

Potenziale der Sektorkopplung und Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien im Wärmebereich in Sachsen-Anhalt

Endbericht

EEB ENERKO GmbH unter Mitarbeit von MITNETZ Strom

Berlin / Aldenhoven, 2.11.2017

Auftraggeber: **Landesamt für Umweltschutz Sachsen-Anhalt**
Fachbereich Immissionsschutz, Klimaschutz
Reideburger Straße 47
06116 Halle (Saale)

Bericht: **Potenziale der Sektorkopplung und Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien im Wärmebereich in Sachsen-Anhalt**

Autor(en):	Manuela Bücken	EEB ENERKO
	Herbert Freischlad	EEB ENERKO
	Jochen Kalunka	EEB ENERKO
	Dr. Armin Kraft	EEB ENERKO
	Mario Leisten	EEB ENERKO
	Sabine Milatz	EEB ENERKO
	Oliver Weltz	EEB ENERKO
	Thomas Wolter	EEB ENERKO
	Tibor Güntzel	MITNETZ Strom
	Jens Hache	MITNETZ Strom
	Ronald Halbauer	MITNETZ Strom

Bearbeitungszeitraum: 10/2016-11/2017

**EEB ENERKO Energiewirtschaftliche
Beratung GmbH**

Landstraße 20
52457 Aldenhoven
Telefon: +49 (2464) 971-3
www.enerko.de
E-Mail: info@enerko.de

**Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom
mbH**

Industriestr. 10
06184 Kabelsketal
Telefon: +49 (345) 216-0
www.mitnetz-strom.de
E-Mail: info@mitnetz-strom.de

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	iii
Tabellenverzeichnis	vi
Abkürzungsverzeichnis.....	vii
Zusammenfassung und Handlungsempfehlung.....	1
1 Einleitung und Aufgabenstellung	4
2 Grundlagen und Rahmenbedingungen	7
2.1 Rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen.....	7
2.2 Energiebilanz in Sachsen-Anhalt	17
3 Erneuerbare Stromerzeugung: Status Quo und Szenarien-definition	21
3.1 Status Quo des Ausbaus der erneuerbaren Energien in Sachsen-Anhalt.....	21
3.2 Entwicklung des Ausbaus der erneuerbaren Energien in Sachsen-Anhalt.....	26
4 Stromnetze und Netzengpässe in Sachsen-Anhalt	40
4.1 Netzgebiet der MITNETZ STROM	41
4.2 Netzgebiet der Avacon.....	44
4.3 Einspeisemanagement - Abschaltreihenfolge und Handeln in der Kaskade	49
4.4 EEG-Netzengpässe	51
4.5 Geplante Netzausbaumaßnahmen aufgrund der Prognose des EE-Zubaus.....	54
4.6 Netzausbaumaßnahmen im Zeitverlauf	54
5 Technische Lösungen für Power to Heat.....	57
5.1 Stand der Technik	58
5.2 Große Power-to-Heat-Projekte in Deutschland.....	61
5.3 Kostenbetrachtung	64
5.4 Einsatzfelder für Power-to-Heat	69

6 Heiz- und Prozesswärmebedarf in Sachsen-Anhalt	73
6.1 Einflussfaktoren auf die Wärmebedarfsentwicklung	73
6.2 Fern- und Nahwärmenetze in Sachsen-Anhalt	77
6.3 Heizwärmebedarf im Sektor Haushalt und Gewerbe	81
6.4 Prozesswärmebedarf	85
7 Kosten-Nutzen-Analyse	91
7.1 Netzausbau und Netzsicherheitsmanagement.....	91
7.2 Netzdienliche Systemintegration von PtH-Anlagen.....	96
7.3 Gesamtwirtschaftliche Betrachtung und Potenzial für PtH.....	97
7.4 Anwendungsfälle.....	102
8 Fazit und Handlungsempfehlungen	121
8.1 Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik für Sektorenkoppler	122
8.2 Weiterentwicklung der Umlagensystematik für Sektorenkoppler	125
8.3 Weiterentwicklung durch eine Verzahnung von Markt und Netzbetrieb	126
8.4 Ökologische Bewertungskriterien.....	127
8.5 Forschungs- und Förderungsbedarf.....	129
Literaturverzeichnis	131
Anhang.....	136

