung der Lastflüsse im Stromnetz möglich ist, jedoch können jederzeit unvorhersehbare Probleme, wie der Ausfall eines konventionellen Kraftwerks oder ein extremer Wetterumschwung, auftreten, die die Stabilität des Stromnetzes gefährden. In solchen Fällen kommt es schließlich zum Einsatz von Regelenenergie durch Stromproduzenten oder Stromverbraucher. (vgl. Next Kraftwerke GmbH) Hauptverantwortlich für die Regelenenergie und die richtige Anwendung dieser sind die Übertragungsnetzbetreiber, auf die im folgenden Kapitel näher eingegangen wird.

12.1.2 Übertragungsnetzbetreiber

In Deutschland existieren die vier Übertragungsnetzbetreiber, kurz ÜNB, Amprion, TransnetBW, TenneT und 50Hertz, deren Verantwortlichkeit grundsätzlich in der Stabilisierung und Sicherstellung des deutschen Energieversorgungssystems liegt. Genauer gesagt sind die ÜNB dazu verpflichtet, „ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist“ (BfJ), wie es im §11 des EnWG niedergeschrieben ist. Im Wesentlichen stellt somit die störungsfreie Gewährleistung des überregionalen Stromaustausches die Hauptaufgabe der ÜNB dar. Die Grundvoraussetzung zur Erfüllung dieser Aufgabe ist, dass der Verbrauch und die Erzeugung des Stroms durchgehend im Gleichgewicht gehalten werden müssen. (vgl. Meinecke)

Um das Aufrechterhalten dieses Leistungsgleichgewichtes ständig sicherzustellen, bedarf es des Einsatzes der in Kapitel 12.1.1 erläuterten Regelleistung durch die ÜNB in ihren jeweiligen Regelzonen, die in Abbildung 74 dargestellt sind. Die deutschen ÜNB beschaffen ihren Bedarf an Regelennergie seit dem Jahr 2001 auf einem diskriminierungsfreien, offenen und transparenten Markt, dem sogenannten Regelenenergiemarkt. Unter der Beteiligung einer großen Anzahl an Anbietern, die sich neben Kraftwerksbetreibern auch aus Stromkunden zusammensetzen, kommt es hierbei zu einem Ausschreibungswettbewerb. (vgl. 50Hertz Transmission GmbH et al.)



Abbildung 74: Regelzonen der Übertragungsnetzbetreiber (vgl. Speckamp 2016)

12.1.3 Präqualifikation und Regelenergieanbieter

Um am Regelenergiemarkt eine oder mehrere der drei unterschiedlichen Regelleistungsarten anbieten zu können, bedarf es der Absolvierung des sogenannten Präqualifikationsverfahrens. In diesem Verfahren müssen potentielle Anbieter nachweisen, dass sie die Anforderungen, die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit nötig sind, für die Beschaffung von Regelleistung erfüllen. Die Präqualifikation findet ausschließlich bei demjenigen Übertragungsnetzbetreiber statt, „in dessen LFR-Zone [Abkürzung für „Leistungs-Frequenz-Regelzone“, Anm. d. Autors] die betreffenden Technischen Einheiten (Stromerzeugungsanlagen und/oder Verbrauchseinheiten) unabhängig von der Spannungsebene netztechnisch angeschlossen sind (Anschluss-ÜNB)“ (50Hertz Transmission GmbH et al.). Ein Rahmenvertrag zwischen dem Anschluss-ÜNB und einem potentiellen Anbieter von Regelleistung kommt schließlich zustande, sobald die präqualifizierte vermarktbare Leistung größer ist als die jeweilige Mindestangebotsgröße. (vgl. 50Hertz Transmission GmbH et al.)

Die aktuellen Mindestangebotsgrößen betragen beispielsweise 1 MW für die PRL und 5 MW für SRL sowie MRL (vgl. 50Hertz Transmission GmbH et al., S. 5). Nach dem Stand vom 20.12.2018 nehmen zurzeit 61 präqualifizierte Anbieter am Regelenergiemarkt teil (vgl. 50Hertz Transmission GmbH et al.).

12.1.4 Vergütung und Vorhaltungskosten

Präqualifizierte Anbieter werden am Regelenergiemarkt mit dem Leistungspreis (LP) und Arbeitspreis (AP) vergütet. Völlig unabhängig von einem Abruf erhält ein Anbieter für das reine Bereitstellen von Regelenergie den Leistungspreis, der für die jeweilige Produktzeitscheibe für den gesamten Zeitraum der Ausschreibung gilt. Unter dem Arbeitspreis hingegen versteht man denjenigen Preis, den ein Anbieter dann erhält, wenn die gelieferte Energiemenge tatsächlich abgerufen wird. Ein potentieller Anbieter legt den Leistungs- sowie Arbeitspreis bei Angebotsabgabe selbst fest. Des Weiteren gilt bezüglich beider Preise „pay-as-bid“. Das heißt, dass die Vergütung jedes abgerufenen und bezuschlagten Angebotes mit dem jeweiligen individuellen Angebotspreis erfolgt. (vgl. 50Hertz Transmission GmbH et al., S. 5)

Für den ständigen und sicheren Ausgleich aller im deutschen Stromnetz vorkommenden Schwankungen gilt es für die Übertragungsnetzbetreiber, Regelenergie vorzuhalten. Das Vorhaltungsvolumen muss diesbezüglich jederzeit zwischen 2.500 und 3.500 MW für positive und negative Sekundär- sowie Minutenregelleistung betragen. Hierbei fallen schließlich die sogenannten Vorhaltungskosten an, auf deren aktuelle sowie zukünftige Entwicklung im Kapitel 12.2.3 genauer eingegangen wird. (vgl. Next Kraftwerke GmbH)

12.1.5 Steuerung der Regelenergie

In diesem Kapitel wird nun erläutert, wie die drei Regelleistungsarten Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenregelleistung (MRL) durch die Übertragungsnetzbetreiber richtig gesteuert werden. Diese Steuerung ist äußerst übersichtlich in der folgenden mit leichten Veränderungen von der Consentec GmbH übernommenen Abbildung dargestellt. In dieser sind die ebenfalls häufig verwendeten Bezeichnungen Primärregel-, Sekundärregel- und Minutenreserve zu lesen.

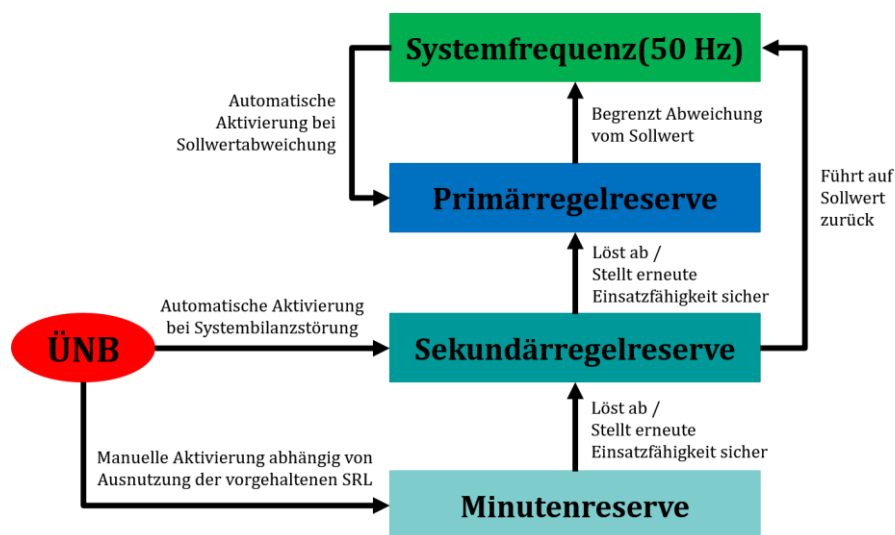


Abbildung 75: Steuerung der Regelenergie - eigene Darstellung (vgl. Consentec GmbH 2014, S. 10)

Die PRL hat die Hauptaufgabe, die Systemfrequenz nach einem Störereignis und der daraus resultierenden Abweichung von ihrem Sollwert von 50 Hz möglichst schnell zu stabilisieren. Für die Gewährleistung dieser schnellen Reaktion wird die PRL

solidarisch und unselektiv im gesamten Verbundsystem aktiviert. In den Anforderungen der in Kapitel 12.1.3 erläuterten Präqualifikation ist festgehalten, dass die abgerufene PRL vollständig innerhalb von 30 Sekunden aktiviert werden muss. Das hat zur Folge, dass vor allem hydraulische und thermische Großkraftwerke aufgrund des damit verbundenen großen Dampfspeichervermögens der Kessel hierfür in Frage kommen. Des Weiteren wird die PRL in Proportionalität stehend zur Abweichung der Systemfrequenz von ihrem Sollwert abgerufen. Aufgrund dieser Konzeption als Proportionalregelung kann die PRL ein Leistungsungleichgewicht, das beispielsweise durch einen Kraftwerksausfall entstanden ist, lediglich ausgleichen sowie für eine Stabilisierung der Netzfrequenz und des Systems in einem neuen Arbeitspunkt sorgen. Da dadurch eine quasistationäre Sollwert-Abweichung der Frequenz bestehen bleibt, kommt infolge der Aktivierung der PRL zusätzlich die SRL zum Einsatz. (vgl. Consentec GmbH 2014, 9 ff.)

Zwar wird die SRL ebenso wie die PRL automatisch aktiviert, ihr Einsatz erfolgt jedoch keineswegs unselektiv, sondern vielmehr verursachungsgerecht. Das bedeutet, dass sie grundsätzlich nur in den für eine Systembilanzstörung verantwortlichen Regelzonen aktiviert wird. Aus dieser Tatsache resultiert, dass keine grenzüberschreitende Übertragungskapazität für die Aktivierung von SRL zur Verfügung steht. Weiterhin verfolgt die Sekundärregelung im Gegensatz zur rein frequenzgesteuerten Primärregelung zwei Ziele. Mithilfe der SRL sollen einerseits die Abweichung der Netzfrequenz von ihrem Sollwert minimiert und andererseits die vereinbarten Leistungen, die an die Verbundpartner zu übergeben sind, eingehalten werden. Anders als die PRL wird die Sekundärregelreserve als sogenannte Proportional-Integral-Regelung ausgeführt und daher existiert hierbei kein Verbleib von stationärer Regelabweichung in dieser Regelungsstufe. Nach einem Kraftwerksausfall beispielsweise kommt es zu einer Überspeisung der betroffenen Regelzone, die bis zur Erreichung des Normalwertes der Frequenz und der vollständigen Deaktivierung der PRL andauert. Aufgrund der Tatsache, dass die SRL somit ein zeitkritischer Prozess ist, wurde für diesen eine Obergrenze von fünf Minuten festgesetzt. Da die SRL zudem jedoch auf langfristige Leistungsreserven abzielt, kommen hierfür vor allem thermische Kraftwerke im regelfähigen Betrieb und (Pump-)Speicherkraftwerke als Quellen in Frage, die allerdings gewisse

Voraussetzungen erfüllen müssen. Die thermischen Kraftwerke müssen nämlich „ausgehend von der eingestellten Einspeisung ihren Arbeitspunkt im Rahmen der Betriebsgrenzen des regelfähigen Betriebs verlagern können“ (Consentec GmbH 2014, S. 12). Die genannten (Pump-)Speicherkraftwerke hingegen müssen entsprechende Beckenfüllstände aufweisen sowie zum schnellen Anfahren von frei wählbaren Arbeitspunkten aus dem Stillstand heraus in der Lage sein. Somit lässt sich sagen, dass technische Einheiten sehr hohe Anforderungen für die Bereitstellung von Sekundärreserve erfüllen müssen. Daher gilt eine Vorhaltung der gesamten Reserve, mit der auch länger anhaltende Systembilanzstörungen beherrscht werden können, weder als notwendig noch als sinnvoll. Stattdessen kommt es hierbei zur Vorhaltung eines Teils dieses Reservebedarfs durch die sogenannte Minutenregelleistung, kurz MRL. (vgl. Consentec GmbH 2014, 11 f.)

Im Gegensatz zur SRL fallen die Anforderungen an die MRL wesentlich geringer aus, was sich beispielsweise an der Aktivierungszeit innerhalb von nur 15 Minuten zeigt. Daher können diesbezüglich auch technische Einheiten, die lediglich ein geringes Leistungsvermögen besitzen, für die Bereitstellung von Minutenregelreserve verwendet werden. Als mögliche Quellen kommen hierbei neben nachfrageseitigen Flexibilitäten oder schnellstartbaren Gasturbinen auch direktvermarktete EEG-Anlagen und virtuelle Kraftwerke in Frage. Ein weiterer Unterschied gegenüber der Primär- und Sekundärreserve ist, dass die MRL nicht automatisch gestartet wird. Der MRL-Einsatz durch die systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber erfolgt sowohl fallweise als auch in Abhängigkeit von der absehbaren Entwicklung der SRL sowie deren tatsächlichen Inanspruchnahme. Im Regelfall ist das oberste Ziel dabei, die aktivierte SRL über längere Zeiträume abzulösen, wodurch ein wieder vollständiges Bereitstehen des SRL-Bandes für kurzfristig nötige Reglereingriffe ermöglicht wird. In Einzelfällen hingegen kommt es diesbezüglich auch dazu, dass die MRL präventiv aktiviert wird, um größere Bilanzabweichung zu kompensieren. Hierbei ist der Status Quo in Deutschland mittlerweile eine elektronische MRL-Aktivierung über den sogenannten Merit-Order-Liste-Server, kurz MOL-Server, der die Verwaltung dieser MOL derjenigen Angebote, die auf dem Regelenergiemarkt eingeholt werden, regelt. (vgl. Consentec GmbH 2014, 12 f.)

12.2 Potentialanalyse

In diesem Kapitel gilt es nun, das Potential von Regelenergie nach wirtschaftlichen und technischen Aspekten zu analysieren. Hierfür wird sich im Folgenden auf den Beitrag „Flexibilität aus Wind- und Photovoltaikanlagen im Regelenergiemarkt 2035“ der Technischen Universität Berlin durchgeführt von Dipl.-Ing. Sebastian Spieker, Jakob Kopiske (M.Sc.) und Prof. Dr.-Ing. George Tsatsaronis bezogen. In dieser Studie wird mithilfe von Untersuchungen, detaillierten und langfristigen Analysen sowie anhand eines Fundamentalmodells die Entwicklung des Regelenergiemarktes und der Regelenergie per se in Bezug auf das Jahr 2035 betrachtet. Weiterhin wird hierbei zwischen den vier Szenarien EE-0, EE-10, EE-20 und EE-30 unterschieden. Im Szenario EE-0 geht man beispielsweise davon aus, dass fluktuierende erneuerbare Energien zu 0 % Regelleistung erbringen. Im Basisszenario EE-20 hingegen, das als am wahrscheinlichsten gilt, wird angenommen, dass 20 % der installierten Photovoltaik- und Windenergieanlagen für die Bereitstellung von Regelenergie präqualifiziert wurden. In Bezug auf die Szenarien EE-10 und EE-30 sind es hierbei 10 % beziehungsweise 30 %. (vgl. Spieker et al. 2016, 2 ff.) In dieser Thematik sei jedoch erwähnt, dass die Autoren die ermittelten Ergebnisse kaum mit Gründen und Ursachen belegen, sondern sich vielmehr lediglich auf das genannte Fundamentalmodell, mit dem die Werte berechnet wurden, beziehen.

12.2.1 Entwicklung des Bedarfes

In dieser Thematik muss nun zu Beginn geklärt werden, wie sich der Regelleistungsbedarf in den letzten Jahren entwickelt hat und von welchen Werten die Autoren in Bezug auf das Jahr 2035 ausgehen. Hierbei findet jedoch keine Unterscheidung der eben erläuterten Szenarien statt. Die Werte für die vergangenen Jahre wurden dem Monitoringbericht 2018 der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts entnommen. In diesem sind die von den ÜNB ausgeschriebenen minimalen und maximalen Regelleistungen, die dem hier erwähnten Regelleistungsbedarf entsprechen, von 2013 bis 2017 zusammengefasst. Um hierbei den durchschnittlichen Wert pro Regelenergieart zu ermitteln, wurde die Summe der minimalen und maximalen Leistung gebildet und diese wiederum halbiert. Somit

zeigt das folgende Diagramm die genannten Durchschnittswerte der Jahre 2013 bis 2017 in Verbindung mit den im oben erläuterten Beitrag berechneten Prognosedaten für das Jahr 2035.

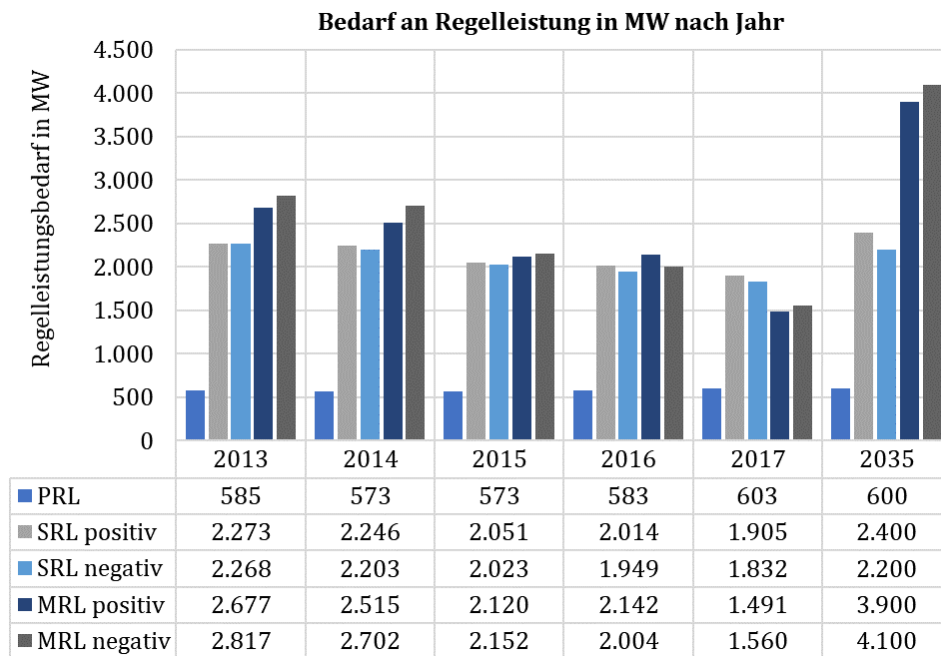


Abbildung 76: Entwicklung des Bedarfes an Regelleistung (vgl. BNetzA und BKartA 2019a, S. 184) (vgl. Spieker et al. 2016, S. 5)

Hierbei wird deutlich, dass vor allem bezüglich des Bedarfes an PRL kein signifikanter Trend zu erkennen ist. Der PRL-Bedarf stieg seit dem Jahr 2013 lediglich leicht von 585 MW auf 603 MW im Jahr 2017 an und soll laut den Berechnungen in der Studie im Jahr 2035 mit 600 MW ungefähr in dieser Größenordnung bestehen bleiben. Sowohl der positive als auch der negative SRL-Bedarf hingegen sind seit 2013 von 2.273 MW auf 1.905 MW in 2017 beziehungsweise von 2.268 MW auf 1.832 MW gesunken. Die Autoren der Studie prognostizieren hierbei allerdings einen Anstieg auf 2.400 MW für den positiven sowie 2.200 MW für den negativen SRL-Bedarf im Jahr 2035. Ganz anders sieht diese Thematik in Bezug auf den positiven und negativen MRL-Bedarf aus, da beide seit 2013 deutlich gesunken sind. Der positive MRL-Bedarf ging von 2.677 MW im Jahr 2013 auf 1.491 MW im Jahr 2017 zurück und der negative MRL-Bedarf in diesem Zeitraum von 2.817 MW auf 1.560 MW. Diesbezüglich haben die Autoren der Studie jedoch einen signifikanten Anstieg bis in

das Jahr 2035 mit 3.90 MW für den positiven und 4.100MW für den negativen MRL-Bedarf ermittelt.

12.2.2 Entwicklung der Leistungspreise

Des Weiteren gilt es, in dieser Potentialanalyse zu klären, inwieweit sich die in Kapitel 12.1.4 erläuterten Leistungspreise der einzelnen Regelenergiearten in den letzten Jahren entwickelt haben und welche Werte diesbezüglich für das Jahr 2035 in den verschiedenen Szenarien ermittelt wurden.

Aufgrund der Tatsache, dass im hier behandelten Beitrag das Jahr 2014 als das aktuelle Referenzjahr gilt, wird sich im Folgenden in Verbindung mit den dort ermittelten Werten für das Jahr 2035 auch auf den Internet-Artikel „Was ist Regelenergie“ auf der Internetseite der Next Kraftwerke GmbH bezogen. Hier werden unter anderem die Leistungspreise der einzelnen Regelenergiearten ab dem Jahr 2009 zusammengefasst. Ein Diagramm, das sowohl die Jahre 2009 bis 2018 als auch die vier Szenarien des Jahres 2035 beinhaltet, wäre jedoch äußerst unübersichtlich. Daher wird im folgenden Diagramm ein Zwei-Jahres-Schritt verwendet, der die Jahre 2014, 2016 und 2018 sowie die Szenarien EE-0, EE-10, EE-20 und EE-30 des Jahres 2035 berücksichtigt.