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Projektstruktur „Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien im Wärmebereich“	6
Abbildung 2:	Überblick regulatorischer Rahmen für PtH	7
Abbildung 3:	Primärenergiebilanz Sachsen-Anhalt 2014	18
Abbildung 4:	Energiefluss von der Primärenergie zur Endenergie differenziert nach den Verbrauchssektoren	19
Abbildung 5:	klimabereinigte Endenergiebilanz 1990-2014 in Sachsen-Anhalt, Sektor HH und GHD	20
Abbildung 6:	Status Quo der erneuerbaren Energie nach ZERE-Studie 10/2013	21
Abbildung 7:	Installierte Leistung der EEG-Anlagen in Sachsen-Anhalt nach Kreisen	23
Abbildung 8:	Installierte Leistung der EEG-Anlagen in Sachsen-Anhalt nach Kreisen	24
Abbildung 9:	Installierte Leistung der EEG-Anlagen in Sachsen-Anhalt nach Gemeinden .	25
Abbildung 10:	Erzeugte Arbeit der erneuerbaren Energien in Sachsen-Anhalt in GWh	26
Abbildung 11:	Modellstruktur im ENERKO Strommarktmodell	27
Abbildung 12:	Regionalstruktur im ENERKO Strommarktmodell	28
Abbildung 13:	Energiepreisentwicklung im Basis-Szenario	29
Abbildung 14:	Strompreisprojektion im Jahres- und Tagesverlauf in EUR/MWh, mittleres Szenario 2020 (oben) und 2030 (unten)	30
Abbildung 15:	Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch: Bundesziele	32
Abbildung 16:	Entwicklung Kraftwerksleistung in Deutschland – oberes Szenario	33
Abbildung 17:	Nettostromerzeugung Deutschland – oberes Szenario (vorläufig)	33
Abbildung 18:	Anteil EE am Stromverbrauch in den Szenarien im Vergleich zu Bundeszielen	34
Abbildung 19:	Entwicklung der Erneuerbaren in Szenario „grün“ bis 2040	36
Abbildung 20:	Entwicklung der Erneuerbaren in Szenario „blau“ bis 2040	37
Abbildung 21:	Entwicklung der Erneuerbaren in Szenario „grau“ bis 2040	38
Abbildung 22:	IST-Zustand 50-HzT-Einspeisepunkte, 110-kV-Netz und unterlagerte Netzbetreiber in Sachsen-Anhalt	40
Abbildung 23:	Netzgebiet der MITNETZ STROM	41
Abbildung 24:	Entwicklung Netzlast und Einspeiselast im Netzgebiet der MITNETZ STROM (Brandenburg, Sachsen-Anhalt, Thüringen, Sachsen)	42

Abbildung 25:	Netzgebiet der Avacon	44
Abbildung 26:	Avacon Netzhöchstlast in der Umspannung HS/MS in Sachsen-Anhalt	45
Abbildung 27:	EE-Report Einspeisedaten Sachsen Anhalt.....	46
Abbildung 28:	Avacon AG - dezentrale Einspeisung aus Erzeugungsanlagen aus der nachgelagerten Netz- und Umspannebene im zeitl. Verlauf Jahresverlauf (oben) und Woche der max. Einspeisung (unten)	48
Abbildung 29:	Avacon AG - Rückspeisung aus nachgelagerter Ebene	49
Abbildung 30:	Netzengpässe im 110-kV-Netz Sachsen-Anhalt	52
Abbildung 31:	Anzahl Maßnahmen Netzsicherheitsmanagement.....	53
Abbildung 32:	entgangene Einspeisemengen aufgrund von Maßnahmen des Netzsicherheitsmanagements.....	53
Abbildung 33:	Ausbaubedarf 380/110-kV-Anlagen und 110-kV-Leitungen.....	56
Abbildung 34:	Einteilung PtH-Technologien“	57
Abbildung 35:	Technikvergleich Power to Heat	59
Abbildung 36:	Staatlich induzierte Strompreisbestandteile (Beispielrechnung)	67
Abbildung 37:	Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit der Nutzungsdauer	69
Abbildung 38:	Gemeindegliederung und Einwohnerzahlen.....	75
Abbildung 39:	Gemeindegliederung und spezifische Einwohnerzahl je Gemeinde Einwohner/km ²	76
Abbildung 40:	Entwicklung der Gradtagszahlen für den Standort Magdeburg seit 1990.....	77
Abbildung 41:	Wärmenetze und Erzeugungsanlagen in Sachsen-Anhalt	79
Abbildung 42:	Aggregierter stundenscharfer FW-Lastgang in der gesamten Netzeinspeisung aller FW-Netze in Sachsen-Anhalt, Jahr 2015.	80
Abbildung 43:	Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Landkreisen	82
Abbildung 44:	Wärmeverbrauch nach Energieträgern in GWh	83
Abbildung 45:	Wärmebedarf nach Energieträgern und Landkreisen.....	83
Abbildung 46:	Aufteilung der Altersklassen der kleinen und mittleren Feuerungsanlagen .	84
Abbildung 47:	Wärmebedarfsstruktur regional nach Energieträgern und Landkreisen	85
Abbildung 48:	Brennstoffeinsatz im produzierenden Gewerbe nach Brennstoffen.....	86
Abbildung 49:	Wärmeverbrauch gesamt in Sachsen-Anhalt nach Landkreisen	90
Abbildung 50:	Beispiele der Reduktion der Einspeiseleistung durch 3%-Spitzenkappung ...	94
Abbildung 51:	Gesamtbilanz Wärmesektor und Stromerzeugung mit Anteilen Erneuerbarer Energien sowie Abregelungen aus Einspeisemanagement	98

Abbildung 52:	Entwicklungspfade der Mengenentwicklung der Abregelung von EE- Erzeugung durch Einspeisemanagement und Spitzenkappung	100
Abbildung 53:	normierter Wärmelastgang Fernwärmenetz für die berechneten Anwendungsfälle: Lastgang (hellgrün) und Jahresdauerlinie (dunkelgrün)	103
Abbildung 54:	Untersuchte Varianten der Anwendungsfälle.....	104
Abbildung 55:	Erzeugungslastgang mit Einsatzzeiten PtH Anlage, mittleres Szenario, Variante mit Netzentgelten und Umlagen	106
Abbildung 56:	Berechnete Szenarien und Varianten Fallbeispiel „große PtH Anlage“	108
Abbildung 57:	Erzeugungslastgang mit Einsatzzeiten PtH Anlage, mittleres Szenario, Variante mit Netzentgelten und Umlagen	110
Abbildung 58:	Berechnete Szenarien und Varianten Fallbeispiel „kleine PtH Anlage“	112
Abbildung 59:	Erzeugungslastgang mit Einsatzzeiten Wärmepumpe, mittleres Szenario, Variante mit red. Netzentgelten, ohne EEG-Umlage/ StrSt	114
Abbildung 60:	Berechnete Szenarien und Varianten Fallbeispiel „Hochtemperaturwärmepumpe“	116
Abbildung 61:	Erzeugungslastgang Industrie mit Einsatzzeiten PtH Anlage, mittleres Szenario, Variante mit Netzentgelten und Umlagen	119
Abbildung 62:	Leitplankenmodell zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik für Sektorkoppler (beispielhafte Visualisierung)	124
Abbildung 63:	Einbindung der PtH-Anlagen in den Marktprozess	126