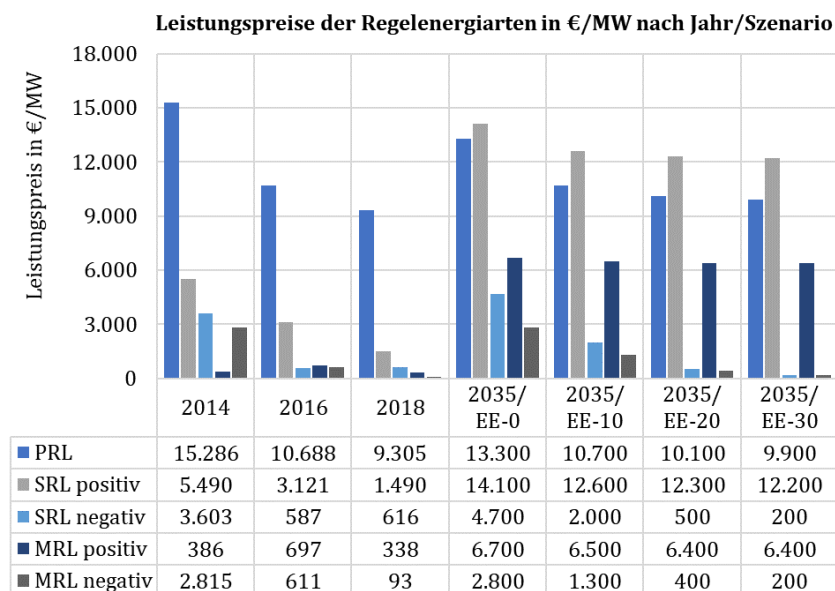


Abbildung 77: Entwicklung der Leistungspreise der Regelenergiearten (vgl. Next Kraftwerke GmbH) (vgl. Spieker et al. 2016, S. 10)

In dieser Grafik ist deutlich zu erkennen, dass die Leistungspreise jeder der Regelenergiearten einen signifikanten Abwärtstrend seit 2014 aufweisen. Der Leistungspreis für PRL sank von 15.286 €/MW im Jahr 2014 auf 9.305 €/MW in 2018. Die Autoren der Studie gehen hierbei jedoch von einer teilweise erheblichen Steigerung in allen vier unterschiedlichen Szenarien aus. Im wahrscheinlichen EE-20-Szenario prognostizieren die Autoren beispielsweise einen Wert von 10.100 €/MW.

Des Weiteren gingen auch die Leistungspreise für positive sowie negative SRL von 5.490 €/MW auf 1.490 €/MW beziehungsweise von 3.603 €/MW auf 616 €/MW zurück. In Bezug auf die positive SRL wurde in der Studie eine sehr deutliche Erhöhung mit einem Leistungspreis von 12.300 €/MW im EE-20-Szenario ermittelt. Für den negativen SRL-Leistungspreis gehen die Autoren nur von einer leichten Steigerung in den Szenarien EE-0 und EE-10 und sogar von einer Senkung in EE-20 und EE-30 aus.

Das gleiche Bild lässt sich im Hinblick auf den MRL-Leistungspreis erkennen. Der positive Leistungspreis für MRL ist nur leicht von 386 €/MW auf 338 €/MW und der negative MRL-Leistungspreis sogar von 2.815 €/MW auf lediglich 93 €/MW gesunken. Ebenso wie bezüglich des positiven SRL-Leistungspreises soll laut Studie auch der positive MRL-Leistungspreis in allen vier untersuchten Szenarien deutlich steigen, wie es beispielsweise ein Wert von 6.400 €/MW im EE-20 Szenario verdeutlicht. Der Leistungspreis für negative MRL hingegen weist in den Szenarien EE-0 und EE-10 nur eine geringe Erhöhung auf und nähert sich mit steigendem Anteil von erneuerbaren Energien am Regelenergiemarkt sogar mit 400 €/MW in EE-20 und 200 €/MW in EE-30 den aktuellen Werten an.

Allgemein ist in dieser Thematik festzuhalten, dass die Leistungspreise der Regelenergiearten mit steigendem Anteil von erneuerbaren Energien am Regelenergiemarkt deutlich an Größe abnehmen.

12.2.3 Entwicklung der Vorhaltungskosten

Zum Abschluss dieses Kapitels gilt es noch, die Entwicklung und das Potential der im Kapitel 12.1.4 erläuterten Vorhaltungskosten zu analysieren. Auch hierbei wird sich in Bezug auf die Entwicklung der vergangenen Jahre auf den Monitoringbericht 2018

und die dort genannten exakten Werte bezogen. Allerdings konnte im Hinblick auf die Vorhaltungskosten in den vier Szenarien im Jahr 2035 keine völlig genauen Werte aus der Studie entnommen werden, da dort die Werte lediglich im Diagrammformat vorliegen und somit nur grob abgelesen werden konnten. Für eine diagrammatische Einheitlichkeit wurde jedoch auch in der folgenden Grafik eine Datentabelle verwendet, in der lediglich die Werte der vergangenen Jahre exakt übernommen werden können und die zukünftigen Werte nur in einer groben Größenordnung vorliegen.

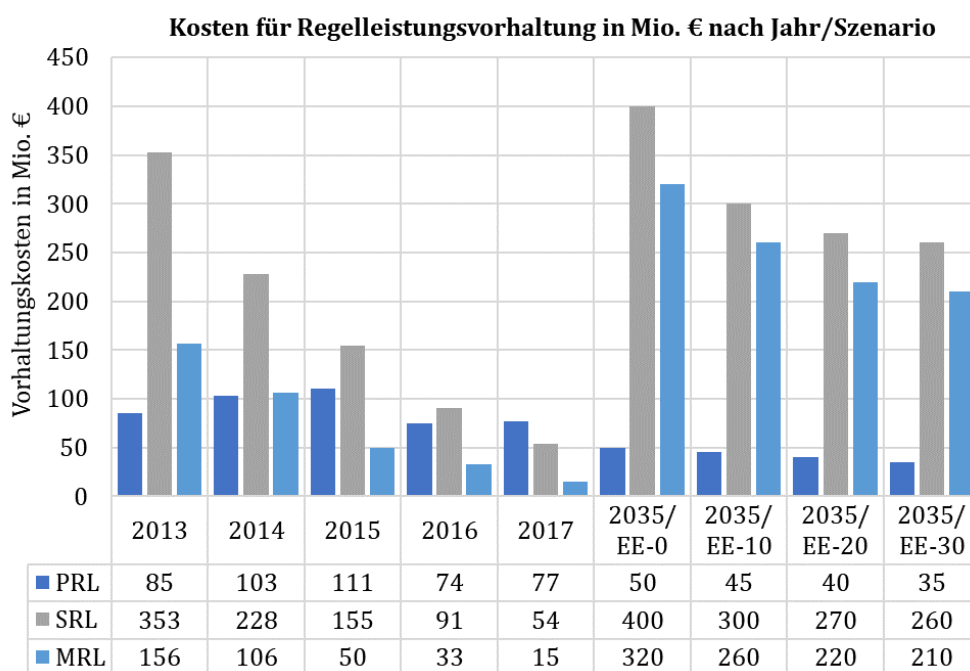


Abbildung 78: Entwicklung der Vorhaltungskosten für Regelleistung (vgl. BNetzA und BKartA 2019a, S. 179) (vgl. Spieker et al. 2016, S. 11)

In Bezug auf die Vorhaltungskosten für PRL ist im Diagramm zu sehen, dass der Wert nach anfänglicher Steigerung mit einem Maximum von 111 Mio. € im Jahr 2013 wieder deutlich gesunken ist und im Jahr 2017 bei 77 Mio. € lag. Diesen leicht abfallenden Trend setzt sich laut Studie in allen vier Szenarien fort und liegt beispielsweise im wahrscheinlichen EE-20-Szenario bei 40 Mio. €.

Ein noch deutlicheres Bild ergibt sich im Hinblick auf die Vorhaltungskosten für SRL. Diese sind seit 2013 von einem Anfangswert in Höhe von 353 Mio. € kontinuierlich gesunken und betrugen im Jahr 2017 lediglich noch 54 Mio. €. Allerdings ergeben die

Berechnungen in der Studie, dass die SRL-Vorhaltungskosten bis zum Jahr 2035 wieder deutlich größer werden. Im EE-20-Szenario wurde beispielsweise ein Wert von 270 Mio. € ermittelt.

In Bezug auf die vergangene Entwicklung der MRL-Vorhaltungskosten ergibt sich der exakt gleiche Trend wie bezüglich der SRL. Seit 2013 sind diese Kosten von anfänglichen 156 Mio. € jährlich gesunken und wiesen im Jahr 2017 einen Wert von 15 Mio. € auf. Auch im Hinblick auf das Jahr 2035 ähnelt das Bild dem der SRL. Die Autoren der Studie haben eine erhebliche Steigerung der MRL-Vorhaltungskosten in allen vier Szenarien ermittelt, was sich beispielsweise daran zeigt, dass jeder der vier berechneten Werte für das Jahr 2035 deutlich über den bereits sehr hohen Vorhaltungskosten in 2013 liegt.

Als abschließendes Résumé lässt sich hierbei, wie auch in Bezug auf die Entwicklung der Leistungspreise im vorigen Kapitel, eindeutig sagen, dass die Kosten für die Vorhaltung von Regelenergie mit steigendem Anteil von erneuerbaren Energien am Regelenergiemarkt deutlich sinken.

12.3 Daten

12.3.1 Einbindung von Regelenergie in ein virtuelles Kraftwerk

In Bezug auf das Thema Daten in Verbindung mit Regelenergie ist vorerst die Rolle eines virtuellen Kraftwerks zu erläutern, da hierbei grundsätzlich etliche Daten anfallen. Aufgrund der Tatsache, dass das Thema virtuelles Kraftwerk in dieser Studie ein eigenes Kapitel darstellt, werden im Folgenden lediglich kurz und kompakt die wesentlichen Datenflüsse, die bei der Verbindung von Regelenergie und virtuellem Kraftwerk anfallen, aufgezeigt. Hierfür wird sich auf ein Modell der mdex GmbH bezogen, das in Form der folgenden leicht bearbeiteten Grafik veranschaulicht, wie eine energetische Anlage, mit der am Regelenergiemarkt teilgenommen wird, in ein virtuelles Kraftwerk skalierbar eingebunden ist.

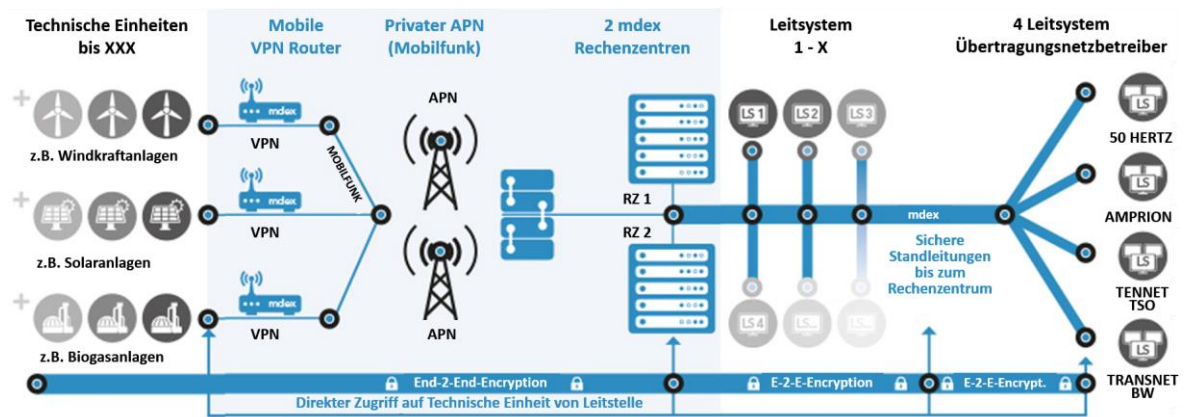


Abbildung 79: Einbindung von energetischen Anlagen in ein virtuelles Kraftwerk – bearbeitete Darstellung (vgl. mdex GmbH)

In diesem Beispielschema sind technische Einheiten, wie zum Beispiel Windkraft-, Solar- und Biogasanlagen, über mehrere sichere Verbindungen mit dem Rechenzentrum verbunden. Sowohl ein Mobile VPN Router als auch eine private APN, mit denen eine verschlüsselte VPN- sowie Mobilfunkverbindung ermöglicht werden, vernetzen die technischen Einheiten mit dem Rechenzentrum und stellen somit die Übertragung der Daten bis zum Leitsystem sicher. Dieses Leitsystem, das mithilfe einer sogenannten End-2-End-Encryption, also einer Ende-zu-Ende-Verschlüsselung, zudem auch einen direkten Zugriff auf die technischen Energieanlagen hat, leitet die Daten schließlich über sichere Standleitungen zu den Leitsystemen der jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber. (vgl. mdex GmbH)

Die ÜNB können somit die übertragenen Daten beziehungsweise die vernetzten technischen Energieanlagen für die Bereitstellung von Regelenergie verwenden.

12.3.2 Datenbild

Neben der Einbindung von Regelenergie in ein virtuelles Kraftwerk gilt es in diesem Kapitel auch, die Datenflüsse, die beim Prozess der Bereitstellung von Regelleistung anfallen, zu veranschaulichen und zu erläutern. Hierfür wurde in Anlehnung an eine von der dena zur Verfügung gestellte Grafik das folgende Datenbild erstellt.

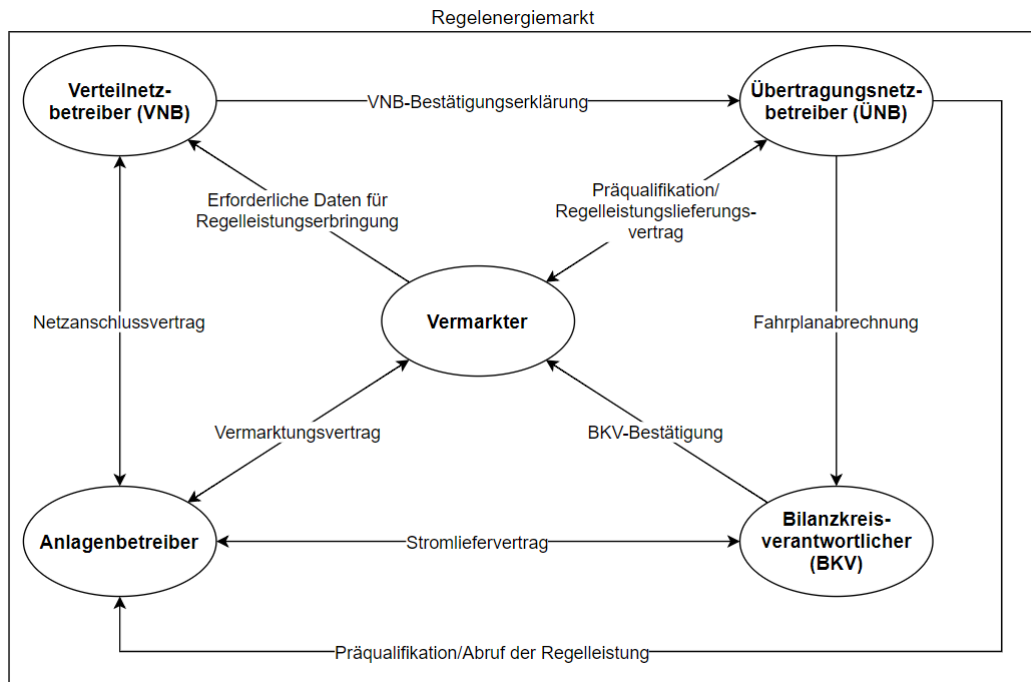


Abbildung 80: Datenbild Regelenergiemarkt - eigene Darstellung (vgl. dena)

In diesem Datenbild sind die wichtigsten Datenflüsse, die die am Prozess der Regelleistungsbereitstellung beteiligten Akteure miteinander verbinden, zusammengefasst. Hierbei wird jedoch die Annahme getroffen, dass der im Folgenden beschriebene Anlagenbetreiber nicht direkt am Regelenergiemarkt teilnimmt. Vielmehr wird mit Bezug auf das Kapitel Demand Side Management nehmend davon ausgegangen, dass der Anlagenbetreiber direkt mit einem Vermarkter verbunden ist. Dieser führt die Lasten verschiedener Anlagenbetreiber in einem Pool, also beispielsweise dem oben beschriebenen virtuellen Kraftwerk, zusammen und ist für den gesamten Prozess der Vermarktung der vom Anlagenbetreiber zur Verfügung gestellten Lasten zuständig. Im dargestellten Datenbild nimmt somit der Anlagenbetreiber, also beispielsweise ein Unternehmen, das mit einer Anlage beziehungsweise mit steuerbaren Lasten am Regelenergiemarkt teilnehmen will, eine wichtige Rolle ein. Dieser muss dafür sowohl mit dem Verteilnetzbetreiber, kurz VNB, einen Netzanschlussvertrag als auch mit dem Bilanzkreisverantwortlichen, kurz BKV, einen Stromliefervertrag abschließen. Zudem gilt auch für den Anlagenbetreiber, mit einem Vermarkter, der oben bereits kurz erläutert wurde, einen Vertrag zur Vermarktung der steuerbaren Lasten abzuschließen. Der Vermarkter stellt hierbei das Bindeglied zwischen Anlagenbetreiber und ÜNB dar. Er ist sowohl für die

Präqualifikation des gesamten Pools als auch für den Regelleistungslieferungsvertrag, den er mit den ÜNB abschließt, zuständig. Des Weiteren holt sich dieser vom jeweiligen BKV die Bestätigung ein, dass in dessen Bilanzkreis Regelleistung erbracht werden darf. Liegen dem Vermarkter nun alle erforderlichen Daten des Anlagenbetreibers, des BKV und des ÜNB vor, leitet er diese an den VNB weiter. Dieser hat schließlich die Aufgabe der Überprüfung dieser Daten. Sieht der VNB alle nötigen Voraussetzungen für die Erbringung von Regelleistung als erfüllt an, erteilt er seine Zustimmung, indem er eine Bestätigungserklärung an den ÜNB übermittelt. Der ÜNB hat letztlich noch zwei konkrete Aufgaben. Einerseits ist er verantwortlich für die Fahrplanabrechnung mit dem BKV, also die Abrechnung über die eingesetzte Minutenregelleistung. Andererseits führt er neben der bereits erwähnten Präqualifikation des gesamten Pools auch die Präqualifikation der einzelnen Anlage durch und ruft schließlich nach erfolgreicher Präqualifikation sowie im Bedarfsfall die Regelleistung beim Anlagenbetreiber direkt ab. (vgl. dena)

12.4 Zusammenfassung und Ausblick

Aufgrund eines steigenden Anteils von erneuerbaren Energien am deutschen Strommarkt und der damit verbundenen Wetterabhängigkeit können in Zukunft die Schwankungen im Stromnetz deutlich zunehmen. Hierdurch würde die Rolle der Regelenergie immer größer und bedeutender werden. Allerdings ist in dieser Arbeit auch belegt worden, dass der richtige Einsatz der Regelenergie alles andere als ein leichter ist. Vor allem die korrekte Steuerung der einzelnen Regelenergiearten, aber auch die Voraussetzungen für die Teilnahme am Regelenergiemarkt erweisen sich in dieser Thematik als äußerst komplexe Angelegenheiten. Zudem werden die ÜNB mit zunehmender Bedeutung der Regelenergie auch einer größer werdenden Verantwortung gegenüberstehen.

Im Hinblick auf das Potential von Regelenergie wurde diesbezüglich bestätigt, dass unter anderem der Bedarf an Regelleistung bis zum Jahr 2035 deutlich steigen wird. Während die Leistungspreise der einzelnen Regelenergiearten in den letzten Jahren im Allgemeinen gesunken sind, sollen diese allerdings je nach untersuchtem Szenario im Jahr 2035 einen Anstieg erleben. Diese These lässt sich auch auf die Kosten für die Vorhaltung von Regelleistung übertragen.

In Zukunft wird die Bedeutung der Verbindung von privaten Stromspeichern, virtuellem Kraftwerk und Regelenergiemarkt zunehmen. Steigen in Zukunft die Möglichkeiten, mittels eines Vermarkters, der Lasten von verschiedenen Energieanlagen in einem Pool zusammenführt, die eigens erzeugte oder gespeicherte Energie am Regelenergiemarkt anzubieten, könnte diese Thematik eine Schlüsselrolle für die Flexibilisierung darstellen.

13 Energieeffizienz

Energieeffizienz ist eine zentrale Säule der Energiewende und schafft Voraussetzungen dafür, dass in Gebäuden, in Industrieprozessen, für Mobilität und mit vielfältigen Dienstleistungen mehr Nutzen, Produktivität und Rentabilität erreicht wird. Man kann die Energieeffizienz als wirtschaftlichste, sicherste und sauberste Ressource ansehen, denn jede Kilowattstunde Energie, die nicht verbraucht wird, muss nicht umgewandelt, transportiert und insbesondere nicht bezahlt werden. Gerade die Energieeffizienz hat für Deutschland, als ressourcenarmes Land, enormes volkswirtschaftliches Potential. Die Senkung der Energiekosten reduziert gleichzeitig die Kapitalflüsse in die Exportländer (ressourcenreichen Länder) und kann somit direkt als Investition getätigt werden. Nicht nur die Wirtschaft stärkt ihre Wettbewerbsposition durch die Energieeffizienz, auch der Verbraucher hat den Vorteil der Energiekostensenkung auf seiner Seite und zusätzlich profitiert die Umwelt nachhaltig von jeder getroffenen Effizienzmaßnahme. Aus diesem Gründen hat die Bundesregierung mit dem Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz und dem Grünbuch Energieeffizienz ihre Energieeffizienzstrategie festgelegt und verfolgt diese nach dem Prinzip „Efficiency First“. (vgl. BMWi 2018f, S. 6)

13.1 Entwicklung der Energieeffizienz

Die zentralen Indikatoren für die Entwicklung der Energieeffizienz sind die primär- und endenergetische Energieproduktivität. Da die gesamtwirtschaftliche Entwicklung einen starken Einfluss auf diese Indikatoren hat, ist es zusätzlich notwendig den Energieverbrauch genauer zu betrachten, um Erkenntnisse über die Ursachen der Effizienzentwicklung zu gewinnen. In der Abbildung 81 kann man sehen, dass der Endenergieverbrauch in Deutschland seit Beginn der 1990er Jahre bis 2016 um ca. 3,5 Prozent gesunken ist. Im Vergleich zum Vorjahr ist der Endenergieverbrauch jedoch leicht gestiegen. Betrachtet man den langjährigen Trend, so ist der Energieverbrauch im Verkehrssektor gestiegen, während er in den Sektoren Industrie sowie GHD sank. Der Energieverbrauch wird im Allgemeinen durch die

effiziente Nutzung von Energie, wirtschaftliche Veränderungen und Änderungen im (Konsum-) Verhalten beeinflusst. (Vgl. BMWi 2018h, S. 18)

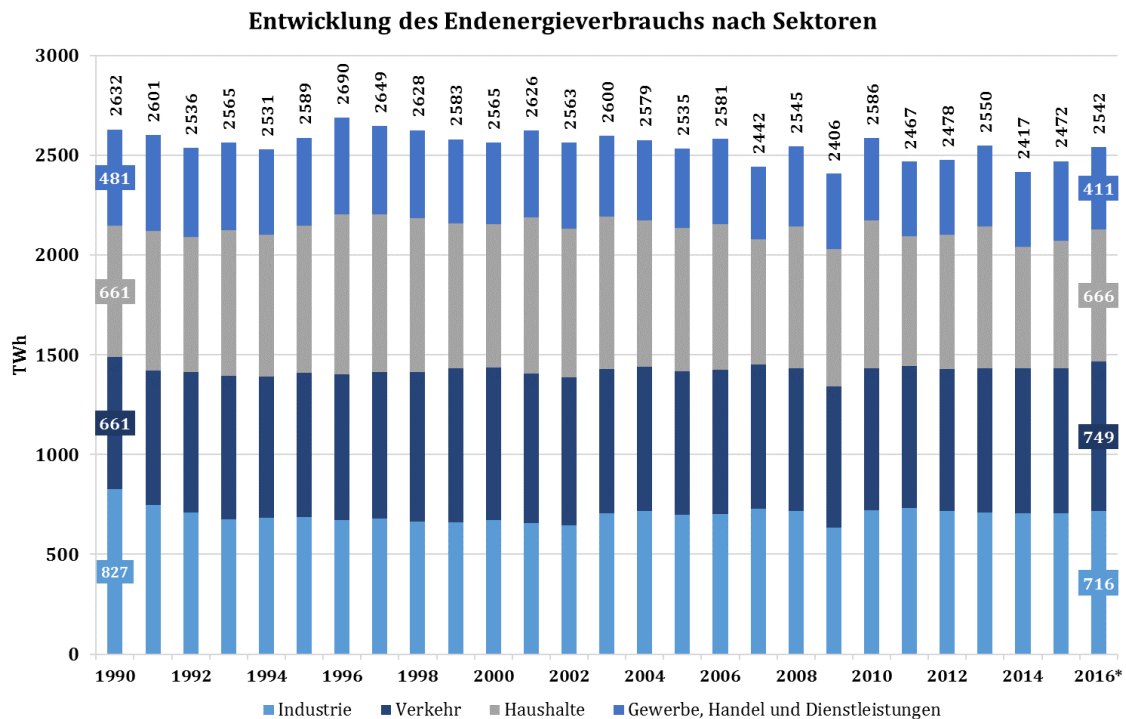


Abbildung 81: Entwicklung des Endenergieverbrauchs in den Sektoren (Quelle: AGEb)

Großen Einfluss auf die Verbrauchentwicklung haben auch Witterungsänderungen, die sich auf den Bedarf an Wärmeenergie auswirken. Im Jahr 2014 verbrauchten z. B. die privaten Haushalte aufgrund der milden Witterung 19,2 Prozent weniger Erdgas gegenüber dem Vorjahr. Kühlere Wintermonate 2015 ließen hingegen den Verbrauch wieder um 10,3 Prozent steigen. Auch der hohe EEV der Jahre 2010 und 2013 ist den sehr niedrigen Temperaturen während der Heizperiode geschuldet. Im Jahr 2016 lagen die sektoralen Anteile am Endenergieverbrauch des Verkehrs bei rund 29,5 Prozent (749 TWh), der Industrie bei 28,2 Prozent (716 TWh), der privaten Haushalte bei 26,2 Prozent (666 TWh) und des Sektors Gewerbe, Handel und Dienstleistungen bei 16,2 Prozent (411 TWh). (vgl. BMWi 2018h, S. 19)

13.1.1 Primärenergieproduktivität

Die Primärenergieproduktivität ist zwischen 1990 und 2017 um ca. 62 Prozent gestiegen. In der Abbildung 82 wird gezeigt, dass sich die Energieproduktivität im Jahr 2017 gegenüber dem Vorjahr nochmals um ca. 1,0 Prozent verbessert hat und bezogen auf den Primärenergieverbrauch betrug die durchschnittliche Wachstumsrate der Energieproduktivität 1,8 Prozent pro Jahr. Weiterhin ist zu erkennen, dass das preisbereinigte Bruttoinlandsprodukt seit 1990 um 43,3 Prozent gestiegen ist, während der PEV um 9,3 Prozent (2018) sank. Bis 2020 plant die Bundesregierung den PEV um 20 Prozent und bis 2050 um 50 Prozent zu verringern (Bezugsjahr 2008). Diese Entkopplung von Wirtschaftswachstum und PEV ist auf Effizienzsteigerungen im Umwandlungssektor, auf einen wirtschaftlicheren Einsatz der Energieträger in den Verbrauchssektoren und auf strukturelle Veränderung der Wirtschaft zurückzuführen. Der Rückgang der energieintensiven Industrie in den neuen Bundesländern nach der Wiedervereinigung oder der generelle Wandel von der Industrie- zur Dienstleistungsgesellschaft sind tiefgreifende ökonomische Veränderungen, die zu einer höheren Primärenergieproduktivität führen. (vgl. BMWi 2018h, S. 24)

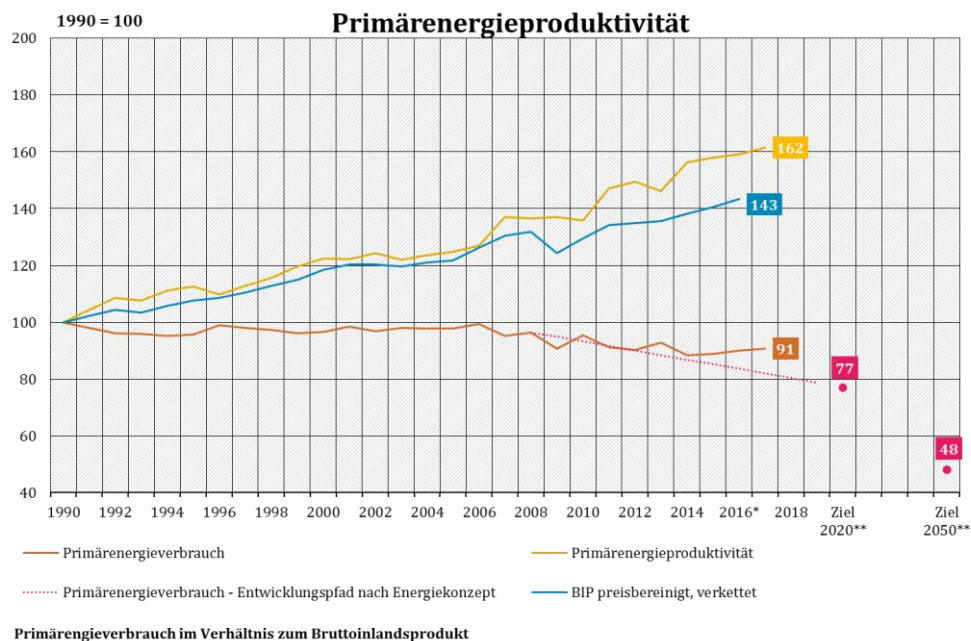


Abbildung 82: Darstellung der Primärenergieproduktivität (Quelle: AGEb)

13.1.2 Endenergieproduktivität

Im Zeitraum von 1990 bis 2016 hat sich die Endenergieproduktivität um 48,4 Prozent erhöht, was einer durchschnittlichen Wachstumsrate von ca. 1,5 Prozent pro Jahr entsprach. Von 2008 bis 2016 betrug die jährliche Zunahme der Endenergieproduktivität durchschnittlich 0,9 Prozent. Wie in der Grafik (Abbildung 83) dargestellt, ist das Bruttoinlandsprodukt seit 1990 um 43,4 Prozent gewachsen und der Endenergieverbrauch ging um 3,4 Prozent zurück. Allerdings nahm die Endenergieproduktivität im Jahr 2016 im Vergleich zum Vorjahr ab, was zurückzuführen ist auf den leichten Anstieg des Endenergieverbrauchs der letzten Jahre. Die Endenergieproduktivität erhöhte sich bisher u. a. aufgrund des Wandels der Wirtschaftsstruktur von energieintensiven Industriezweigen hin zu mehr Dienstleistungen. In allen Wirtschaftsbereichen und in privaten Haushalten konnten zudem Einsparpotentiale durch technische Energieeffizienzmaßnahmen erschlossen werden. Mit dem Entwicklungspfad nach Energiekonzept hat sich die Bundesregierung das ambitionierte Ziel gesetzt bis 2020 die Endenergieproduktivität um 27,5 Prozent und bis 2050 um ca. 138 Prozent zu steigern (Bezugsjahr 2008). (vgl. BMWi 2018h, S. 26)

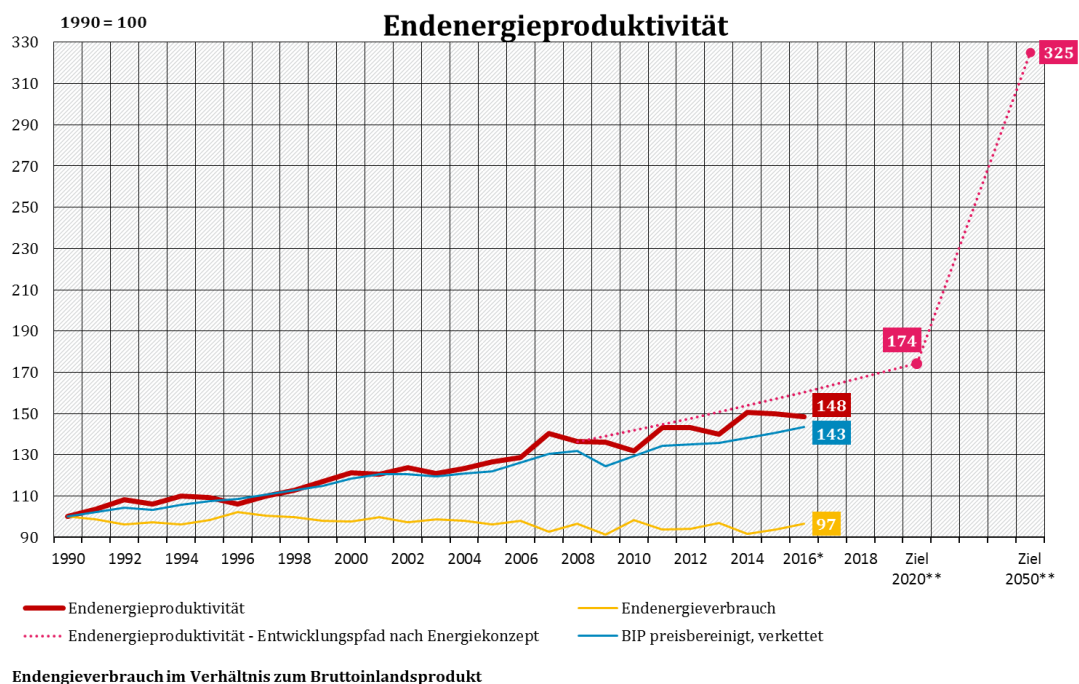


Abbildung 83: Darstellung der Endenergieproduktivität (Quelle: AGEb)

13.2 Digitalisierung als Motor für die Steigerung der Energieeffizienz

Sowohl der Ausbau der erneuerbaren Energien als auch die Steigerung der Energieeffizienz stellen wie bereits in Abschnitt 13 erwähnt und in der Abbildung 84 dargestellt, eine wichtige Säule der Energiewende dar. Beide Zielsetzungen bedingen sich gegenseitig. Energieeffizienz ist also eine Voraussetzung für ein künftig auf erneuerbaren Energien fußendes Energiesystem.

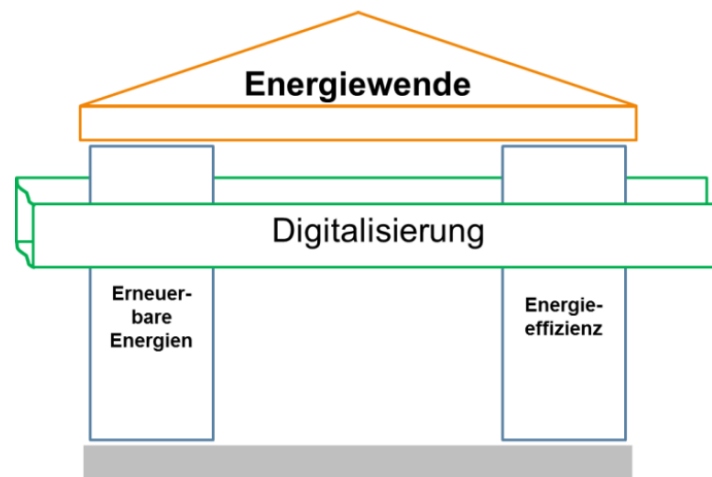


Abbildung 84: Digitalisierung als Enabler der Energiewende (Quelle: dena)

Das Ziel der Bundesregierung ein Anteil von 80 Prozent am deutschen Bruttostromverbrauch durch erneuerbare Energien abzudecken, kann nur erreicht werden, wenn zugleich die absolute Menge der benötigten Energie reduziert wird. Dies wird im deutschen Energieeffizienzziel deutlich, wonach der PEV zwischen 2008 und 2050 um 50 Prozent verringert werden soll. Gleichzeitig schreitet die Digitalisierung seit Jahren voran und ist in nahezu jeden Lebensbereich erfasst, was mit der Entwicklung und dem Angebot einer Vielzahl neuer, smarter Produkte und Dienstleistungen einhergeht, die ihren Kunden einen höheren Nutzen bzw. geringeren Aufwand (niedrigere Kosten, abnehmender Zusatzaufwand) versprechen. In der Energiewirtschaft ist dieser Trend seit einigen Jahren auch angekommen und erfasst alle Anwendungsbereiche. Bisher wurde die Digitalisierung im Kontext mit den Schlagworten Smart Grid, Smart Meter (Kapitel 4) und Smart Home (Kapitel 5) diskutiert. (vgl. Vogel und Richard 2017, S. 4)

Durch die Digitalisierung entsteht zukünftig ein Energiesystem, das durch eine vielfältige Nutzung vorhandener Infrastrukturen (z.B. Intelligente Messsysteme und Smart-Home-Anwendungen und Smartphones), durch die Verschiebung von Rollen (z.B. Prosumer, Aggregatoren, integrierte Plattformanbieter) und durch neuartige Geschäftsmodelle (z. B. Plattformlösungen, Nutzung von Gamification-Ansätzen) gekennzeichnet ist. Darüber hinaus zeigt sich eine stärkere Verschmelzung mit anderen Sektoren mit der Energiewirtschaft, wie der Industrie, der Gebäudetechnik und dem Mobilitätsbereich, bis hin zu weiter entfernten Sektoren wie dem Gesundheitsbereich oder dem Einzelhandel. Diese Entwicklung wird auch mit der Erwartung verbunden, dass die Digitalisierung einen wichtigen Beitrag für die Erreichung zentraler energiepolitischer Ziele leisten wird, insbesondere zur Steigerung der Energieeffizienz in allen Sektoren und damit zur Senkung des Primärenergieverbrauchs. Erreicht werden kann dies durch verbesserte Transparenz des Energieverbrauchs, automatisierte Analyse-/ Optimierungsmöglichkeiten oder durch die Verwirklichung sektorübergreifender Systemoptimierung. (vgl. Vogel und Richard 2017, S. 5)

Durch die Digitalisierung und damit durch die Verfügbarkeit von IKT entstehen bisher teils völlig unbekannte Möglichkeiten für neue Dienstleistungen und Geschäftsmodelle. Digitale Energiedienstleistungen (EDL) benötigen oftmals eine breite Datenbasis. Unter der Annahme diese könnte kostengünstig erhoben, verarbeitet und ausgespielt werden, liegt die Vermutung nahe, dass durch EDL Energieeffizienzpotentiale gesteigert werden können, die vielleicht bis dahin unwirtschaftlich waren. So bestehen zum Beispiel im Industriebereich durch den wachsenden Einsatz von IKT im Rahmen von Energiemanagementsystemen sowie durch das IoT die Voraussetzungen für eine Optimierung der Produktion bzw. für eine Steigerung der Produktivität (Industrie 4.0) und damit auch neue Möglichkeiten zur Analyse und Steuerung von Energieverbräuchen. Des Weiteren wachsen durch digitale Technik zunehmend die Möglichkeiten, Energieverbräuche digital zu erfassen und damit auch für den Endverbraucher umfänglicher nutzbar zu machen (Visualisierungsmöglichkeiten und automatisierte Steuerung). (Vgl. Vogel und Richard 2017, S. 4–5)

In den anschließenden zwei Abschnitten werden die wichtigsten Ergebnisse der Potentialanalyse der dena-Studie in Hinblick auf digitalen Energiedienstleistungen und deren mögliche Auswirkungen auf die Energieeffizienz für die Bereiche private Haushalte und Industrie/ Gewerbe zusammengefasst.