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Quellen der Status Quo-Ermittlung (ENERKO)	22
Tabelle 2:	Übersicht installierte Leistung EEG-Anlagen in Sachsen-Anhalt.....	24
Tabelle 3:	Anteil EE im Szenarienvergleich	34
Tabelle 4:	Anteil Strom aus EE am Bruttostromverbrauch 2040.....	39
Tabelle 5:	Einspeiseranking verschiedener Stromerzeugungstechnologien	50
Tabelle 6:	Ausbaubedarf der ARGE FNB Ost HöS/HS-Übergabepunkte	54
Tabelle 7:	Neu zu errichtende oder zu verstärkende 380/110-kV- Übergabeumspannwerke	54
Tabelle 8:	Ausbaubedarf der 110-kV-Trassen.....	55
Tabelle 9:	Realisierte und geplante Elektrokesselanlagen in Deutschland	63
Tabelle 10:	Anschaffungspreise für Elektrokesselanlagen zur Heißwassererzeugung.....	64
Tabelle 11:	Bevölkerungsentwicklung und Wohnungsbestand auf Landkreisebene	74
Tabelle 12:	Nutzungsgrade im Bestand aller Anlagen	82
Tabelle 13:	Kraftwerke > 10 MW in Sachsen-Anhalt	88
Tabelle 14:	Abgeschätzter Prozesswärmebedarf genehmigungspflichtiger Anlagen	89
Tabelle 15:	Leistungswerte realer Umspannwerke	95
Tabelle 16:	Beispiele zur Erweiterung des Datenmodells im Netzleitsystem für PtH- Anlagen.....	97
Tabelle 17:	maximale Anteile an „EE-Überschussmengen“ aus Abregelung und Spitzenkappung bei Nutzung im Wärmesektor	101
Tabelle 18:	maximale CO ₂ -Einsparung durch Nutzung von „EE-Überschussmengen“ im Wärmesektor in t/a	102
Tabelle 19:	Kennzahlen Fallbeispiel „große PtH Anlage“ mittleres Szenario, Variante mit Netzentgelten und Umlagen	107
Tabelle 20:	Kennzahlen Fallbeispiel „große PtH Anlage“ mittleres Szenario, Variante mit Netzentgelten und Umlagen (oben) und „Optimalfall“ ohne NNE und Umlagen	111
Tabelle 21:	Kennzahlen Fallbeispiel „Hochtemperaturwärmepumpe“ mittleres Szenario, Variante ohne EEG-Umlage/ StrSt.....	114
Tabelle 22:	Übersicht und Vorprüfung möglicher Standorte für große Wärmepumpenanlagen	117
Tabelle 23:	Kennzahlen Fallbeispiel „industrielle PtH Anlage“	120

Abkürzungsverzeichnis

Afa	Abschreibung für Abnutzung
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BNetzA	Bundesnetzagentur
COP	Leistungszahl der Wärmepumpe COP (Coefficient of Performance)
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EFH	Einfamilienhaus
EnergieStG	Energiesteuergesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.)
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GuV	Gewinn- und Verlustrechnung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
HöS	Höchstspannung (380 kV)
HS	Hochspannung (110, 200 kV)
IWU	Institut für Wohnen und Umwelt
LAU	Landesamt für Umweltschutz Sachsen-Anhalt
LENA	Landesenergieagentur Sachsen-Anhalt GmbH
LSA	Land Sachsen-Anhalt
MS	Mittelspannung (1-60 kV)
MULE	Ministerium für Umwelt, Landwirtschaft und Energie des Landes Sachsen-Anhalt
MW	Ministerium für Wirtschaft, Wissenschaft und Digitalisierung des Landes Sachsen-Anhalt
PtH	Power to Heat
RLM	Registrierende Leistungsmessung
STALA	Statistisches Landesamt Sachsen Anhalt
StrommarktG	Strommarktgesetz
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromStG	Stromsteuergesetz
SW	Stadtwerke
UW	Umspannwerk
vNNE	Vermiedenes Netznutzungsentgelt
W/kW/MW	Watt/ Kilo-/ Megawatt
WACC	Weighted Average Cost of Capital
Wh/kWh/MWh	Wattstunde/ Kilo- / Megawattstunde
WP	Wärmepumpe

Zusammenfassung und Handlungsempfehlung

In Sachsen-Anhalt sind derzeit Stromerzeugungsanlagen auf Basis von Erneuerbarer Energien mit einer elektrischen Netto-Nennleistung in Höhe von ca. 7,1 GW installiert. Dies entspricht dem Dreifachen der elektrischen Netto-Nennleistung konventioneller Stromerzeugungskapazitäten. Der erneuerbare Anteil am Bruttostromverbrauch in Sachsen-Anhalt betrug in 2014 bereits 62 % und 2015 schon rd. 72 %.

Die hohe installierte Leistung von fluktuierend einspeisenden Erzeugungskapazitäten führte in den letzten Jahren zu einem vermehrten Einsatz von Einspeisemanagementmaßnahmen (EinsMan) gemäß EEG, d.h. zu Reduzierungen der Einspeiseleistungen von Stromerzeugungsanlagen auf Basis von erneuerbaren Energien (EE), Grubengas und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) aufgrund von regionalen und überregionalen Netzengpässen bei den Netzbetreibern. Im Jahr 2015 wurden 130 GWh abgeregelt, in 2016 schon 148 GWh. Diese EE-Energie geht zurzeit unwiederbringlich verloren.