13.2.1 Ergebnisse der Potentialanalyse EDL für private Haushalte

In der Abbildung 85 (oben links) erkennt man deutlich positiven Zusammenhang zwischen Digitalisierungsgrad und monetärem Nutzen bei privaten Haushalten. Während Automatisierungslösungen das Energiemanagement vollständig übernehmen und damit auf den unterschiedlichen Wegen positiven monetären Nutzen generieren können (durch automatisierte Steigerung der Energieeffizienz oder durch Datenhandel), müsste bei Lösungen mit niedrigerem Digitalisierungsgrad der Privatkunde jeweils selber aktiv werden, kann dieser Aufgabe aber nicht in gleichem Maße gerecht werden. Je selbstständiger die digitale Energiedienstleistung Effizienzpotenziale erhebt (automatisierte Steuerung der Heizungsanlage), desto mehr können kleinteilige Effizienzpotenziale gehoben werden. Im Diagramm (Abbildung 85 unten rechts), das den Zusammenhang von Zusatzaufwand und Digitalisierungsgrad aufzeigt, ist ein positiver Verlauf zu erkennen. Grund hierfür ist insbesondere der erhebliche Zugewinn an Komfort, den automatisierte Lösungen für den Privatkunden mit sich bringen. Die Kosten für das Erlangen eines höheren Digitalisierungsgrads stehen dem monetären Nutzen unmittelbar entgegen. Im Privatbereich sind die Investitionskosten der Hauptbestandteil der Gesamtkosten, während die Betriebskosten eher gering ausfallen. Beim Zusatzaufwand sind vor allem die Bedenken privater Kunden hinsichtlich des Schutzes ihrer personenbezogenen Daten und der IT-Sicherheit zu erwähnen. Die Bedenken steigen mit steigenden Digitalisierungsgrad Auch wenn dies grundsätzlich für alle Formen digitaler Energiedienstleistungen gilt, ist doch davon auszugehen, dass die Skepsis mit steigendem Digitalisierungsgrad aufgrund des möglichen Kontrollverlusts durch mangelnde Kenntnisse steigt. Es ist aber damit zu rechnen, dass Nutzer nachfolgender Generationen, die mit digitalen Anwendungen aller Art aufgewachsen

sind, digitalen Energiedienstleistungen ein grundsätzlich höheres Vertrauen entgegenbringen. (Vgl. Vogel und Richard 2017, S. 24)

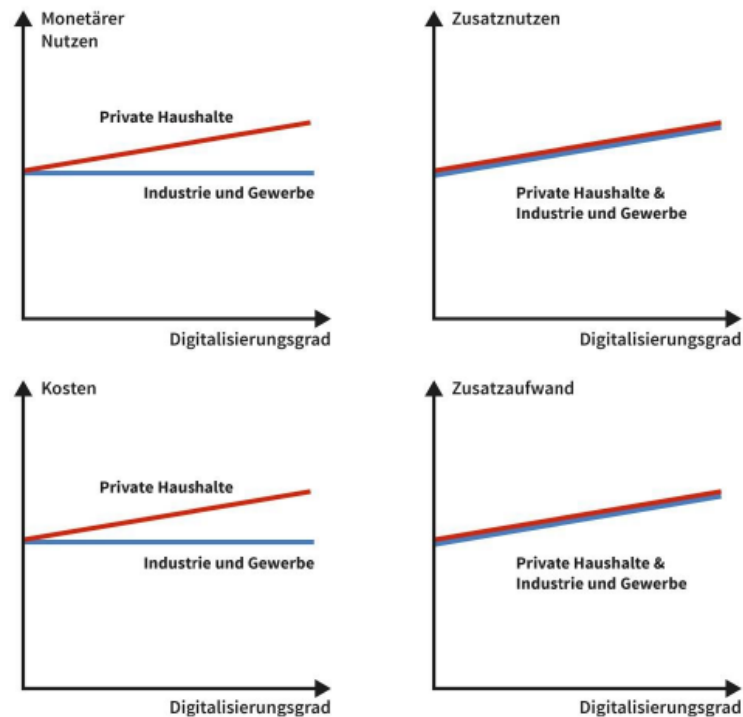


Abbildung 85: Qualitativer Einfluss des Digitalisierungsgrad auf Nutzen bzw. Aufwand (Quelle: dena)

13.2.2 Ergebnisse der Potentialanalyse EDL für Industrie und Gewerbe

Der monetäre Nutzen industrieller oder gewerblicher Kunden (Abbildung 85 oben links) zeigt einen vom Digitalisierungsgrad unabhängigen Verlauf. Einen durch höheren Digitalisierungsgrad zusätzlich erreichbaren monetären Nutzen (bspw. Energieeffizienzpotentiale) können Unternehmen alternativ durch qualifiziertes Personal generieren. Automatisierungen können hingegen beispielsweise einen Beitrag zur allgemeinen Prozessoptimierung leisten und ermöglichen einen Komfortgewinn (Zusatznutzen) bei der Anwendung, der Mitarbeiterzufriedenheit oder auch einen Imagegewinn als fortschrittliches Unternehmen. Allerdings wird der Zusatznutzen von industriellen oder gewerblichen Kunden deutlich weniger stark gewichtet. Grund hierfür ist die stärkere wirtschaftliche ausgerichtete Präferenz von Unternehmen. Ein anderes Bild ergibt sich bei Betrachtung des Aufwands (Abbildung 85 unten rechts). Hinsichtlich der Kosten ist einerseits davon auszugehen, dass sich

diese im Allgemeinen aufgrund der höheren Komplexität der digitalen EDL mit steigendem Digitalisierungsgrad erhöhen, zumal insbesondere Automatisierungslösungen weitere Hardware, wie z.B. Steuerungsmodule, benötigen. Gerade im industriellen oder gewerblichen Bereich hängt mit der Einführung von stark digitalen Verfahren, wie einem automatisierten Energiemanagement, zudem weiterer monetärer Aufwand zusammen. So bedeuten die steigenden Anforderungen an Datensicherheit und Datenschutz und insbesondere der Schutz vor möglichen Eingriffen in kritische Unternehmensprozesse nicht zuletzt teils erhebliche Mehrausgaben. Allerdings können Automatisierungslösungen auch eine signifikante Reduktion von Personalkosten ermöglichen und damit die entstandenen Mehrkosten kompensieren. Ein allgemeiner, klar positiver oder negativer Zusammenhang vom Grad der Digitalisierung und den entstehenden Kosten kann daher für den Bereich von Industrie und Gewerbe nicht festgestellt werden. Der Einsatz stark digitaler Lösungen im industriellen oder gewerblichen Kontext gehen einher mit einem erhöhten Zusatzaufwand. So steigen die Anforderungen an Datenschutz und insbesondere IT-Sicherheit mit höherem Digitalisierungsgrad. Je stärker die digitale Energiedienstleistung Eingriffsmöglichkeiten in Prozesse vorsieht, z.B. durch automatisiertes Abschalten oder Drosseln von Produktionsanlagen, desto größer ist die Gefahr, dass dieser Zugriffspfad auf die Systeme von Unbefugten zu nutzen versucht wird. Somit ist hier der Zusatzaufwand gerade im industriellen oder gewerblichen Bereich nicht zu unterschätzen. (Vgl. Vogel und Richard 2017, S. 25)

13.3 Daten

13.4 Einbindung von Energieeffizienz in die Datenthematik

Vor dem Hintergrund der Energiewende bieten sich insbesondere auch mit Digitalisierungstechnologien für Produktions- und Versorgungssysteme erhebliche Potentiale, durch einen effizienten sowie flexiblen Energieeinsatz die energiebezogenen Kosten an den Produktionsstandorten zu reduzieren. Am Beispiel der ETA- Modelfabrik am Campus der TU Darmstadt wird der Zusammenhang zwischen Daten und einen energieeffizienten und flexiblen Betrieb aufgezeigt.

13.4.1 Eine energieeffiziente Modellfabrik

Die ETA-Modellfabrik demonstriert durch eine thermohydraulische Vernetzung von Maschinen, technischer Gebäudeausstattung und dem Gebäude selbst, wie u. a. Abwärme aus dem Produktionsprozess effizient zurückgewonnen und als Nutzenergie zur Klimatisierung und Prozesswärmeversorgung zur Verfügung werden kann. Durch diese gesamtenergetische Betrachtung eines industriellen Produktionsbetriebes wird das Einsparungspotenzial erheblich erhöht, aber führt unweigerlich zu einer höheren Komplexität der interagierenden Teilsysteme. (vgl. Panten und Abele o. D.)

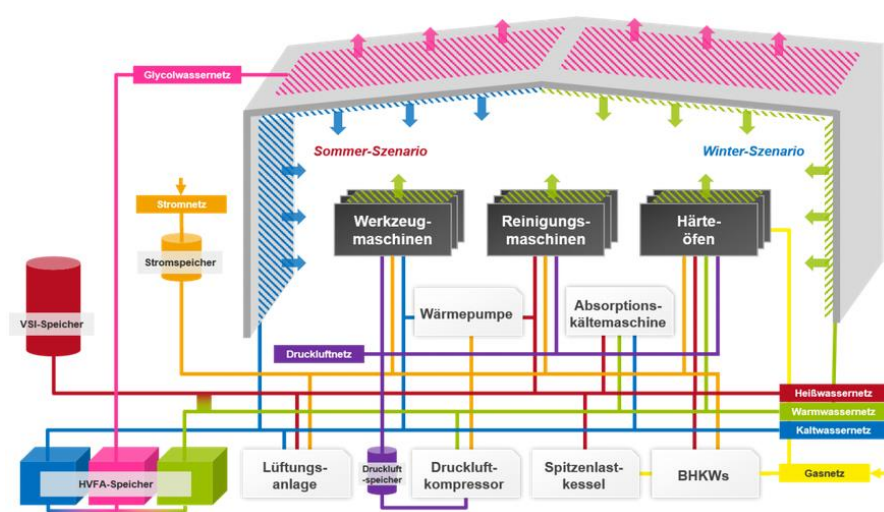


Abbildung 86: Vernetztes Energiesystem der ETA-Fabrik (Adele et al.)

Die Schlüsseltechnologien für den energieeffizienten Betrieb der Fabrik sind das Energiemonitoring und die Energieflussregelung. Die energetische Interaktion der Maschinen, Versorgungstechnik und des Gebäudes (Abbildung 86) bedarf einer intelligenten Steuerung aller beteiligten Akteure im komplexen Gesamtsystem. Zahlreiche Akteure wie Pumpen, Ventile und Energiewandler (z.B. BHKW, AKM) werden in Abhängigkeit vielfältiger Zustandssensoren sowie äußerer und innerer Einflüsse auf geeignete Weise geregelt. Durch die Energieflusssteuerung der Gebäudeautomation wird sichergestellt, dass überschüssige Abwärme möglichst

effizient abgeführt und zusätzlich benötigte Energie erzeugt, gespeichert, gewandelt und bedarfsgerecht angeboten wird. Die Vergangenheit hat gezeigt, dass in komplexen Systemen, durch fortschrittliche Regelstrategien, zusätzliche Potentiale genutzt werden können. (vgl. Panten und Abele o. D.)

Im Rahmen des BMWi geförderten Projekts PHI-Factory soll u. a. untersucht werden, wie das energetische Gesamtsystem der ETA-Fabrik sowohl energieeffizient als auch in Abhängigkeit dynamischer Energiemärkte flexibel betrieben und optimiert werden kann. Durch Die Energieflussregelung werden folgende Faktoren während des laufenden Betriebes berücksichtigt:

- technische Restriktionen der Anlagen und Systeme
- spezifische Erzeugungs- sowie Speicherkosten
- Verfügbarkeit der Medien bei Bedarfsanforderungen
inkl. möglichen Folgekosten bei Engpässen

Die dynamischen Anlagenkosten setzen sich aus den folgenden drei Faktoren zusammen:

- variablen Wirkungsgraden und Verlusten
- Opportunitäts- und Nutzungskosten (Wartungsverträge; Abschreibungen)
- dynamische Energiebezugspreise in Form von Arbeits- und Leistungspreisen durch Spitzenlasten.

Werden diese Punkte in der Regelung berücksichtigt, fungiert die übergeordnete Energieflusssteuerung gleichzeitig als optimiertes Automationssystem für die Versorgungstechnik, als Lastenspitzenmanagement sowie Demand-Response Controller in den Energiemärkten der erneuerbaren Energien. Um den Energiebedarf, die Verluste und Einflussfaktoren zu erkennen, ist eine kontinuierliche Überwachung relevanter Systemgrößen notwendig. In der ETA-Fabrik werden dafür Messpunkte in Echtzeit von insgesamt mehr als 1000 Datenpunkten mit Volumenströmen, Temperaturen, Drücken, Energie und Leistungsdaten für Strom, Druckluft, Kälte oder

Wärme aufgezeichnet und gespeichert. Die Daten sind die Grundlage für aussagekräftige Energiekennzahlen zur Überwachung der Anlagen und unterstützen die Performance der Gebäude- und Versorgungstechnikautomation. Insbesondere weisen thermische Systeme mit großer Speicherfähigkeit, physikalisch bedingt, erhebliche Trägheit auf, deshalb ist es vorteilhaft, mit intelligenten Regelkonzepten die unterschiedlichen Aktoren im System vorausschauend anzusteuern. Dafür ist die Kenntnis zukünftiger Energiebedarfe durch Korrelationsanalysen, Mustererkennung und datengestützt parametrisierte Prognosemodelle von entscheidender Bedeutung. (vgl. Panten und Abele o. D.)

13.4.2 Datenbild

In der folgenden Abbildung sind die im Abschnitt 13.4.1 erläuterten Daten- und Informationsflüsse vereinfacht dargestellt.

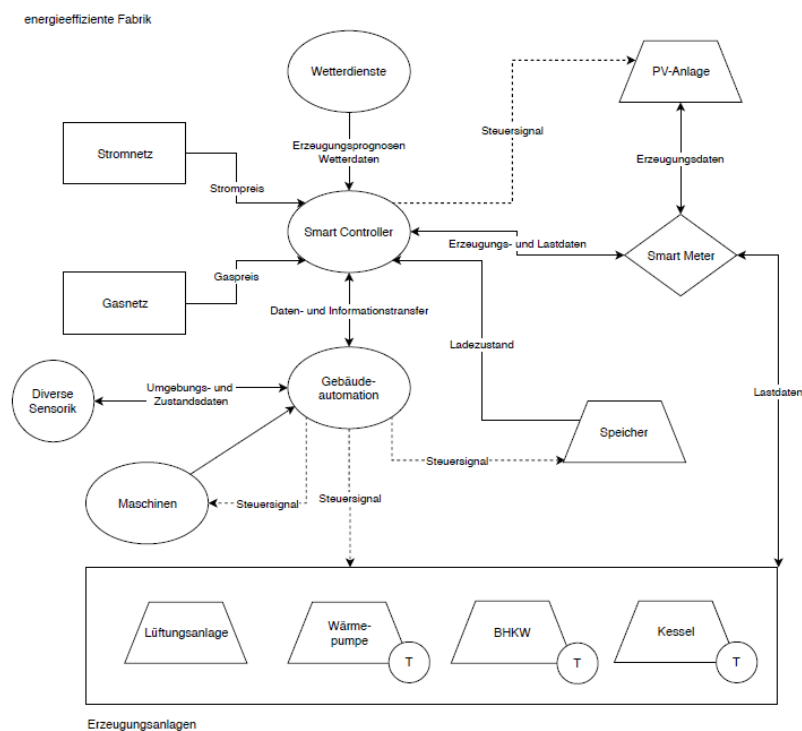


Abbildung 87: Umsetzung der Daten- und Informationsflüsse einer energieeffizienten Fabrik (eigene, vereinfachte Darstellung)

13.5 Ausblick und Zusammenfassung

Der Ausstieg aus der Kernenergie sowie die Verdrängung von Steinkohle sowohl durch Erdgas als auch erneuerbare Energien verändern den deutschen Primärenergiemix signifikant. Die stärkere Nutzung erneuerbarer Energien, die per Definition einen hohen Wirkungsgrad aufweisen, trägt zum Rückgang des Primärenergieverbrauchs bei. Dieser Rückgang ist aber auch auf Effizienzsteigerungen, beispielsweise in fossilen Kraftwerken zur Strom- und Wärmeerzeugung oder durch Kraft-Wärme-Kopplung, zurückzuführen. Ebenso trugen Energieeffizienzmaßnahmen und strukturelle Veränderungen zu einer geringeren Energienachfrage der Endverbrauchssektoren und damit zum Rückgang des Primärenergieverbrauchs bei.

Die Steigerung der Energieeffizienz hat vor allem im Industriebereich hohe Potentiale. Durch die Optimierung der Steuerung energieintensiver Prozesse sind erhebliche Energieeinsparungen möglich und die voranschreitende Digitalisierung wird einen entscheidenden Beitrag dazu leisten. Beispielhaft steht dafür die ETA-Fabrik auf dem Campus der Technischen Universität Darmstadt. Die energieeffiziente Fabrik ist zugleich Forschungsgegenstand, Großdemonstrator und Lernort. Sie vernetzt Gebäudehülle und industrielle Prozessketten technologie- und disziplinübergreifend in Einzel- und Verbundlösungen. Dadurch steigt die Energieeffizienz des Gesamtsystems. Gegenüber einer konventionellen Fabrik ergeben sich durch Verschieben der Systemgrenzen zwischen Maschinen und Gebäude wirtschaftlich realisierbare Energieeinsparpotenziale von bis zu 40 Prozent. ETA steht für Energieeffizienz-, Technologie- und Anwendungszentrum. In den Ingenieurwissenschaften bezeichnet der griechische Buchstabe „eta“ den Wirkungsgrad, eine zentrale Kenngröße von Energieeffizienz. (vgl. Hirn 2018)

Weiterhin sind die digitalen Energiedienstleistungen positiv zu erwähnen, als stellvertretend für die Digitalisierung und ihren Beitrag zur Erhöhung der Energieeffizienz. Digitale Technologien bieten großes Potenzial, um die Energieeffizienz in so unterschiedlichen Bereichen wie Privathaushalten, Industrie und Gewerbe zu steigern.

14 Blockchain und Stromhandel

Die Digitalisierung wird auch den Stromhandel entscheidend beeinflussen. Die herkömmlichen Prozesse von Abwicklungen der Lieferverträge, unabhängig ob lang- oder kurzfristig, werden mit der Digitalisierung, in Zukunft einzelne Geschäftsprozess automatisierter durchgeführt. Mit neuen Technologien, wie etwa Blockchain, können langfristig einzelne Teilmärkte im Strommarkt weiterentwickelt werden. Inwieweit Veränderungen hervorgerufen werden, wird in diesem Kapitel mit der gegenwärtigen Entwicklung des Stromhandels betrachtet. Zudem wird im Zusammenhang mit Blockchain ausführlich und unter Anwendung gegenwärtiger Kenntnisse analysiert, ob Blockchain den Stromhandel signifikant weiterentwickeln kann. (Merz 2016)

14.1 Status Quo

Der Strommarkt setzt sich aus verschiedenen Teilmärkten zusammen. Jene Teilmärkte erzeugen das Preissignal, an dem sich Erzeugung und partiell auch der Verbrauch ausrichten. Nichtvorhersehbare Schwankungen werden von den Übertragungsnetztreibern mit Regelleistung (Regelenergiemarkt) ausgeglichen. Die Teilmärkte haben die Aufgabe, einen effizienten Stromhandel zu ermöglichen und die Übertragungsnetzbetreiber, die Netzengpässe zu beheben. Gehandelt wird der Strom an Börsen, und außerbörslich, „Over the Counter“ (OTC) genannt. An den Börsen werden standardisierte Produkte in einem transparenten Verfahren ge- und verkauft. Der Handel (OTC) erfolgt am Termin-, Day-Ahead- und Intraday-Markt. Am Terminmarkt können Kontrakte für bis zu sechs Jahren in der Zukunft vereinbart werden, an der Börse mit Futures, finanziell oder physisch erfüllt, und außerbörslich physisch erfüllte Forwards. Der Spotmarkt, bestehend aus Day-Ahead und Intraday, sichert kurzfristige Lieferungen von Strommengen. Auf dem Day-Ahead-Markt werden die Stromlieferungen für den kommenden Tag gehandelt und hierfür geben Anbieter und Nachfrager ihre Gebote am Vortag bis 12 Uhr ab. Nach Abschluss der Day-Ahead-Auktion, können Marktteilnehmer auf dem Intraday-Markt sehr kurzfristig mit Strommengen für Zeitspannen von Viertelstunden bis Stundenblöcken handeln, um eventuelle Fehlmengen oder Überschüsse zu verringern und die

Erzeugung effizient zu gestalten. Der Intraday-Handel endet an der Börse derzeit 5 Minuten vor Lieferung („Gate Closure“). (BMWi 2014b)

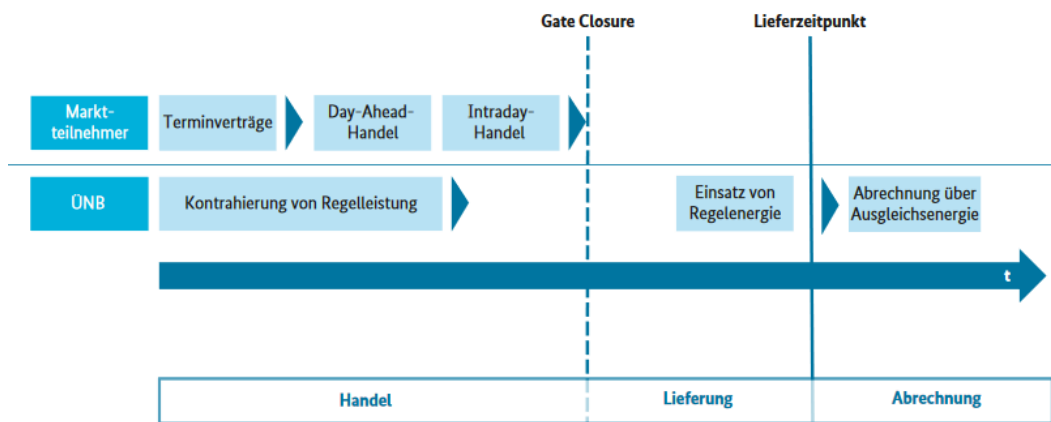


Abbildung 88: Ein Strommarkt für die Energiewende (BMWi 2014b)

14.2 Weiterentwicklung des Stromhandels

Der Strommarkt wird in den kommenden Jahren eine weitere Veränderung durchlaufen. Der Ausbau der EE wird die Dynamik im Stromhandel. Besonders auf dem Regelenergiemarkt, das im Kapitel 12 bereits umfassend beschrieben wurde. Darüber hinaus sind die europäischen Märkte weitestgehend gekoppelt, wodurch in Verbindung des erhöhten Wettbewerbs der Strom effizienter erzeugt und gehandelt wird, womit Überkapazitäten entstehen. Die Digitalisierung im Energiesektor wird ebenso Veränderungen auf dem Strommarkt hervorrufen und wird im weiteren Verlauf des Kapitels unter Anwendung der Blockchain-Technologie betrachtet. (Merz 2016)

Bereits in den letzten Jahren haben sich einige Parameter des Stromhandels stark verändert oder verschoben. An manchen Tagen decken erneuerbare Energien bereits über 90% der deutschen Last, nichtsdestotrotz werden 20 GW Erzeugung aus erneuerbaren Energien benötigt, um die entsprechenden Systemdienstleistungen zu erbringen. Als letzte Maßnahme bei Netzüberlastungen, greifen Redispatch-Maßnahmen, wodurch Abregelungen von EE-Erzeuger stattfinden und somit Entschädigungskosten (2017 bei 610 Mio €) verursachen, die für den Endverbraucher mit anfallen. (Bundesnetzagentur)

Die Ziele der Bundesregierung sieht bis 2030 einen Anteil von 65 % der erneuerbaren Energien im Strommix vor (BMWi 2014b). Daraus lässt sich erschließen, dass zum einen der sich Stromhandel vermehrt vom Terminmarkt auf den Spotmarkt verschiebt und das Eingreifen durch Redispatch und Einspeisemanagement weiter häufen werden. Daraus resultierend steigen die Entschädigungskosten und Anzahl der Tage, an denen sich negative Strompreise bilden, Im nachfolgenden Teil des Kapitels blicken wir zunächst auf einzelne Geschäftsprozesse des heutigen Stromhandels.