Im Wärmebereich könnte genau diese Energiemenge regional genutzt werden, zudem können auch überregionale Stromüberschüsse („Niedrigpreisphasen“) zur günstigen Wärmezeugung genutzt werden. Technologisch kann zwischen der direkten Nutzung in Power-to-Heat Anlagen und indirekter Nutzung zum Antrieb von Wärmepumpen unterschieden werden. Erstere sind technisch einfacher und in Leistungsklassen zwischen wenigen kW (Heizpatrone) bis zu 50 MW (Elektrodenkessel) zu finden. Wärmepumpen sind ebenfalls in einem weiten Leistungsspektrum verfügbar und besitzen durch die Nutzung von Umweltwärme eine größere Effizienz, sind aber deutlich teurer und nur bei hoher Auslastung wirtschaftlich.

Die Analyse der Bedarfsseite wurde durch detaillierte Auswertung verschiedener Quellen wie Energie- und Emissionskataster, Energiebilanzen des Landes sowie eigene Erhebung bei Energieversorgern zu Fernwärme und Stromeinsatzmengen durchgeführt.

Die Auswertungen zeigen einen Fernwärmebedarf (ohne Industriedampf) von rd. 2.600 GWh, die grundsätzlich durch PtH-Anwendungen nutzbar sind. Diese Menge verteilt sich auf rd. 60 Fernwärmenetze, die meist mit Temperaturen bis zu 130 °C betrieben werden. Hinzu kommt eine ungleich größere Menge an Prozesswärme- und -dampfbedarf in Höhe von rd. 19.000 GWh im Bergbau und verarbeitendem Gewerbe. Das Potenzial für den Einsatz von PtH in diesem Sektor mit einer meist ganzjährigen Nachfrage ist somit noch deutlich höher als im Bereich Fern- und Nahwärme. Zu berücksichtigen ist allerdings, dass nicht alle Industrieprozesse durch Elektrowärme ersetzt werden können.

Ein drittes Einsatzsegment sind dezentrale Anlagen, die entweder direkt genutzt werden können (Nachtspeicherheizungen, Wärmepumpen, Marktanteil allerdings jeweils unter 1%) oder andere Heizungstechnologien, die mit Heizpatronen ergänzt werden können.

Sachsen-Anhalt verfügt über ein in Relation zur Landesgröße hohes Potenzial an Wärmesenken mit Schwerpunkt Fernwärmenetze und Industriegewärme.

Die hier dokumentierte Bestandsaufnahme zeigt somit ein grundsätzlich großes Nutzungspotenzial. Unter Zugrundelegung von 3 Szenarien zur Entwicklung Erneuerbarer Energien wurden die maximal verfügbaren Mengen aus erneuerbarem „Überschuss“-Strom bis 2030 auf bis zu 360 GWh abgeschätzt. Diese Mengen, die ohne zusätzliche Nutzungsmöglichkeiten in anderen Sektoren durch Einspeisemanagement bzw. Spitzenkappung verloren gehen würden, könnten bei direkter Nutzung in Elektrokesseln rd. 15% der Fernwärmeerzeugung oder rd. 2% des industriellen Dampfbedarfes ersetzen.

Bei Einsatz von höher effizienten Wärmepumpen wäre bilanziell ein Deckungsgrad von bis zu 40% der Fernwärme oder 6% der dezentralen Wärmeerzeugung möglich. Die dadurch mögliche zusätzliche CO₂-Einsparung bei Vermeidung von Abregelungen liegt bis 2030 szenarioabhängig bei bis zu 120.000 t/a, entsprechend rd. 1,5% der CO₂-Emissionen des Sektors Haushalte und GHD bzw. rd. 0,5% der Gesamtemissionen Sachsen-Anhalts.

Mit PtH als eine Ausprägung der Sektorkopplung kann die im Rahmen des Netzsicherheitsmanagements auftretende EE-Verlustenergie wirkungsvoll genutzt werden.

Eine wirtschaftliche Nutzung dieser Sektorkopplungsmöglichkeiten ist allerdings unter den heutigen regulatorischen Randbedingungen kaum möglich, da Sektorkoppler noch wie Endverbraucher behandelt und mit allen Umlagen und Netzentgelten belastet sind, auch wenn sie netz- und systemdienlich eingesetzt werden.

In vier Anwendungsfällen wurden Einsatzmöglichkeiten von PtH Anlagen im Bereich Fernwärme und Industrie bewertet. Sowohl die Analyse von Elektrokesseln mit Nutzungsgrad von fast 100% sowie von Hochtemperaturwärmepumpen zeigt, dass Nutzungszeiten von bis zu 2.000 h/a unter der Bedingung möglich und sinnvoll sind, dass der Ordnungsrahmen für solche Anwendungen angepasst würde. Unter Maßgabe heutiger Netzentgelt- und Umlage-regelungen sind allerdings alle Anwendungsbeispiele weit von der Wirtschaftlichkeit entfernt, zudem ist die Pauschalbewertung von Stromnutzung mit einem statischen Primärenergiefaktor nicht mehr sachgerecht.

Die vom Gesetzgeber initiierten Umlagen und Steuern sowie die Netznutzungsentgelte verteuern für den Kunden die Strombezugskosten so stark, dass wesentliche Potenziale zur CO₂-Minderung nicht genutzt werden – selbst in Zeiten hoher EE Einspeisung und negativer Börsenpreise.

Hier besteht dringender Handlungsbedarf, vor allem im Bereich der Netzentgelte, der Stromsteuer und der EEG-Umlage, wobei sich insbesondere die regional divergierende Höhe der Netznutzungsentgelte (NNE) zu einem wesentlichen Standortfaktor entwickelt hat. Die vom Endkunden zu zahlenden NNE sind abhängig von den tatsächlich anfallenden Netzkosten auf der einen Seite und der Breite des Verbrauchs auf der anderen Seite. Durch die regionale Nutzung regional erzeugter EE kann ein NNE dämpfender Effekt erzielt werden. Sachsen-Anhalt sollte daher durch gezielte Förderung diesen Effekt stärken.

Der Installationsort von EE-Erzeugung und Verbrauch ist unterschiedlich. Mit einem breiten Anwenden des Planungsverfahren „Spitzenkappung“ nach §11 Abs. 2 EnWG werden die Übertragungs- und die Verteilernetze nicht mehr für die „letzte Kilowattstunde“ ausgebaut und damit selten genutzte Netzkapazitäten nicht errichtet. Damit erhöht sich nicht nur die zu nutzende EE-Ausfallenergie, sondern es verstärken sich die Wechselwirkungen zwischen Netz, Markt und Verbrauch. Diese Wechselwirkungen entscheiden über die Zielgenauigkeit von Fördermaßnahmen.

Eine vollständige Freistellung von zuschaltbaren Lasten von Netzentgelten ist jedoch nicht zu empfehlen um Fehlsteuerungen zu vermeiden. Bei der Netzentgeltsystematik netzgebundener PtH Anlagen sollten stärker dynamisierte Netzentgelte im Sinne eines zeitlich und regional differenzierten „Leitplankenmodells“ zur Anwendung kommen, um marktorientierte Betriebsweisen („Niedrigpreisphasen“ an der Strombörse) mit netzdienlichem Einsatz („Engpassphasen“) zu kombinieren.

Die EEG-Umlage sollte für netzdienliche Anlagen reduziert werden auf maximal 40% analog zur Eigenbedarfsregelung, auch hier ist eine stärkere zeitliche Dynamisierung sinnvoll. Stromsteuer und Konzessionsabgaben sollten entfallen

Energiemarkt-, Stromnetz- und Kundenbedürfnisse müssen zum gegenseitigen Vorteil stärker aufeinander abgestimmt und dynamisiert werden, sie müssen interagieren. Marktwirtschaftliche Wirkmechanismen befördern die Entwicklung.