Bestätigung von Handelstransaktionen (Trade Confirmation):

Sobald eine „OTC“-Transaktion („over the counter“ –d.h. außerbörslich) zustande gekommen ist, tauschen sich beide Parteien die Details einer Handelstransaktion bilateral aus, um sicherzustellen, dass sich bei der Speicherung in den jeweiligen Transaktionssystemen keine Fehler vorliegen –hierfür ist im Handel kein einzelnes, „führendes“ System vorhanden. Der Abgleich der Handelsdaten erfolgt automatisiert auf Basis des eCM-Standards (electronic Confirmation Matching) (Merz 2016)

Börsliches Clearing (die Verarbeitung von Handelsdaten durch das Clearinghaus):

Zum einen ist der Zahlungsausgleich der diversen Transaktionspartner einer Börse zu organisieren, wenn hunderte von Handelsteilnehmer mit einer großen Zahl anderer Marktteilnehmer handeln, ergeben sich Zahlungsverpflichtungen. Um die folgende entstehende Vielfalt an Einzelüberweisungen zu überblicken, zerlegt das Clearinghaus jede Einzeltransaktion in zwei gleiche Teile, wobei es selbst in der Mitte als neutrale, zentrale Gegenpartie agiert (engl. CCP = Central Counterparty). Aus dem Geschäft VK zwischen Verkäufer und Käufer werden dann die Geschäfte V—CCP und CCP—K. Der CCP ist dabei einmal Käufer und auf der anderen Seite Verkäufer. „Topologisch betrachtet, besteht diese Leistung des „Payment Netting“ letztlich in der Transformation eines stark vermaschten Netzes in eine sternförmige Zahlungsbeziehung, bei der die Einzelbeträge mehrerer Zahlungsverpflichtungen zwischen CCP und einem Marktteilnehmer zusätzlich noch saldiert werden.“ Zum anderen ist eine weitere Aufgabe des Clearinghauses das Kontrahentenausfallrisiko zu übernehmen. (Merz 2016)

OTC-Clearing:

Händler können sich entscheiden, OTC-Transaktionen zu einem späteren Zeitpunkt zur Abwicklung für das Clearing zu registrieren. Im klassischen Sinne findet dieser Prozess über individuell entwickelte Schnittstellen zwischen Brokern und Clearinghäusern statt. (Merz 2016)

Fahrplananmeldung:

Die Fahrplananmeldung zeigt dem ÜNB in viertelstündlicher Auflösung geplante Erzeugung und Verbrauch im Bilanzkreis sowie die ein- und ausgehende Ströme mit dem Fahrplan an.

14.3 Blockchain

Die derzeit wohl bekannteste Form von Blockchain ist der Bitcoin. Jedoch versteht man meistens Bitcoin als digitale Währung, was er in erster Linie auch verkörpert und weniger den Transaktionsmechanismus Blockchain. Als Blockchain (deutsch: Blockkette) wird im Allgemeinen ein gemeinsam geteilter öffentlicher Datensatz bezeichnet und beinhaltet ein beglaubigtes Journal von Transaktionen. Die chronologische Aneinanderreihung der Einträge (Blöcke) wird über hochentwickelte Kryptographie sichergestellt. Blockchain verbindet Elemente, zu einem bis dato noch nicht verfügbaren Protokollsystem mit unveränderlichen Dateneinträgen. Jene unveränderlichen Dateneinträge sind das Kernelement der Blockchain, die zwar öffentlich verfügbar sind und auch von jedem zusätzlich ergänzt oder fortgeschrieben werden kann, jedoch garantiert sie durch „maximale“ Öffentlichkeit die Datensicherheit. (dena 2016)

Ein Block enthält eine bestimmte Anzahl an Transaktionen oder mehrere Transaktionen werden zu einem Block zusammengefasst: „A hat 1 Bitcoin an B gezahlt“, „B hat 2 Bitcoins an D gezahlt“ und C hat 3 Bitcoins an A gezahlt“. Sobald ein Block „voll“ ist, finden die nächsten Transaktionen im nächsten Block statt und jeder Block verweist auf den vorherigen Block. Daher ist Blockchain eine Kette von Blöcken, wobei hierbei das Hashing noch eine wichtige Rolle einnimmt. Ein Hash ist ein digitaler Fingerabdruck von Daten, den jede Transaktion enthält und somit ihn

von anderen Datensätzen unterscheidet. Die Transaktionen aus den jeweiligen Blöcken werden zu einem sogenannten Hash-Baum zusammengefasst und jeder Block wird durch einen Header beschrieben, der den Hash des vorherigen Block-Headers enthält und damit auf den entsprechenden Block verweist. (dena 2016)

Jeder Rechner (genannt: Knoten) verfügt in dem jeweiligen Netzwerk (z.B. Bitcoin) über eine Kopie der Blockchain und kann die gesamte Transaktionshistorie einsehen. Das führt dazu, dass jeder Versuch der Fälschung oder Manipulation zur Folge hätte, dass jeder einzelnen Knoten zu hacken und die Blockkette identisch zu manipulieren wäre, was bei der großen Anzahl an Knoten und summierten Rechenleistung nahezu unmöglich ist. (dena 2016)

14.4 Smart Contract

Als Smart Contract bezeichnet man einen Programmcode, der sich beim Eintritt bestimmter Bedingungen, z.B. einer Kaufpreiszahlung, automatisch ausführt, d.h. es bedarf keines menschlichen Eingreifens und keiner weiteren menschlichen Überprüfung mehr. Zudem erfolgen die vereinbarten Ausführungen automatisch und werden im Netzwerk registriert. Beispielsweise schließen Person A und Person B einen Smart-Contract. Sobald A seine Bedingung erfüllt, erfolgt eine automatisierte Aktion im Netzwerk, die vorher im Smart-Contract vereinbart wurde. (Christian Rentrop / Stephan Augsten 2017)

14.5 Mining

Blockchain bietet beim Mining ein weiteres Anwendungsfeld, das für die Stromwirtschaft von Relevanz sein könnte. Unter Mining (deutsch: schürfen) versteht man speziell in der Blockchain die Zurverfügungstellung von Rechnerleistung. Die hohe Rechnerleistung ist erforderlich, um die großen Datenmengen mit komplexen Rechenaufgaben einer Transaktion zu lösen und um die Protokolle auf alle Knoten (Rechner) zu implementieren. Als jüngstes Beispiel für das Mining im Zusammenhang mit der Energiewirtschaft, betrachten wir das Start-Up aus dem oberbayerischen Altenstadt, Blockchain-Power-Unit. Auf der Agenda des Start-Ups steht eine individuell konzipierte Hardware für Windanlagen. Das auf die Erzeugungsanlage ausgelegte System besteht aus spezialisierten Rechen- und Kommunikationseinheiten

sowie Verteiler, Zählern und Kühlvorrichtung. Die Hardware wird im Fuß der WKA installiert und soll die komplexen Rechenaufgaben lösen. Mit dem Entfall von etwa 6000 WKA aus der EEG-Vergütung ab 2021 erreichen viele WKA und andere EE-Anlagen keinen wirtschaftlichen Betrieb mehr. (Wolfgang Burmeister 2017)

Die BPU soll dies kompensieren, indem neben der Einspeisung Strom zur Rechenleistung von Blockchain-Plattformen bereitgestellt wird, womit ein weiterer Ertrag möglich wäre. Als Beispiel nahm der BPU-Chef Bitcoin und rechnete vor, dass für die Bitcoin -Mining eingesetzte kWh etwa 13,5 Cent wert sei (Stand 08/1028). Damals war ein Bitcoin noch etwa 5600 € wert. Da der Markt Schwankungen unterliegt, sind diese Angaben als Richtwert zu betrachten. Blockchain Power Unit richtet sich vorrangig auf den wirtschaftlichen Weiterbetrieb von Anlagen aus und setzt sich zum Ziel, nach Ausfall der EEG-Vergütung, den entfallenen Ertrag über Blockchain-Mining zurückzugewinnen. Im Falle von Kryptowährungen wäre es eine direkte Vergütung in Form digitaler Wertpapiere. Bei anderen Blockchain-Anwendungen, die noch in der Entstehungsphase sind, müssten entsprechende Rahmenbedingungen geschaffen werden, wie sich solch eine Belohnung zusammensetzt, in dem Rechenleistung zur Verfügung gestellt werden. (Tobias Mader 2018)

Wie hoch die Chancen und das Potential für Blockchain, lediglich für WKA betrachtet, sein könnten, zeigt die Tabelle 20. Denn so hoch der Ausbau Erneuerbarer Energien für die Stromerzeugung ist, umso höher steigen die Redispatch-Maßnahmen und die damit verbundenen Entschädigungskosten, die der Verbraucher zum größten Teil mitzutragen hat. Man sieht deutlich, dass WKA fast ausschließlich von diesen Maßnahmen betroffen sind und hier ein Bedarf der Entgegensteuerung besteht.

Tabelle 20: Netz- und Sicherheitsmaßnahmen 2017 (Eigene Darstellung (Bundesnetzagentur))

Netz- und Sicherheitsmaßnahmen WKA 2017	Menge [GWh]	Kosten [€]
Redispatch	18.456	412 Mio
Ausfallarbeit	5.518	610 Mio

Bei knapp 5.500 GWh Ausfallarbeit in Deutschland im Jahre 2017, und damit verursachten Entschädigungszahlungen von mehr als 1 Milliarden Euro, könnte Blockchain und individuelle Hardwaresysteme am Fuße von WKA zur Verringerung der Kosten beitragen und gleichzeitig überschüssige Strommengen kommerziell genutzt werden. Dass Hardwaresysteme, wie die der BPU, alleine für den Weiterbetrieb von WKA und zur vollständigen Eliminierung der Redispatch-Maßnahmen sorgen könnten, ist bisher utopisch. Dennoch könnte BPU einen wichtigen Ansatz diesbezüglich setzen. Bedenkt man zusätzlich, dass negative Strompreise an manchen Tagen der Normalität entsprechen, so bieten sich auf Blockchain spezialisierte Hochleistungsrechner zusätzlich zur Stromabnahme an. Daraus könnten für Verkäufer Kosteneinsparungen erfolgen.

14.5.1 Weitere Anwendungsbereiche und Ausblick

Ein weiterer Bereich, wo Blockchain zur Anwendung kommen könnte, ist das Vernetzen von Heimspeicher. Sonnen GmbH und Tennet Holding führten ein Pilotprojekt durch, indem 6000 Heimspeicher über Blockchain vernetzt und Daten ausgetauscht werden. Auf Basis dieser Daten soll ein Beitrag zur Netzstabilität geleistet werden, indem beispielsweise online Ladezustände analysiert werden, die anonymisiert über Blockchain protokolliert werden. Ziel ist es dadurch sekundenschnell auf mögliche Engpässe zu reagieren und die vernetzten Heimspeicher als weitere Flexibilitätspotentiale für Netzstabilität zu nutzen (Germanwatch 2018)

Man kann aus allen genannten Anwendungsbereichen von Blockchain schließen, dass sich einerseits bezüglich Kryptowährungen die Technologie größtenteils bewährt hat, aber diese zur weiteren Digitalisierung in der Energiewirtschaft noch in den „Kinderschuhen“ steckt. Das Thema wird in der Branche viel diskutiert und verbreitet viel Optimismus. Aber zunächst muss sich Blockchain in Bereichen bewähren, in denen Transaktionen eine direkte und elementare Rolle spielen, beispielsweise im Handel an der Strombörse. Denn hier finden sich in der Wertschöpfungskette, wie die Abbildung 89 zeigt, mehrere Bereiche, die durch Blockchain erleichtert werden können. (Merz 2016)

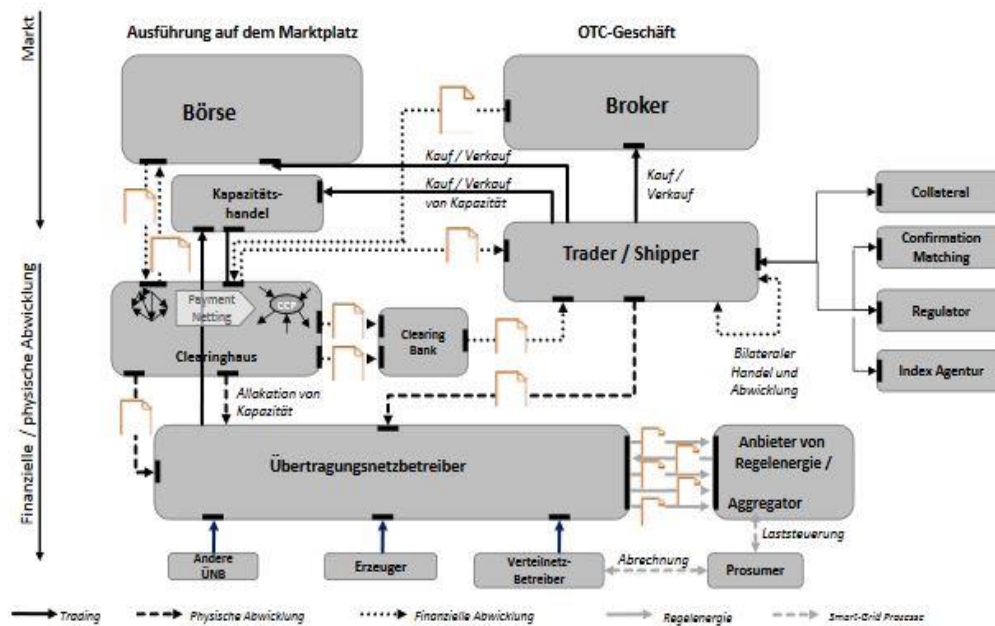


Abbildung 89: Einsatzpotenziale der Blockchain im Energiehandel (Merz 2016)

Wie und ob sich das Mining zukünftig in der Energiewirtschaft als fester Bestandteil etablieren wird, hängt nun von der Realisierbarkeit ab. Hierfür müssen definitiv Netzausbau und insbesondere der Breitbandausbau für das Internet erfolgen, um die benötigte Geschwindigkeit des Datenflusses gewährleisten zu können. Der Energiemarkt, ob von Blockchain entscheidend beeinflusst oder eher weniger, wird mit hoher Wahrscheinlichkeit langfristig von dieser Technologie profitieren. Man erkennt bei näherer Betrachtung, dass die Anwendungsbereiche, vor allem im Zusammenhang mit Smart Contracts breit gefächert sind.

15 Datenmanagement

Datenmanagement und Datenflüsse waren bereits elementarer Bestandteil in Unternehmen und Behörden, lange bevor Teilprozesse digitalisiert und automatisiert worden sind. Mit der immer fortschreitenden Automatisierung der Datenverarbeitung und Datenverwaltung, kommt es zu aufwendigeren und schnelleren Prozessen in der IT-Infrastruktur von Unternehmen. Daher ist ein optimales Datenmanagement ein fundamentaler Erfolgsfaktor für jedes Unternehmen und deren Geschäftsprozessen. Dabei handelt es sich um den spezifischen Umgang mit Daten und ihrer ausgerichteten Form für Projektmanagement, Arbeitsorganisation und Steuerung aller Prozesse, die dadurch möglichst effizient und zielorientiert die Unternehmensstrategie verfolgt. (Daniel Liebhart 2014)

Datenmanagement beinhaltet neben der Verarbeitung und Verwaltung auch den Schutz sensibler Daten. Nach der im Mai 2018 in Kraft getretenen EU-Datenschutzgrundverordnung wurden dieser verschärft und auf viele Bereiche ausgeweitet. Der Schutz sensibler Daten ist bei den entsprechenden Anlagen über das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik definiert. Darüber hinaus entstehen aufgrund exponentiell steigender Datenmengen neue Geschäftsmodelle im Bereich Datenmanagement. Bereits jetzt sind in Unternehmen, Abteilungen und bestimmte Berufsfelder speziell für die automatisierte Verwaltung und Austausch aller Datensätze zuständig, die das Zusammenspiel der einzelnen Komponente im Datenmanagement berücksichtigen. Insbesondere wenn das Stichwort Big Data fällt, sind Maßnahmen notwendig, um die großen Informationsmengen zu verarbeiten, da die herkömmlichen Methoden nicht mehr ausreichen bzw. ohnehin seit einigen Jahren in bestimmten Bereichen nicht mehr zur Anwendung kommen. (vgl. dena 2018b)

Unter Datenverarbeitung versteht sich das Sammeln, Sichten, Speichern und Auswerten von digitalisierten Informationen. (Wissen.de) Das Sammeln von Daten setzt voraus, dass der Zugriff auf bestimmte Informationen vorhanden ist, während Sichten und Auswerten aller Information die Qualität der Daten überprüft. Datenqualität ist dementsprechend dafür verantwortlich, welchen Nutzen die jeweiligen Informationen für die Strategie und das Ziel für Unternehmen hervorbringen. (Stefan Lubert/Nico Litzel 2017)

15.1.1 Data Governance

Ein wichtiger Begriff, um den vollständigen Umgang mit Daten zu erläutern, ist Data Governance. Eine genaue Definition lässt sich weder in der Theorie noch in der Praxis gezielt herstellen. Die allgemeine Formel, mit der man Data Governance in Verbindung bringen kann, ist das einzuhaltende Regeln im Umgang mit Informationen vorgegeben sind. Die Aufgaben beinhalten in etwa die Planung, Kontrolle und Bereitstellung von Daten. Zudem bezieht sich Data Governance ursprünglich auf die Verteilung von Zugriffsrechten und zusammenhängenden Aufgabenbereiche in Unternehmen. Im Rahmen der Data Governance wird darüber hinaus gewährleistet, dass alle rechtliche Vorgaben, wie zum Beispiel Datenschutz, eingehalten werden. Darüber hinaus erfüllt Data Governance das Erkennen und Vermeiden von Risiken, Nutzungspotentiale im Unternehmen und Kostenminimierung bei Datenspeicherung und -verwaltung. Demnach fallen unter Data Governance die vier Kernbereiche Data Quality, Data Privacy, Data Maintenance und Data Compliance. (Michaela Tiedemann 2018a)

In jedem dieser Bereiche geht es um die Verteilung der Rollen, Sicherstellung der Einhaltung von Standards und Definition von Prozessen (Siehe Abbildung 90).

Data Governance

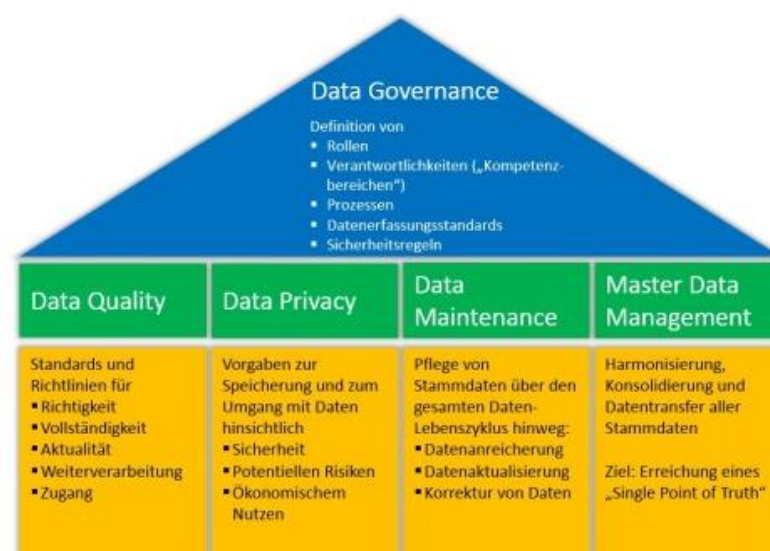


Abbildung 90: Darstellung der Teilbereiche der Data Governance (Dr. Matthias Pfeffer)

Data Quality stellt sicher, dass Daten in vollem erfasst werden, für die Weiterarbeitung geeignet und entsprechend vorbereitet sind, sowie die Regelung und Gewährleistung des Datenzugangs.

Data Maintenance zielt auf Datenanreicherung, Datenkorrektur und Pflege von Stammdaten ab.

Data Privacy stellt sicher, dass alle relevanten Standards unter Sicherheitsaspekten und Vertraulichkeit gegenüber dem Kunden eingehalten werden.

Data Compliance oder Master Data Management hält die gesetzlichen Standards, ethischen und moralischen Richtlinien sowie firmeninterner Standards und Richtlinien ein. (Michaela Tiedemann 2018a)

Daraus resultieren einige Vorteile, die Data Governance hervorhebt, wie Zeitersparnis durch deskriptive Metadaten, Standardisierung von Zugriffsprozessen oder auch Vertrauen in die digitale Transformation. Besonders in der tiefgreifenden Digitalisierung von Geschäftsprozessen, die fast vollständig datenbasiert ablaufen, sind bestimmte Anwendungen von enormer Bedeutung.