Ein solcher Ordnungsrahmen würde in vielen Fällen nicht nur einen auskömmlichen PtH Betrieb ermöglichen und gleichzeitig eine Systemschiefelage vermeiden, sondern vielmehr durch die Hinzunahme weiterer umlagepflichtiger Verbraucher (wenn auch in reduzierter Form) andere Endverbraucher entlasten. Aufgrund des administrativen Mehraufwandes in der Abrechnung dynamisierter und regionalisierter Netzentgelte und Umlagen sollte das Haupteinsatzgebiet von PtH im Wärmemarkt im Bereich größerer Anlagen in Verbindung mit Fernwärmenetzen liegen. Mittelfristig – z.B. in Verbindung mit Smart Metering – ist eine Übertragung auch auf kleinere Anwendungen im dezentralen Wärmemarkt sinnvoll.

Eine regionale EE-Stromnutzung im Wärmemarkt kann über Skaleneffekte eine dämpfende Wirkung auf die Netzentgelte und weitere Umlagen entfalten, sofern durch einen dienlichen Ordnungsrahmen zusätzliche Strommengen regional genutzt werden können.

Für die Umsetzung ist neben dem allgemeinen regulatorischen Rahmen auch zu klären, welche Technologien vorrangig in Frage kommen, wie Kommunikationstechnik und die Abruf- und Marktprozesse weiterzuentwickeln sind und wie der bei der Frage der Netzdienlichkeit relevante Regionalbezug in mögliche Regelungen zu implementieren ist. Dazu sollten vertiefte raumbezogene Untersuchungen der Wechselwirkungen zwischen EE-Erzeugung, Netztopologie und Wärmepotenzial durchgeführt werden.

1 Einleitung und Aufgabenstellung

Strom aus erneuerbaren Energien (EE) deckte in 2015 bereits 31,5 % des Bruttostromverbrauchs in Deutschland. Die Bundesregierung plant, zur Erreichung ihrer Klimaschutzziele diesen Anteil bis 2050 schrittweise auf mindestens 80 % zu erhöhen.

In Sachsen-Anhalt sind derzeit Stromerzeugungsanlagen auf Basis von Erneuerbarer Energien mit einer elektrischen Netto-Nennleistung in Höhe von ca. 7,1 GW installiert. Dies entspricht dem Dreifachen der elektrischen Netto-Nennleistung konventioneller Stromerzeugungskapazitäten. Etwa 50 % der Nettostromerzeugung wurden im Jahr 2014 aus EE produziert, davon rund 57 % aus Windenergie, 15 % mittels Photovoltaik. Der erneuerbare Anteil am Bruttostromverbrauch in Sachsen-Anhalt betrug in 2014 bereits 62,3 % und 2015 schon 72 %. Sachsen-Anhalt kann somit als Modellregion für die Systemintegration von EE betrachtet werden.

Die hohe installierte Leistung von fluktuierend einspeisenden Erzeugungskapazitäten führt zu einem vermehrten Einsatz von Einspeisemanagementmaßnahmen (EinsMan) gemäß EEG, d.h. zu Reduzierungen der Einspeiseleistungen von Stromerzeugungsanlagen auf Basis von EE, Grubengas und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) aufgrund von regionalen und überregionalen Netzengpässen bei den Netzbetreibern. Sachsen-Anhalt belegte in Bezug auf die Ausfallarbeit durch EinsMan in 2015 (130 GWh) den fünften Platz bei den am häufigsten von EinsMan betroffenen Bundesländern. Mit EinsMan-Maßnahmen werden vor allem Stromeinspeisungen aus Onshore-Windenergieanlagen abgeregelt. Bundesweit lag ihr Anteil an der gesamten EinsMan-Ausfallarbeit in 2015 bei rund 87 %. Die restliche Ausfallarbeit betraf mit 8 % bzw. 7 % nahezu ausschließlich die Energieträger Biomasse (einschließlich Biogas) und Photovoltaik.

Die Ausfallarbeit aus EinsMan und damit einhergehend die Kosten für die Entschädigung der Anlagenbetreiber wird mit fortschreitendem Ausbau dargebotsabhängiger Erzeugungskapazitäten weiter zunehmen, da den Netzentwicklungsplänen zur Verringerung des Netzausbaubedarfes eine „Spitzenkappung“ der Einspeiseleistung von Photovoltaik- (PVA) und Windkraftanlagen (WEA) an Land zugrunde gelegt wird (vgl. Artikel 1 Nr. 5 StrommarktG sowie Netzentwicklungsplan 2025, Version 2015, zweiter Entwurf).