Master Data Management (deutsch: Stammdaten-Management) bezieht sich auf die Aktivitäten von Stammdaten eines Unternehmens. Stammdaten, welcher wiederum Grundinformationen über relevante Objekte, wie Produkte, Kunden, Lieferanten und Mitarbeiter enthalten. (Helmut Beckmann 2016)

15.2 Datenschutz und kritische Infrastruktur

Im bisherigen Verlauf des Kapitels ist bereits aufgezeigt worden, welche Unmengen an Datenflüssen zustande kommen. Mit der digitalen Transformation steigen diese dementsprechend weiter exponentiell an, da die Energieversorgung und deren sicherer Betrieb zunehmend von den Funktionen der IT-Infrastruktur abhängen. Dabei ist der Aspekt „Schutz kritischer Infrastruktur“ von besonderer Bedeutung im Zuge der Digitalisierung in der Energiewirtschaft. (dena 2018b)

15.2.1 Datenschutz in der Energiewirtschaft

Der Datenschutz in der Energiewirtschaft lässt sich aus juristischer Perspektive bezüglich der Relevanz und Anwendung in verschiedene Datenarten unterscheiden:

- personenbezogene Daten
- anonyme Daten
- Maschinen- und Industriedaten

In der EU-DSGVO ist der personenbezogene Datenschutz folgendermaßen definiert und betrifft besonders personenbezogene Datenschutzvorschriften:

„Im Sinne dieser Richtlinie bezeichnet der Ausdruck „personenbezogene Daten“ alle Informationen über eine bestimmte oder bestimmbare natürliche Person („betroffene Person“); als bestimmbar wird eine Person angesehen, die direkt oder indirekt identifiziert werden kann, insbesondere durch Zuordnung zu einer Kennnummer oder zu einem oder mehreren spezifischen Elementen, die Ausdruck ihrer physischen, physiologischen, psychischen, wirtschaftlichen, kulturellen oder sozialen Identität sind“.
(EU-DSGVO, Artikel 2, Ziffer a)

Berücksichtigt werden muss hierbei insbesondere bei anonymen und pseudonymisierten Daten, dass für Rückschlüsse auf die Identität einer Person nicht zwingend der Name für die Zuordnung nötig ist. Daher können beispielsweise auch bei anonymisierten Daten die Richtlinien gelten, sofern keine Rückschlüsse auf die Person sichergestellt werden kann, wohingegen bei Maschinen- und Industriedaten keine spezifischen Datenschutzvorschriften gelten, sondern vorrangig individualvertragliche Regelungen. (dena 2018b)

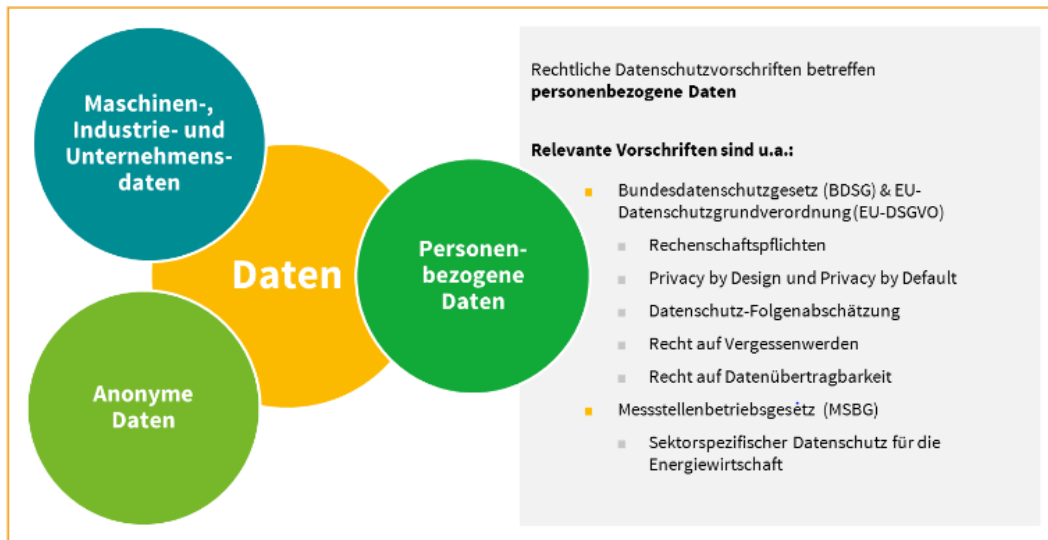


Abbildung 91: Datenschutz und Datensicherheit (dena 2018b)

Bis 25. Mai 2018 waren in Deutschland die Datenschutzvorschriften im Bundesdatenschutzgesetz (BDSG) oder Telemediengesetz (TMG) definiert und wurden durch die neue EU-weite DSGVO ersetzt. Neben den allgemeinen Datenschutzvorschriften gelten aus dem Messstellenmessbetrieb (MSBG) weitere spezifischen Vorschriften für die Energiewirtschaft und es werden im Zusammenhang mit der EU-DSGVO grundlegende Neuerungen hervorgebracht, die von Bedeutung sind und in Abbildung 4 unter dem Punkt Relevante Vorschriften aufgezählt.

Mit der *Rechenschaftspflicht* wird der Verantwortliche per Gesetz zum Nachweis der sogenannten „Compliance“ verpflichtet, womit in etwa Verbrauchern die Aufgabe abgenommen wird, sich selbstständig bei jedem Unternehmen einzeln zu deren Datenschutzrichtlinien zu informieren, da diese nun ohnehin Rechenschaft zur Einhaltung der Vorschrift leisten müssen. Hiermit soll gewährleistet werden, dass der Datenerfasser die vorgegeben Maßnahmen zur Transparenz, Zweckbindung, Datenminimierung, Richtigkeit und Speicherbegrenzung sowie Integrität und Vertraulichkeit der Daten kontinuierlich umsetzt. (dena 2018b)

Privacy by Design und *Privacy by Default* schreibt vor, dass Datenschutz durch Technik und datenschutzfreundliche Voreinstellungen umgesetzt werden. Zudem

sollen bereits im Entstehungsprozess von Angeboten und Produkten Aspekte des Datenschutzes berücksichtigt und verankert werden.

Durch die Neuerung im DSGVO soll das *Recht auf Vergessenwerden* ausgeweitet werden. Verantwortliche werden zur Löschung von persönlichen Daten verpflichtet. Unter Berücksichtigung von verfügbaren Technologien sind sie verpflichtet auch bei Dritten, die diese Daten, Kopien, Links etc. verwenden, eine Beseitigung der Daten herbeizuführen. Ähnlich ist es beim *Recht auf Übertragbarkeit*. Als verantwortlicher „Erfasser“ personenbezogener Daten ist man in der Pflicht, Daten in einem interoperablen Format zu sichern, um diese auf Wunsch der betroffenen Person an Dritte für weitere Nutzungen zu übertragen, beispielsweise vergangene Verbrauchsdaten beim Wechsel eines Energieversorgers. (dena 2018b)

Das Messstellenbetriebsgesetz als sektorspezifischer Datenschutz für die Energiewirtschaft in der heutigen Fassung wurde mit dem „Gesetz zu Digitalisierung der Energiewende“ (GDEW) im August 2016 ergänzt. Es setzt die Grundlage für die Nutzung der Messdaten aus modernen Messgeräten und intelligenten Messsystemen wie Smart Meter und schreibt die technischen Mindestanforderungen für die eingesetzte Technik und Systeme bezüglich IT-Sicherheit, Datenschutz und Interoperabilität vor. Damit das definierte Sicherheitsniveau gewährleistet werden kann, müssen die verwendeten Systeme gemäß den Vorschriften des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik zertifiziert sein. Zusätzlich sind im Messstellenbetriebsgesetz und den damit einhergehenden Schutzprofilen und technischen Richtlinien „Privacy by Design“-Grundsätze verankert. Speziell im dritten Teil des MSBG „Regelungen zur Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen“ wird bestimmt, welcher Akteur welchen Daten zu welchem Zweck zugreifen/verwenden darf und wann welche Daten zu eliminieren sind. Verpflichtende Datenübermittlung wird ausschließlich für die energiewirtschaftlich notwendigen Anwendungsfälle vorgesehen wie etwa das Abrechnen von Stromverbräuchen. Dabei sind folgende Akteure zum Umgang mit den Daten berechtigt: (dena 2018b)

- Messstellenbetreiber,
- Netzbetreiber,
- Bilanzkoordinatoren,
- Bilanzkreisverantwortliche
- Direktvermarktungsunternehmer nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz
- Energielieferanten

Alle darüber hinaus gehende Datenübertragungen dürfen nur mit der Einwilligung des Verbrauchers stattfinden (BDSG, § 4a)

15.2.2 Kritische Infrastruktur

Mit zunehmender Automatisierung der Geschäftsprozesse im Rahmen der Digitalisierung und der damit erhöhten Vielzahl an Datenflüssen, weitet sich dementsprechend auch die IT-Infrastruktur aus. Dadurch ist die Infrastruktur einer erhöhten Gefahr von Cyber-Angriffen ausgesetzt. Zunehmende Vernetzung einzelner IT-Komponente und die daraus wachsende Abhängigkeit ist eines von vielen Beispielen, die zur Verletzlichkeit der eingesetzten Systeme führen können und sich ebenso negativ auf die Netzstabilität auswirken können.

In diesem Zusammenhang wurde 2015 das IT-Sicherheitsgesetz überarbeitet und über das BSI mit dem Gesetz über das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI-Gesetz -BSIG) angepasst. Hierbei lag der wesentliche Fokus auf den Schutz kritischer Infrastrukturen und beinhaltet dahingehend die grundsätzlichen Sicherheitsanforderungen und Meldepflichten für die Betreiber kritischer Infrastrukturen. Im Energiesektor werden als „kritische Dienstleistungen“ aufgrund ihrer besonderen Bedeutung für das Funktionieren des Gemeinwesens die Stromversorgung, Gasversorgung, Kraftstoff- und Heizölversorgung und Fernwärmeversorgung definiert. Bei der Stromversorgung beinhaltet das alle Teilbereiche der Wertschöpfung wie Erzeugung, Übertragung und Verteilung. Für jeden Bereich werden Schwellenwerte (Abbildung 92) festgelegt, sodass ab einer

bestimmten Anlagengröße ein besonderes Kriterium für das Funktionieren des Gemeinwesens angenommen wird. (dena 2018b)

Anlagenkategorie	Schwellenwert
Erzeugungsanlage; dezentrale Energieerzeugungsanlage; Speicheranlage	420 MW installierte Netto-Nennleistung (elektrisch)
Anlage oder System zur Steuerung; Bündelung elektrischer Leistung	420 MW installierte Netto-Nennleistung (elektrisch)
Stromnetze	3.700 GWh/Jahr entnommene Jahresarbeit durch Letztverbraucher
Zentrale Anlage und Systeme für den Stromhandel, soweit diese den physischen kurzfristigen Spothandel und das deutsche Marktgebiet betreffen	200 TWh/Jahr Handelsvolumen an der Börse
Messstelle	420 MW Leistung der angeschlossenen Verbrauchsstellen bzw. Einspeisung

Abbildung 92: Schwellenwerte nach der BSI-Kritisverordnung (Stromversorgung) (dena 2018b)

Unternehmen müssen selbstständig prüfen, ob sie von den jeweiligen Schwellenwerten betroffen sind. Eine der zentralen Anforderungen an die Sicherheit von Informationstechnik von kritischen Infrastrukturen ist in § 8a BSIG enthalten und fasst zusammen, dass betroffene Unternehmen zunächst selbstständig entsprechende Maßnahmen einleiten und gewährleisten müssen. Zusätzlich sind hinsichtlich der Einhaltung beim „Stand der Technik“ die Risiken abzuwägen. Sie stehen in der Pflicht, alle zwei Jahre die Erfüllung dieser Anforderungen, analog zum TÜV bei PKWs, durch Prüfungen oder Zertifizierungen nachzuweisen.

Darüber hinaus hat für Betreiber von Energieversorgungsnetzen der § 11 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) überlagernde Bedeutung. Denn neben den allgemeinen Vorschriften zum sicheren Ablauf von Energieversorgungsnetzen werden im § 11 (1a) EnWG alle Netzbetreiber dazu verpflichtet, einen sicheren Betrieb zur „angemessenen Schutz gegen Bedrohung für Telekommunikations- und elektronische Datenverarbeitungssysteme“ zu gewährleisten. Die Bundesnetzagentur wird hierfür in Zusammenarbeit mit dem BSI ein IT-Sicherheitskatalog fassen, bei deren zertifizierter Einhaltung von einem angemessenen Schutz ausgegangen wird.

Zentrale Elemente des IT-Sicherheitskatalog beinhaltet für Netzbetreiber die Einführung und Etablierung eines Informationsmanagementsystems (ISMS) auf Basis der internationalen Norm ISO/ IEC27001, die keine technischen Anforderungen, sondern einen geordneten Prozess umfasst. Dabei wird die Anfälligkeit vorhandener IT-Systeme analysiert, um entsprechende Gegenmaßnahmen einzuleiten. (dena 2018b)

Ein weiterer wichtiger Aspekt des IT-Sicherheitskatalogs ist das Aufstellen eines Netzstrukturplans. Hierbei muss der Netzbetreiber eine Übersicht erstellen, die alle im „Geltungsbereich des IT-Sicherheitskatalogs betroffenen Anwendungen, Systeme und Komponenten mit den anzutreffenden Haupttechnologien und deren Verbindungen aufführt“. (dena 2018b)

Enorme Bedeutung hat die Benennung eines Ansprechpartners für die IT-Sicherheit, denn die Unternehmen sind dazu angehalten gegenüber der BNetzA einen Ansprechpartner für IT-Sicherheit zu bestimmen, der die Koordination und Kommunikation mit der Behörde ausführt. Er muss verfügbar sein muss, um über den Umsetzungsstand der Anforderungen sowie auftretende sicherheitsrelevante Vorfälle Auskunft geben zu können. Zusammenfassend sind in Abbildung 93 der Zusammenhang zwischen den rechtlichen Vorschriften zur IT-Sicherheit in der Energiewirtschaft im Zusammenhang mit kritischen Infrastrukturen dargestellt.

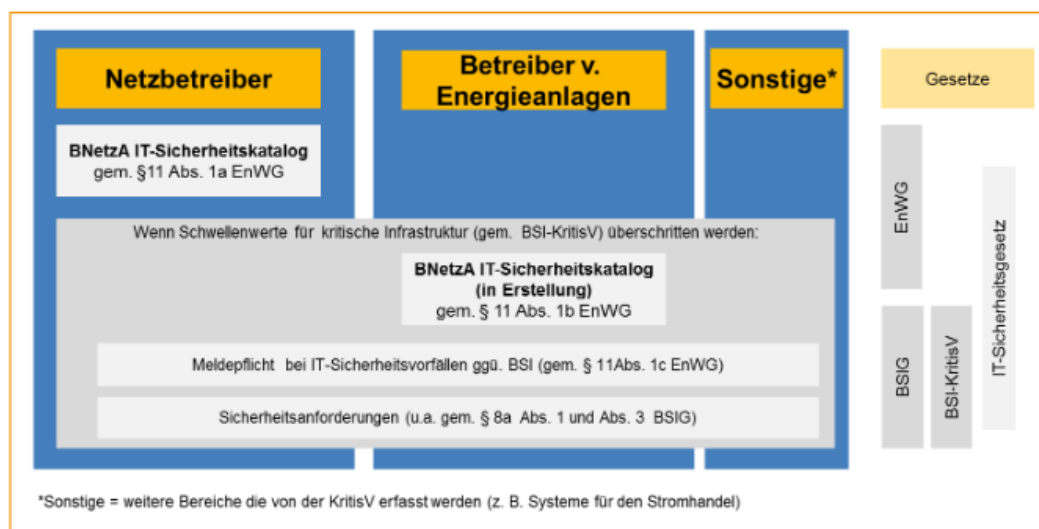


Abbildung 93: Status quo Datenschutz und Datensicherheit (dena 2018b)

15.3 Datenbasierte Geschäftsmodelle

Aufgrund der digitalen Transformation und der ausgeweiteten IT-Infrastruktur ergeben sich Risiken hinsichtlich der Netzstabilität. Demzufolge ergeben sich Geschäftsmodelle, die sich speziell dem Bereich widmen werden. Neben den bereits heute verwendeten Software-Lösungen zur Abwehr vor Cyber-Angriffen, werden vermehrt auf Daten fokussierte Dienstleistungen in Erscheinung treten, die die Analyse der Informationen noch effizienter in den einzelnen Geschäftsstrategien und Geschäftsprozessen gewinnbringend verankern. (dena 2018b)

15.3.1 Smart Data Management

Smart Data ermöglicht die Erkennung von Mustern und Zusammenhängen, um die bestmögliche Entscheidung oder Prognose für die Zukunft zu treffen. Dabei liegt der Fokus auf Datenqualität, die die Basis für korrekte Entscheidung bildet. Daraus lässt sich ableiten, dass mit der Optimierung des privaten Haushalts unter Nutzung von Elektroenergie, Smart Metering der bedeutende Antreiber ist. Mit der Studie des BMWi zum flächendeckenden Einsatz von Smart Metering bis 2022 (zehn Millionen digitale Zähler, damit zwei Drittel aller Haushalte betroffen) bilden Smart Meter die Grundlage für ein intelligentes Stromnetz (Smart Grid) der Zukunft. Smart Grid verbindet Erzeuger und Verbraucher sowie Speicher und fördert den Austausch von Zustandsinformationen, womit die aufeinander folgende Abstimmung zwischen Angebot und Nachfrage zu einer schnellen Reaktionszeit auf Schwankungen führen kann. Die Funktionsweise lässt sich nur dann sicherstellen, wenn die Verarbeitung der Daten von Millionen Verbrauchern in kurzer Zeit realisiert werden kann. Das intelligente Stromnetz setzt sich in Zukunft aus einer großen Zahl von technischen Systemen zusammen, die durch Datendienste miteinander verbunden sind. Diese bestehen aus der Erfassung, Speicherung, Verarbeitung und Visualisierung aller technischen und betriebswirtschaftlich Daten und komplexen Optimierungsrechnungen. Energieversorgungsunternehmen könnten demzufolge Smart-Data Lösungen nutzen, beispielsweise in einer Cloud mit Ketten von modular aufgebauten und gesetzten IT-Services, um Energiepreise besser auf bestimmte Kundengruppen auszurichten. Abschließend lässt sich mit Smart-Data-Technologien

und deren Echtzeitfähigkeit die IT-Sicherheit optimieren. Da bei Cyber-Kriminalität auch die Geschwindigkeit der Verbrechen stetig steigt, lassen sich anhand Smart Data Muster von Übergriffen herausarbeiten, womit man sich schnell ein Bild über die Sicherheitslage im Unternehmen machen kann, um auf mögliche Bedrohungen zu reagieren. (BMW 2017)

15.3.2 Machine Learning

Machine Learning als Teilbereich der künstlichen Intelligenz ist in der Lage durch Erkennen von Muster in vorliegenden Datenbeständen, eigenständig Lösungen für Probleme zu finden. Auf Grundlage vorhandener Informationen werden sie in die Lage versetzt, Algorithmen, Muster und Gesetzmäßigkeiten zu erkennen und entsprechende Lösungen zu finden oder zu entwickeln. Die aus den Daten gewonnenen Erkenntnisse lassen sich verallgemeinern und für neue Analysen und Problemlösungen für bis dahin unbekannte Daten verwenden. Um der Software eigenständiges lernen und lösen von Problem zu ermöglichen, ist ein vorangegangenes menschliches Handeln nötig. Systeme müssen beispielsweise zunächst mit den für das Lernen relevanten Daten und Algorithmen versorgt werden. Hinzu kommt das Aufstellen von Regeln des Datenbestands und das Erkennen von Mustern. Sind die Regeln definiert und die Datenbestände liegen vor, können Systeme mit maschinellem Lernen unter anderem folgendes gewährleisten: (Stefan Lubert/Nico Litzel 2016)

- Relevante Daten finden, extrahieren und zusammenfassen,
- Vorhersagen auf Basis der analysierten Daten treffen,
- Wahrscheinlichkeiten für bestimmte Ereignisse berechnen,
- sich an Entwicklungen eigenständig anpassen und
- Prozesse auf Basis erkannter Muster optimieren

Durch Machine Learning könnten zukünftig Energiedienstleister durch Visualisierung von Stromverbräuchen mehr Transparenz in die Verbrauchsdaten seiner Kunden und somit ein Benchmark für den Vertrieb und das Marketing erhalten. In diesem Rahmen

könnten Stromverbräuche von bestimmten Nutzungsarten wie beispielsweise in der Industrie, Supermärkte oder Schulen analysiert und charakterisiert werden, um Maßnahmen zu ergreifen und um etwa abwanderungswilligen Kunden entgegensteuern. Die Lösung sieht zunächst die Ermittlung der Stromverbräuche der einzelnen Kundensegmente auf Jahresebene vor. (Michaela Tiedemann 2018b)

Beispielsweise ist es von elementarer Bedeutung alle Informationen bezüglich Gebäude (Erstellungsjahr, Grundfläche, Geschosszahl), Entwicklung der Stromverbräuche oder Kundensegment, um am Ende ein Visualisierungstool für die einzelnen Bereiche zu realisieren, um entsprechende Muster zu visualisieren.

Weitere Geschäftsmodelle sind Smart-Remote Services, die anhand von Betriebsdaten technische Dienstleistungen ausführen und im Zusammenspiel mit Machine Learning Fernwartungen durchführen können. Vor allem kann erschwerter Zugriff auf operativer Ebene durch den Menschen erzielt werden. Darüber hinaus kann auch Data Mining eine tragende Rolle spielen, die bisher im Marketing, Finanz- und Versicherungswesen oder im Onlinehandel Verwendung finden. Die Kernaufgaben von Data Mining, grob übersetzt Querverbindungen und Trends erkennen, sind das Klassifizieren und Segmentieren von Daten, um Prognosen, Abhängigkeiten und Abweichung zu erkennen.

16 Fazit

In Deutschland sollen im Jahr 2030 65% des erzeugten Stroms aus regenerativen Erzeugungslängen gewonnen werden. Damit ist mit einer verstärkten Energieeinspeisung fluktuierender Energiequellen zu rechnen. Der alleinige Ausbau erneuerbaren Energien und die Reduktion der Energieumwandlung aus fossilen Energieträgern reicht jedoch nicht aus, um die Ziele des Klimaschutzplanes bis 2050 zu erreichen. Nur durch die konsequente Steigerung und Investition in Energieeffizienzmaßnahmen und -technologien in allen Sektoren werden diese Ziele realisierbar. Auch die gezielte Nutzung der im Zuge der Digitalisierung entstehenden Datenmengen sowie das intelligente Messen und Steuern von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen ist ein wichtiger Baustein für die erfolgreiche Gestaltung der Energiewende. Ein besonderer Fokus sollte dabei auf den Bereichen Versorgungssicherheit, Regelenergie, Speichertechnologien, Demand Side Management, Sektorkopplung, Elektromobilität, Smart Home, Blockchain und virtuellen Kraftwerken liegen. Die erarbeitete Studie hat gezeigt, inwieweit sich die einzelnen Bereiche zukünftig entwickeln und welche Potentiale bezüglich der Digitalisierung bestehen.

Die Versorgungssicherheit des deutschen Stromnetzes ist seit Jahren auf konstant hohem Niveau und im internationalen Vergleich der führenden Industriestaaten das Maß der Dinge. An dieser Situation wird sich aufgrund der Weiterentwicklung der Systemdienstleistungen und des stetigen Netzausbaus auch die voranschreitende Transformation des Energiesystems nichts ändern. Zukünftig wird sich das konventionelle Stromnetz aufgrund des wachsenden Einsatzes digitaler Techniken wie Sensoren, intelligenter Messsysteme, Planungs- und Steuerungssoftware und Echtzeitdatenmanagementsysteme zu einem Smart Grid weiterentwickeln, um die steigende Anzahl dezentrale, volatile Erzeuger, Verbrauch und Speichertechnologien integrieren und steuern zu können. Die gezielte Nutzung der im Zuge der Digitalisierung entstehenden Datenmengen ermöglicht die Steigerung der Energieeffizienz und ist somit die Voraussetzung für die erfolgreiche Gestaltung der Energiewende.

Der Regelenenergiemarkt spielt bereits heute eine enorm wichtige Rolle für die deutsche Energiewirtschaft. Da aber auch der Bedarf an Regelleistung vor allem durch die steigende Bedeutung von erneuerbaren Energien in Zukunft deutlich größer wird, existieren hierbei erhebliche Potentiale für die deutsche Energieversorgung. Aufgrund der Tatsache, dass bei der Bereitstellung von Regelleistung, unter anderem auch im Zusammenhang mit der Einbindung in virtuelle Kraftwerke, eine große Anzahl an auszuwertenden Daten anfallen, hält das Themenfeld des Regelenenergiemarktes sehr viele Chancen und Potentiale für die Digitalisierung bereit.

In Bezug auf die Thematik der *Speichertechnologien* lässt sich zusammenfassend sagen, dass vor allem die Heimbatteriespeicher, die bereits hervorragend in deutschen Privathaushalten integriert sind, zukünftig äußert große Potentiale aufweisen können. Auch im Hinblick auf Power to Gas, das aktuell noch als potentiell zukünftige Flexibilitätsoption angesehen wird, ist die Potentialanalyse für die Jahre 2030 und 2050 besonders im optimistischen Szenario sehr positiv ausgefallen. Aufgrund der diesbezüglich erläuterten großen Anzahl an anfallenden Daten, beispielweise auch in Verbindung mit der Einbindung in virtuelle Kraftwerke, existieren somit in der Thematik der Speichertechnologien große Potentiale im Bereich Digitalisierung.

Auch dem *Demand Side Management* bietet die Digitalisierung einige Chancen. Mit der Fortschreitung der Digitalisierung müssen mehr Anreize geschaffen werden Demand Side Management aktiv im privaten und im industriellen Sektor zu betreiben. Ein Beispiel wäre ein speziell, dafür ausgelegter, flexibler Stromtarif. In der stromintensiven Industrie werden bereits häufig Energiemanagementsysteme verwendet. Diese werden jedoch in der Regel benutzt, um von der Sonderform der Netznutzung zu profitieren und haben nicht das primäre Ziel, im Sinne des Demand Side Management ihre Lasten flexibel zu vermarkten. Hier können durch eine Anpassung der StromNEV und eine vereinfachte Präqualifikation, Anreize geschaffen werden. Durch den stetigen Zuwachs an Daten ist vor allem der Fokus auf die Standardisierung der Datenschnittstellen, -übertragung und -sicherheit zu legen. Bietet beispielsweise ein Industrieunternehmen seine Flexibilität über einen

Vermarkter an, so sollte der Abruf der Lasten standardisiert ablaufen und garantiert werden, dass keine Produktionsdaten weitergegeben werden.

Die Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr ist gegenwärtig noch sehr schwach ausgeprägt. Für einen erfolgreichen Klimaschutz ist die Verzahnung der Sektoren jedoch unerlässlich. Die Wärmeversorgung ließe sich weitgehend über Wärmepumpen oder synthetisches Gas auf Basis regenerativen Stroms elektrifizieren. Im Verkehrsbereich sollten aufgrund des hohen Wirkungsgrades hauptsächlich Batteriebetriebene Fahrzeuge zum Einsatz kommen. Im Güter- und Personalverkehr werden Oberleitungen und Brennstoffzellen eine wichtige Rolle spielen. Bei der Luft- und Schifffahrt wird es notwendig bleiben, auf synthetische und Biokraftstoffe zurückzugreifen. Die Umstellung der gesamten Energieversorgung auf fluktuierenden, regenerativen Strom, erfordert eine intensive Vernetzung aller drei Sektoren. Nur so kann sichergestellt werden, dass sich Erzeugung und Verbrauch jederzeit im Gleichgewicht bewegen. Die Digitalisierung bildet dabei die Grundlage eines nachhaltigen Energieversorgungssystems und ist die einzige Chance den Pariser Klimaschutzverpflichtungen gerecht zu werden.

Die Elektrifizierung des Verkehrs hängt maßgeblich vom Ausbau der Ladeinfrastruktur ab. Nur mit einer Verdichtung der Ladepunkte kann die Akzeptanz in der Bevölkerung gefördert werden. Wirtschaftliche Anreize können nicht nur beim netzdienlichen Laden für zusätzliche Impulse sorgen. Auch Themen wie Zugänglichkeit, Einfachheit und Datensicherheit sind für die Nutzer von zentraler Bedeutung. Neben der Koordination der gesteuerten Ladevorgänge, werden auch für Bezahlung, länderübergreifendes Roaming und das Verkehrsmangement neue Informations- und Kommunikationssysteme notwendig. Da der Wandel des Verkehrssystems gerade erst begonnen hat, bietet die Digitalisierung ein enormes Potential um den Umstieg von fossilen Kraftstoffen auf regenerative Energieträger zu fördern und die Markthochlaufphase der Elektromobilität einzuleiten.

Das Smart Home hat bereits Einzug in viele Privathaushalte gehalten und wird zukünftig bei der Planung des Eigenheims eine noch größere Rolle spielen. Bereits 2017 wurde in Deutschland in dieser Branche ein Umsatz von 2,8 Mrd. € verzeichnet. Damit liegt Deutschland weltweit auf dem dritten Platz direkt hinter China und den USA. Bis 2030 könnte sich das Umsatzvolumen ungefähr verfünffachen und auf 13 Mrd. € ansteigen. Das ist abhängig von der Verbreitung und Akzeptanz des Smart Homes, welche durch ein Smart-Home-Ready-Siegel oder herstellerunabhängige Standards gesteigert werden können. Aus energiewirtschaftlicher Sicht sind im Smart Home eine Vielzahl an sinnvollen Anwendungen vorhanden, welche ohne Komforteinbußen zu Energieeinsparungen führen. In einem Privathaushalt können dadurch Einsparung von bis zu 20 % Bereich Wärme realisiert werden. Auf ganz Deutschland bezogen entspricht das einem Einsparpotential von 125 TWh. Dem gegenüber steht ein steigender Standby-Verbrauch der benötigten Überwachungs- und Vernetzungskomponenten in Höhe von 6,2 TWh. Doch schon eine Einsparung von 5 % des jährlichen Energieverbrauchs reicht aus, um in einem Privathaushalt Kannibalisierungseffekte durch Smart-Home-Anwendungen wettzumachen.

Blockchain hat neben dem Finanzsektor auch in der Energiewirtschaft Fuß gefasst. Während im Finanzsektor als Kryptowährung und dezentrale Finanzabwicklung, kommt Blockchain in der Energiewirtschaft für mehrere Bereiche in Frage. Da im Bereich des Energiehandels viele Finanztransaktionen stattfinden, befindet sich hierfür zunächst die naheliegendsten Potentiale. Vor dem Hintergrund der digitalen Transformation und der Veränderung des Energiemarkts, wird Blockchain eine entscheidende Rolle einnehmen. Beispielsweise wird sich der Handel, aufgrund dem Ausbau der Erneuerbaren Energien, vom Terminmarkt zum großen Teil auf den Spotmarkt und Regelenenergiemarkt verschieben. Daher ist eine schnellere, kostengünstigere und effizientere Abwicklung beider Handelsparteien erforderlich. Dennoch muss erwähnt werden, dass die Blockchain-Technologie in allen Bereichen der Energiewirtschaft noch am Anfang steht. Das Mining für Blockchain aller Art könnte sich in Deutschland als elementares Werkzeug zur Wirtschaftlichkeit von EE-Anlagen beitragen, aber lediglich einen geringfügigen Anteil zur Digitalisierung einer gesamten Branche.

Virtuelle Kraftwerke vereinen Stromerzeuger, -nachfrager und -speicher in einem System. Dies hat zur Folge, dass sie nahezu in allen Bereichen des Energiemarktes partizipieren können. Essenziell für den Betrieb ist die Beschaffung und Verarbeitung von Daten. Diese fallen in allen Bereichen des Virtuellen Kraftwerks an. Prognose-, Erzeugungs-, und Verbrauchsdaten müssen erfolgreich in der Steuerzentrale integriert und in Echtzeit verarbeitet werden. Nur durch eine hohe Reaktionsgeschwindigkeit kann das Optimum am volatilen Energiemarkt erzielt werden. Deshalb ist es von großer Bedeutung die richtigen IT-Komponenten auszuwählen und im System zu integrieren. Durch die Einführung und Benutzung von Standards kann der Austausch zwischen den Anlagen in Zukunft weiter optimiert werden.

Ein optimales Datenmanagement ist die Grundlage zur Digitalisierung. Je mehr Datensätze sich generieren, umso komplexer ist die Einordnung und dessen wirtschaftlicher Nutzen. Mit der immer weiter ausbreitenden IT-Infrastruktur im Energiesektor, nimmt der Bereich Datenmanagement zukünftig eine noch bedeutendere Rolle ein. Die Geschwindigkeit aller Geschäftsprozesse steigt kontinuierlich an, sodass Lösungen zur effizienten Verwaltung bzw. Verarbeitung aller Datensätze unausweichlich sind. Die im Mai 2018 in Kraft getretene DSGVO wird eine zusätzliche Herausforderung im Umgang mit Daten darstellen und kritische Infrastrukturen noch mehr ins Auge fassen.

Literaturverzeichnis

50 Hertz; Amprion; Tennet; Transnet BW (2018): Präqualifizierte Leistung in Deutschland. Hg. v. 50 Hertz, Amprion, Tennet und Transnet BW. Online verfügbar unter https://www.regelleistung.net/ext/download/pq_capacity, zuletzt geprüft am 19.01.2019.

50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH: Abschaltbare Lasten. Hg. v. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH. Online verfügbar unter <https://www.regelleistung.net/ext/static/abla>.

50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH: FAQ REGELLEISTUNG. Online verfügbar unter <https://www.regelleistung.net/ext/download/faq>, zuletzt geprüft am 12.02.2019.

50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH: Markt für Regelleistung in Deutschland. Online verfügbar unter <https://www.regelleistung.net/ext/static/market-information>, zuletzt geprüft am 12.02.2019.

50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH: Präqualifikation für die Vorhaltung und Erbringung von Regelreserve. Online verfügbar unter <https://www.regelleistung.net/ext/static/prequalification>, zuletzt geprüft am 12.02.2019.

50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH: Präqualifizierte Anbieter je Regelenergieart. Online verfügbar unter <https://www.regelleistung.net/ext/download/anbieterliste>, zuletzt geprüft am 12.02.2019.

50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2019): Abrufwerte der Abschaltbaren Lasten. Hg. v. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH. Online verfügbar unter <https://www.regelleistung.net/ext/static/abla>, zuletzt geprüft am 17.02.2019.

acatech (2017): Sektorkopplung. Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems. Hg. v. Deutsche Akademie der

Technikwissenschaften e. V. (acatech). München. Online verfügbar unter https://www.akademienunion.de/fileadmin/redaktion/user_upload/Publikationen/Stellungnahmen/ESYS_Analyse_Sektorkopplung.pdf, zuletzt geprüft am 17.02.2019.

acatech und Körber-Stiftung (2018): Technik Radar 2018. Hg. v. acatech und Körber-Stiftung, zuletzt geprüft am 15.05.2019.

Adele, Eberhard; Schneider, Jens; Beck, Martin; Andreas, Maier (eds.): ETA - die Modellfabrik, Energieeffizienz weiter gedacht. Unter Mitarbeit von Eberhard Adele, Jens Schneider, Martin Beck und Maier (eds.) Andreas.

AEE e.V.: Energiewendeatlas 2030. Hg. v. AEE e.V., zuletzt geprüft am 17.02.2019.

AEE e.V. (2016): Metaanalyse. Flexibilität durch Kopplung von Strom, Wärme & Verkehr. Hg. v. Agentur für Erneuerbare Energien e.V. (AEE). Berlin. Online verfügbar unter

http://www.forschungsradar.de/fileadmin/content/bilder/Vergleichsgrafiken/meta_sektorkopplung_042016/AEE_Metaanalyse_Flexibilitaet_Sektorkopplung_apr16_fixe_d.pdf, zuletzt geprüft am 15.02.2019.

Agora Energiewende (2018): Stromsektor 2030 – Energiewirtschaftliche Auswirkungen von 65% Erneuerbare Energien und einer Reduktion der Kohleverstromung im Einklang mit den Sektorzielen des Klimaschutzplans. Agora Energiewende und Aurora Energy Research. Berlin, zuletzt geprüft am 09.03.2019.

Albersmann, Joachim; Dütsch, Gunther; Theile, Hannes; Erken, Emre (2016): Markt und Technik virtueller Kraftwerke. Hg. v. PricewaterhouseCoopers AG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft (PwC), zuletzt geprüft am 17.02.2019.

Amprion GmbH; 50Hertz Transmission GmbH; TransnetBW GmbH; TenneT TSO GmbH (2017): Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017. zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Hg. v. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH und TenneT TSO GmbH, zuletzt geprüft am 10.03.2019.

Andy Neidert (2016): Das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende – Die regulatorische Umsetzung - Google-Suche. Hg. v. Energieabteilung Bundesnetzagentur EEG Clearingstelle. Berlin. Online verfügbar unter <https://www.google.com/search?client=firefox-b->

d&q=Das+Gesetz+zur+Digitalisierung+der+Energiewende+%E2%80%93+Die+regulatorische+Umsetzung, zuletzt geprüft am 09.03.2019.

Anke Eßer, Michael Haendel, Marian Klobasa (2016): Möglichkeiten für grenzüberschreitenden Handel mit lastseitigen Flexibilitäten in Deutschland, Frankreich, Schweiz und Österreich im Rahmen des Pilotprojekts Demand Side Management Baden-Württemberg. Hg. v. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI. Karlsruhe, zuletzt geprüft am 19.01.2019.

BfJ: Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG). § 11 Betrieb von Energieversorgungsnetzen. Online verfügbar unter https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/_11.html, zuletzt geprüft am 11.02.2019.

BMVI (2018): Verkehr in Zahlen 2018/2019. Hg. v. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI). Flensburg. Online verfügbar unter https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Publikationen/G/verkehr-in-zahlen_2019-pdf.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 17.02.2019.

BMWi (2014a): IKT für Elektromobilität II. Smart Car – Smart Grid – Smart Traffic. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Berlin. Online verfügbar unter https://www.digitale-technologien.de/DT/Redaktion/DE/Downloads/Publikation/IKT-EM/ikt2-broschuere-deu.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 17.02.2019.

BMWi (2014b): Ein Strommarkt für die Energiewende. Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch). Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (Berlin).

BMWi (2015): Die Energie der Zukunft. Vierter-Monitoring-Bericht zur Energiewende. Hg. v. BMWi. BMWi. Berlin, zuletzt geprüft am 09.04.2019.

BMWi (2016): Monitoringbericht zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität. nach § 51 EnWG, zuletzt geprüft am 17.02.2019.

BMWi (2017): Smart Data – Innovationen aus Daten. Ergebnisbroschüre. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Berlin. Online verfügbar

unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Digitale-Welt/smart-data-innovationen-aus-daten.pdf?__blob=publicationFile&v=23.

BMWi (2018a): Bruttostromerzeugung in Deutschland 2017 in TWh. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Infografiken/Energie/bruttostromerzeugung-in-deutschland.html>, zuletzt geprüft am 13.02.2019.

BMWi (2018b): Energiedaten. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Berlin. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/energiedaten-gesamt.xls.xls?__blob=publicationFile&v=61, zuletzt geprüft am 17.02.2019.

BMWi (2018c): Energiedaten: Gesamtausgabe. Hg. v. BMWi.

BMWi (2018d): Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2017. Hg. v. BMWi, zuletzt geprüft am 17.02.2019.

BMWi (2018e): Erneuerbare Energien in Zahlen. BMWi, zuletzt geprüft am 17.02.2019.

BMWi (2018f): Sechster Monitoring-Bericht zur Energiewende, zuletzt geprüft am 17.02.2019.

BMWi (2018g): Sechster Monitoring-Bericht zur Energiewende - Die Energie der Zukunft. Berichtsjahr 2016. BMWi. Berlin. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/sechster-monitoring-bericht-zur-energiewende.pdf?__blob=publicationFile&v=29, zuletzt geprüft am 05.11.2018.

BMWi (2018h): Energieeffizienz in Zahlen 2018. Entwicklung und Trends in Deutschland 2018. Hg. v. BMWi. BMWi. Berlin. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energieeffizienz-in-zahlen-2018.pdf?__blob=publicationFile&v=8, zuletzt geprüft am 03.11.2018.

BMWi (2019): Kommission "Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung". Abschlussbericht. Berlin, zuletzt geprüft am 17.02.2019.

BNetzA: Netzausbau - Leitungsvorhaben. Hg. v. BNetzA. Online verfügbar unter <https://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/de.html>, zuletzt geprüft am 09.03.2019.

BNetzA: Smart Meter. Hg. v. BNetzA. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Verbraucher/NetzanschlussUndMessung/SmartMetering/SmartMeter_node.html, zuletzt geprüft am 09.03.2019.

BNetzA: Wer trägt die Kosten für Einbau und Betrieb der digitalen Messsysteme? Hg. v. BNetzA. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/FAQs/DE/Sachgebiete/Energie/Verbraucher/NetzanschlussUndMessung/MsBG/FAQ_Kosten_Preisobergrenze.html?nn=706202, zuletzt geprüft am 10.03.2019.

BNetzA (2019): Netz- und Systemsicherheit. Hg. v. Bundesnetzagentur. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netz_Systemsicherheit/Netz_Systemsicherheit_node.html, zuletzt geprüft am 17.02.2019.

BNetzA; BKartA (2018): Bericht. Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2018/2019 sowie das Jahr 2020/2021. Hg. v. Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt. Bonn, zuletzt geprüft am 17.02.2019.

BNetzA; BKartA (2019a): Monitoringbericht 2018. Unter Mitarbeit von Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Bonn.

BNetzA; BKartA (2019b): Monitoringbericht 2018. Hg. v. Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt. Bonn, zuletzt geprüft am 17.02.2019.

Bomberg, Christian; Brauns, Patrick; Feske, Lukas; Früh, Sebastian; Grundmann, Robert A.; Hönniger, Stefan et al. (2018): Strommarkt 2050. Analyse möglicher Szenarien der Entwicklung des deutschen und mitteleuropäischen Strommarktes bis zum Jahr 2050. Hg. v. Fachhochschule Erfurt, zuletzt geprüft am 05.11.2018.

BSI (2019): Standardisierungsstrategie zur sektorübergreifenden Digitalisierung nach dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende. Hg. v. BSI, zuletzt geprüft am 09.03.2019.

Buber, Tim; Gruber, Anna; Klobasa, Marian; Roon, Serafin von (2013): Lastmanagement für Systemdienstleistungen und zur Reduktion der Spitzenlast. In: *Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung* 82 (3), S. 89–106. DOI: 10.3790/vjh.82.3.89.

Buchholz, Bernd; Bühner, Volker; Dipl.-Ing. Glausinger, Wolfgang; Kleimaier, Martin (2008): Smart Distribution 2020 Virtuelle Kraftwerke in Verteilungsnetzen. Technische, regulatorische und kommerzielle Rahmenbedingungen. Hg. v. Verband der Elektrotechnik Elektrotechnik Informationstechnik e.V. Frankfurt am Main, zuletzt geprüft am 17.02.2019.

BUND e.V. (2018): Smarte Rahmenbedingungen für Energie- und Ressourceneinsparungen. Hg. v. BUND e.V., zuletzt geprüft am 15.02.2019.

Bundesnetzagentur (20.04.2018): Pressemitteilung. Bundesnetzagentur gibt Netzreservebedarf bekannt. Bonn, zuletzt geprüft am 17.02.2019.

Bundesnetzagentur (18.06.2018): Pressemitteilung. Bundesnetzagentur veröffentlicht Zahlen zu Redispatch und Einspeisemanagement für 2017. Bonn, zuletzt geprüft am 17.02.2019.

Bundesnetzagentur (05.10.2018): Pressemitteilung. Versorgungsunterbrechnungen Strom 2017. Bonn. Wulff, Fiete, zuletzt geprüft am 17.02.2019.

Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt: Monitoringbericht 2018.

Bundesregierung (16.08.2016): Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten. (Verordnung zu abschaltbaren Lasten - AbLaV), vom 22.12.2016, zuletzt geprüft am 20.01.2019.

Christian Rentrop / Stephan Augsten (2017): Was ist ein Smart Contract.

Connect Energy Economics (2015): Aktionsplan Lastmanagement. Endbericht einer Studie von Connect Energy Economics. Hg. v. Agora Energiewende. Berlin, zuletzt geprüft am 15.01.2019.

Consentec GmbH (2014): Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt.

Consentec GmbH, F. e.V.G.H. (2016): Notwendiger Daten- und Informationsbedarf zur Gewährleistung einer sicheren Netz- und Systemführung im Übertragungsnetz. Aachen. Online verfügbar unter https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Ver%C3%B6ffentlichungen/Gutachten%20zum%20Energieinformationsnetz/Consentec-FGH_4UeNB_Datenbedarf-EIN_GA_komplett.pdf, zuletzt geprüft am 17.02.2019.

Daniel Liebhart (2014): Die vier Säulen guten Datenmanagements. Online verfügbar unter <https://www.computerwoche.de/a/die-vier-saeulen-guten-datenmanagements,2555587>.

EU-DSGVO: Datenschutzgrundverordnung.

Deloitte (2018): Smart Home Consumer Survey 2018. Ausgewählte Ergebnisse für den deutschen Markt. Hg. v. Deloitte, zuletzt geprüft am 15.05.2019.

dena: Daten für das Demand Side Management. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Online verfügbar unter <http://www.dsm-bw.de/demand-side-management/dsm-in-meinem-unternehmen/daten-fuer-das-dsm/>, zuletzt geprüft am 16.02.2019.

dena: Demand Side Management: Die Akteure am Regelleistungsmarkt. Online verfügbar unter <http://www.dsm-bw.de/erloese-erzielen/markt-fuer-regelleistung/akteure/>, zuletzt geprüft am 14.02.2019.

dena (2016): Blockchain in der Energiewende. Unter Mitarbeit von Christoph Burger, Andreas Kuhlmann, Richard Philipp und Jens Weinmann. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Berlin.

dena (2017): dena-Innovationsreport Systemdienstleistungen. Aktueller Handlungsbedarf und Roadmap für einen stabilen Betrieb des Stromsystems bis 2030. Unter Mitarbeit von Stefan Mischinger, Hannes Seidl, Elie-Lukas Limbacher, Sebastian Fasbender und Frederik Stalleicken. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Berlin. Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9239_Innovationsreport_Systemdienstleistungen.pdf, zuletzt geprüft am 06.01.2019.

dena (2018a): dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Berlin. Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf, zuletzt geprüft am 17.02.2019.

dena (2018b): dena-Analyse Datenschutz und Datensicherheit. Status quo, Herausforderungen und Handlungsbedarf im Rahmen der Digitalisierung der Energiewirtschaft. Unter Mitarbeit von Elie-Lukas Limbacher, Richard Philipp und Lukas Vogel. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Berlin. Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9255_dena-Analyse_Datenschutz_und_Datensicherheit.pdf, zuletzt geprüft am 28.05.19.

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR); Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES); Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE) (Hg.) (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Stuttgart. Online verfügbar unter https://www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resources/bilder/portal/portal_2012_1/leitstudie2011_bf.pdf, zuletzt geprüft am 12.02.2019.

DKE (2016): Der Technische Leitfaden. Ladeinfrastruktur Elektromobilität. 2. Aufl. Hg. v. Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik (DKE). Frankfurt am Main. Online verfügbar unter <https://www.vde.com/resource/blob/988408/750e290498bf9f75f50bb86d520caba7/leitfaden-elektromobilitaet-2016--data.pdf>, zuletzt geprüft am 16.02.2019.

Dr. Kai Daniel (2015): Smart Meter Rollout. „Netzdienliche Schaltungen über das intelligente Messsystem“. Hg. v. RWE Deutschland AG, zuletzt geprüft am 10.03.2019.

Dr. Matthias Pfeffer: Stammdatenmanagement. Online verfügbar unter <https://ipl-mag.de/ipl-magazin-rubriken/scm-fachbericht/466-stammdatenmanagement-logistik>.

EnBW (2019a): Technik der Netzsteuerung. Hg. v. EnBW. Online verfügbar unter <https://www.enbw.com/energie-entdecken/verteilung-und-transport/netzsteuerung/>, zuletzt aktualisiert am 09.03.2019, zuletzt geprüft am 09.03.2019.

EnBW (2019b): Sicherheit der Daten im Netzbetrieb. Hg. v. EnBW. Online verfügbar unter <https://www.enbw.com/energie-entdecken/verteilung-und-transport/netzsteuerung/sicherheit.html>, zuletzt aktualisiert am 10.03.2019, zuletzt geprüft am 10.03.2019.

EuPD Research Sustainable Management GmbH (21.03.2018): sonnen und LG Chem als Führungsduo im deutschen Markt für Heimspeicher. Bonn. Online verfügbar unter <https://www.eupd-research.com/aktuelles/detail-ansicht/sonnen-und-lg-chem-als-fuehrungsduo-im-deutschen-markt-fuer-heimspeicher/>, zuletzt geprüft am 28.01.2019.

FfE (2016): Merit Order der Energiespeicherung 2030. Technoökonomische Analyse funktionaler Energiespeicher. Hg. v. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE). Online verfügbar unter https://www.ffe.de/images/stories/Themen/414_MOS/20160728_MOS_Speichertechnologien.pdf, zuletzt geprüft am 17.02.2019.

FfE (2017): ePlanB. Lademanagement an Park and Ride Parkplätzen. Hg. v. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE). München. Online verfügbar unter https://www.eplanb.de/media/9839/endbericht_eplanb.pdf, zuletzt geprüft am 17.02.2019.

FfE (2018): Netzstabilisierung mit Elektromobilität. Hg. v. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE). München. Online verfügbar unter https://www.ffe.de/download/article/551/Pr_175_Nobis_Philipp.pdf, zuletzt geprüft am 17.02.2019.

Fraunhofer ISE (2018): Stromerzeugung | Energy Charts. Hg. v. Fraunhofer ISE. Online verfügbar unter https://www.energy-charts.de/energy_pie_de.htm?year=2018, zuletzt aktualisiert am 21.12.2018, zuletzt geprüft am 10.03.2019.

Fraunhofer IWES (2015): Interaktion - EE-Strom, Wärme und Verkehr. Analyse der Interaktion zwischen den Sektoren Strom, Wärme/Kälte und Verkehr in Deutschland in Hinblick auf steigende Anteile fluktuierender Erneuerbarer Energien im Strombereich unter Berücksichtigung der europäischen Entwicklung. Hg. v. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES). Kassel.

Online verfügbar unter https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iwes-neu/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/2015/Interaktion_EEStrom_Waerme_Verkehr_Endbericht.pdf, zuletzt geprüft am 13.02.2019.

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES); Fraunhofer-Institut für Bauphysik (IBP) (Hg.) (2015): Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr. Analyse der Interaktion zwischen den Sektoren Strom, Wärme/Kälte und Verkehr in Deutschland in Hinblick auf steigende Anteile fluktuierender Erneuerbarer Energien im Strombereich unter Berücksichtigung der europäischen Entwicklung.

Bremerhaven. Online verfügbar unter

https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iwes-neu/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/2015/Interaktion_EEStrom_Waerme_Verkehr_Endbericht.pdf, zuletzt geprüft am 12.02.2019.

Germanwatch (2018): Chancen und Risiken der Blockchain für die Energiewende.

Grimm, Nadia; Uhlig, Jeannette; Weber, Andreas; Zoch, Immo (2015): Systemlösung Power to Gas. Chancen, Herausforderungen und Stellschrauben auf dem Weg zur Marktreife. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Berlin.

Grunwald, Leander (2017): PV-BATTERIESPEICHER. Betriebsweisen - Akteure - Anwendungsbeispiele - IKT. Hg. v. FRAUNHOFER UMSICHT. Oberhausen.

Helmut Beckmann (2016): Stammdatenmanagement. Online verfügbar unter <http://www.enzyklopaedie-der-wirtschaftsinformatik.de/wi-enzyklopaedie/lexikon/daten-wissen/Informationsmanagement/Informationsmanagement--Aufgaben-des/Stammdatenmanagement>.

Hirn, Gerhard (2018): Eine energieeffiziente Modelfabrik. Hg. v. Deutsches Ingenieurblatt (DIB 6-2018). Online verfügbar unter https://www.deutsches-ingenieurblatt.de/fileadmin/user_upload/Bilder/Dib/2018/06/14-19_DIB_06_18.pdf, zuletzt geprüft am 18.02.2019.

Honsel, Gregor (2018): Energiewende: Und jetzt? Heise Medien. Online verfügbar unter <https://www.heise.de/tr/artikel/Energiewende-Und-jetzt-4052698.html?seite=all>, zuletzt aktualisiert am 06.06.2018, zuletzt geprüft am 16.02.2019.

iit (2010): Statusbericht Smart Home (November 2014). Hg. v. iit, zuletzt geprüft am 15.02.2019.

KIT (Hg.) (2015): Telematics Technical Reports. Bedrohungsanalyse eines Smart-Home-Szenarios zur Visualisierung von Energieverbrauchsdaten im Vorfeld einer Steuerentscheidung. Karlsruhe, zuletzt geprüft am 15.05.2019.

Knorr, Kasper; Kirchner, Dirk; Mackensen, Reinhard; Rohrig, Kurt (2014): Kombikraftwerk 2. Abschlussbericht. Hg. v. Fraunhofer-Instituts für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik, zuletzt geprüft am 18.02.2019.

Maier, Magnus (2018): METAANALYSE. Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende. Hg. v. Agentur für Erneuerbare Energien e.V.

mdex GmbH: Zukunftsmarkt Regelenenergie. Online verfügbar unter <https://www.mdex.de/news/zukunftsmarkt-regelenenergie/>, zuletzt geprüft am 14.02.2019.

Meinecke, Mario: ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER. 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH. Online verfügbar unter <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/wissen/uebertragungsnetz-betreiber>, zuletzt geprüft am 12.02.2019.

Merz, Michael (2016): Einsatzpotentiale der Blockchain im Energiehandel. In: Daniel Burgwinkel (Hg.): Blockchain Technology. Berlin, Boston: De Gruyter.

Michaela Tiedemann (2018a): Data Governance. Grundlagen, Herausforderungen und Lösungen im Bereich Data Management. Online verfügbar unter <https://www.alexanderthamm.com/de/artikel/data-governance-grundlagen-herausforderungen-und-loesungen-im-bereich-data-management/>.

Michaela Tiedemann (2018b): Machine Learning in der Energiewirtschaft.

Mikut (2018): Maschinelles Lernen für das Energiesystem: Gegenwart und Zukunft. Karlsruhe Institute of Technology, zuletzt geprüft am 09.04.2019.

Next Kraftwerke GmbH: Bilanzkreis, Ausgleichsenergie und Fahrplanmanagement. Hg. v. Next Kraftwerke GmbH. Online verfügbar unter <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/strommarkt/bilanzkreis>, zuletzt geprüft am 09.03.2019.

Next Kraftwerke GmbH: Was ist Regelenergie? Online verfügbar unter <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/regelenergie>, zuletzt geprüft am 11.02.2019.

Nitsch, Joachim Dr. (2016): SZEN-15. Aktuelle Szenarien der deutschen Energieversorgung unter Berücksichtigung der Eckdaten des Jahres 2014. Stuttgart. Online verfügbar unter https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/20150419-Szenarien_SZEN-15.pdf, zuletzt geprüft am 12.02.2019.

NPE (2018): Fortschrittsbericht 2018 – Markthochlaufphase. Hg. v. Nationale Plattform Elektromobilität (NPE). Berlin. Online verfügbar unter http://nationale-plattform-elektromobilitaet.de/fileadmin/user_upload/Redaktion/NPE_Fortschrittsbericht_2018_barrierefrei.pdf, zuletzt geprüft am 17.01.2019.

Öko-Institut e.V.; Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI (Fraunhofer ISI) (Hg.) (2015): Klimaschutzszenario 2050 – 2. Endbericht. Berlin. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/oekodoc/2451/2015-608-de.pdf>, zuletzt geprüft am 12.02.2019.

Panten, Niklas; Abele, Eberhard (o. D.): Prädiktive Energieflussregelung von Versorgungssystemen. Ein Optimierungsansatz für vernetzte, industrielle Versorgungssysteme unter Berücksichtigung dynamischer Energiemärkte. Hg. v. GITO mbH Verlag für Industrielle Informationstechnik und Organisation. Industrie-Management 4.0. Online verfügbar unter <https://www.industrie-management.de/node/61>, zuletzt geprüft am 02.06.2019.

Pellinger, Christoph; Schmid, Tobias (2016): Verbundforschungsvorhaben Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030. Teil 2: Technoökonomische Analyse Funktionaler Energiespeicher. Hg. v. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE). München.

Prof. Dr.-Ing. Styczynski, Zbigniew A.; Prof. Dr. Sauer, Dirk Uwe (2015): Demand-Side-Management im Strommarkt. Technologiesteckbrief zur Analyse "Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050". Hg. v. Prof. Dr.-Ing. Zbigniew A. Styczynski und Prof. Dr. Dirk Uwe Sauer, zuletzt geprüft am 06.11.2018.

- PwC (2014): Elektromobilität: Mobiler Zählpunkt fehlt. Hg. v. PricewaterhouseCoopers GmbH (PwC). Online verfügbar unter <https://blogs.pwc.de/auf-ein-watt/erneuerbare-energien/elektromobilitaet-mobiler-zaehlpunkt-fehlt/1013/>, zuletzt geprüft am 17.02.2019.
- Quaschnig, Volker Prof. Dr.-Ing. (2016): Sektorkopplung durch die Energiewende. Hg. v. Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin (HTW). Berlin. Online verfügbar unter <https://pvspeicher.htw-berlin.de/wp-content/uploads/2016/05/HTW-2016-Sektorkopplungsstudie.pdf>, zuletzt geprüft am 06.10.2018.
- Schenuit, Carolin; Heuke, Reemt; Paschke, Jan (2016): Potenzialatlas Power to Gas. Klimaschutz umsetzen, erneuerbare Energien integrieren, regionale Wertschöpfung ermöglichen. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Berlin.
- Seidl, Hannes; Schenuit, Carolin; Teichmann, Mario (2016): Roadmap Demand Side Management. Industrielles Lastmanagement für ein zukunftsfähiges Energiesystem. Schlussfolgerungen aus dem Pilotprojekt Bayern. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Berlin, zuletzt geprüft am 10.01.2019.
- Speckamp, Christoph (2016): Software von SOPTIM managt zuverlässig Markt für Minutenreserveleistung. Automatisiertes Abrufverfahren. Online verfügbar unter <https://www.soptim.de/de/blog/detail/Software-von-SOPTIM-managt-zuverlaessig-Markt-fuer-Minutenreserveleistung-13T/>, zuletzt geprüft am 12.02.2019.
- Spieker, Sebastian; Kopiske, Jakob; Tsatsaronis, George (2016): Flexibilität aus Wind- und Photovoltaikanlagen im Regelenergiemarkt 2035. Graz. Online verfügbar unter https://www.energietechnik.tu-berlin.de/fileadmin/fg106/Dateien/Mitarbeiter/Spieker_Kopiske_EnInnov2016_Flexibilitaet_aus_Wind-_und_Photovoltaikanlagen_im_Regelenergiemarkt_2035_Langfassung_.pdf.
- Statista (2018): Dossier - Erneuerbare Energien in Deutschland. Hg. v. Statista, zuletzt geprüft am 17.02.2019.
- Statista GmbH (Statista) (Hg.) (2019): Elektroautos - Anzahl der Neuzulassungen bis 2019 | Deutschland. Online verfügbar unter <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/244000/umfrage/neuzulassungen-von-elektroautos-in-deutschland/>, zuletzt geprüft am 14.03.2019.

Statkraft Markets GmbH: Energieerzeugung der Zukunft: Das virtuelle Kraftwerk. Hg. v. Statkraft Markets GmbH. Online verfügbar unter <https://www.statkraft.de/Kunden-und-Handel/direktvermarktung/virtuelles-kraftwerk/>.

Stefan Luber/Nico Litzel (2016): Was ist Machine Learning. Online verfügbar unter <https://www.bigdata-insider.de/was-ist-machine-learning-a-592092/>.

Stefan Luber/Nico Litzel (2017): Was ist Data Quality. Online verfügbar unter <https://www.bigdata-insider.de/was-ist-data-quality-a-649900/>.

Südwest Presse Online-Dienste GmbH (2017): Energie: Wie sicher ist das Stromnetz vor dem Blackout? Südwest Presse Online-Dienste GmbH. Online verfügbar unter https://www.swp.de/wirtschaft/news/wie-sicher-ist-das-stromnetz-vor-dem-blackout_-23304709.html, zuletzt geprüft am 10.03.2019.

Tesla: Powerwall Monitoring from the Tesla App. Online verfügbar unter <https://www.tesla.com/support/energy/own/powerwall/monitoring>, zuletzt geprüft am 06.02.2019.

Tobias Mader (2018): Blockchain Power Unit.

UBA (2013): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/treibhausgasneutrales_deutschland_im_jahr_2050_langfassung.pdf, zuletzt geprüft am 13.02.2019.

ubitricity (Hg.) (2012): Mobile Metering. Berlin. Online verfügbar unter https://www.kim.tu-berlin.de/fileadmin/fg280/veranstaltungen/kim/konferenz_2012/vortraege/vortrag---pawlitschek.pdf, zuletzt geprüft am 17.02.2019.

VDE e.V. (2014): Statusbericht Smart Home (November 2014). Hg. v. VDE e.V.

Vogel, Lukas; Richard, Philipp (2017): Digitalisierung als Enabler für die Steigerung der Energieeffizienz. Eine Analyse digitaler Energiedienstleistungen sowie Handlungsempfehlungen zur verstärkten Nutzung ihrer Potenziale. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). dena. Online verfügbar unter

https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9228_dena-Analyse_Digitalisierung_Enabler_Steigerung_Energieeffizienz.pdf, zuletzt geprüft am 03.11.2018.

Wissen.de. Online verfügbar unter

<https://www.wissen.de/fremdwort/datenverarbeitung>.

Wolfgang Burmeister (2017): Stromvermarktung nach Ablauf der EEG-Vergütung.

Fachhochschule Erfurt – University of Applied Science

Fakultät Gebäudetechnik und Informatik

Fachrichtung Gebäude- und Energietechnik

Studiengang: Wirtschaftsingenieur für Energiewirtschaft

ANSPRECHPARTNER

Prof. Dr.-Ing. Konstantin Lenz

Professur für Energiewirtschaft

Tel.: +49 361/67 00 – 360

Fax: +49 361/67 00 – 424

E-Mail: Konstantin.Lenz@FH-Erfurt.de

FH ERFURT

Altonaer Straße 25

99085 Erfurt

Tel.: +49 361/67 00 – 0

Fax: +49 361/67 00 – 703

www.FH-Erfurt.de