Zudem treten immer häufiger Phasen negativer Strompreise auf, in denen es ein marktbedingtes Überangebot gibt, das größtenteils exportiert wird.

Die Technologie Power-to-Heat (PtH) bietet das Potenzial zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus EE in den Wärmesektor und stellt somit eine Option für eine ökologisch und ökonomisch effizientere Verwendung dar. Neben der netzengpassbedingten Ausfallarbeit wird langfristig aufgrund der zunehmenden Zeiträume mit negativer Residuallast auch die Nutzung von Überschuss-Strommengen relevant.

Perspektivisch können PtH-Anlagen den EE-Anteil am Endenergieverbrauch für Wärme substantiell erhöhen und somit zur Erreichung der Klimaschutzziele der Landesregierung Sachsen-Anhalt beitragen. Zugleich können sie durch die Einsparung gut speicherbarer Brennstoffe als saisonaler Speicher fungieren und darüber hinaus von Netzbetreibern für die Bereitstellung weiterer Systemdienstleistungen, wie z.B. zur Erbringung von Regelleistung, eingesetzt werden und somit ebenfalls die Netzstabilität erhöhen.

Bisher war die Nutzung von Überschussstrom aus EE in PtH-Anwendungen aufgrund der rechtlichen Rahmenbedingungen wirtschaftlich schwer darstellbar. Allerdings könnten durch das am 1. Januar 2017 in Kraft getretene EEG 2017 (§ 27a EEG 2017 Nr. 4, 5: Eigenversorgung mit EEG-Anlagen bei negativen Preisen am Day-Ahead-Markt bzw. i. V. m. Einsparmaßnahmen) sowie den erwarteten Änderungen im EnWG (§ 13 Absatz 6a Entwurf EnWG: Kostenerstattung für PtH bei Abregelung von bestehenden KWK-Anlagen in Netzausbaubereichen durch Übertragungsnetzbetreiber) wesentliche Eintrittsbarrieren abgebaut werden. Auch die aktuellen Entwürfe zur Weiterentwicklung des Strommarktes (BMWi, Impulspapier Strommarkt 2030, 2016) enthalten Ideen zur Marktintegration und Umlagenbefreiung von PtH Anlagen.

Aufbauend auf den Ergebnissen der zuvor in Zusammenhang mit der Systemintegration der EE in Sachsen-Anhalt erstellten Studien „Studie zur Optimierung des Gesamtsystems der Flexibilitätsoptionen im Energiesektor in Sachsen-Anhalt unter besonderer Berücksichtigung von Speichern“ (Inst., 2014) und „Abschlussbericht: Wissenschaftliche Begleitung der Koordinierung des Ausbaus der erneuerbaren Energien in Sachsen-Anhalt“ (ZERE, 2015) soll in dieser Studie unter Berücksichtigung der energiewirtschaftlichen sowie rechtlichen Rahmenbedingungen und insbesondere der Ausgangssituation im Wärmemarkt in Sachsen-Anhalt das Potenzial für den Einsatz von PtH-Anlagen zur Nutzung von sonst abgeregeltem Strom aus EE im Wärmesektor in Sachsen-Anhalt analysiert werden.

Dabei werden die folgenden zentralen Fragestellungen beantwortet:

1. Wie wird sich der Ausbau der EE im Strombereich voraussichtlich entwickeln und welche Technologien werden maßgeblich sein?
2. Wie stellt sich der Wärmebedarf in den einzelnen Sektoren dar und wie kann sich die strukturelle Versorgung zukünftig entwickeln?
3. Welchen Beitrag kann PtH zur Systemintegration der EE leisten?
4. Wie müssen die Rahmenbedingungen gestaltet werden?

Das Projekt ist in mehrere Teilaufgaben unterteilt, die in folgender Abbildung dargestellt sind. Die Untersuchung wurde gemeinsam von EEB ENERKO und MITNETZ Strom durchgeführt, wobei die Bearbeitungsschwerpunkte von MITNETZ Strom auf der Analyse der Netzsituation in Kapitel 4 sowie den Perspektiven für Netzausbau und Systemintegration (7.1, 7.2) lagen.

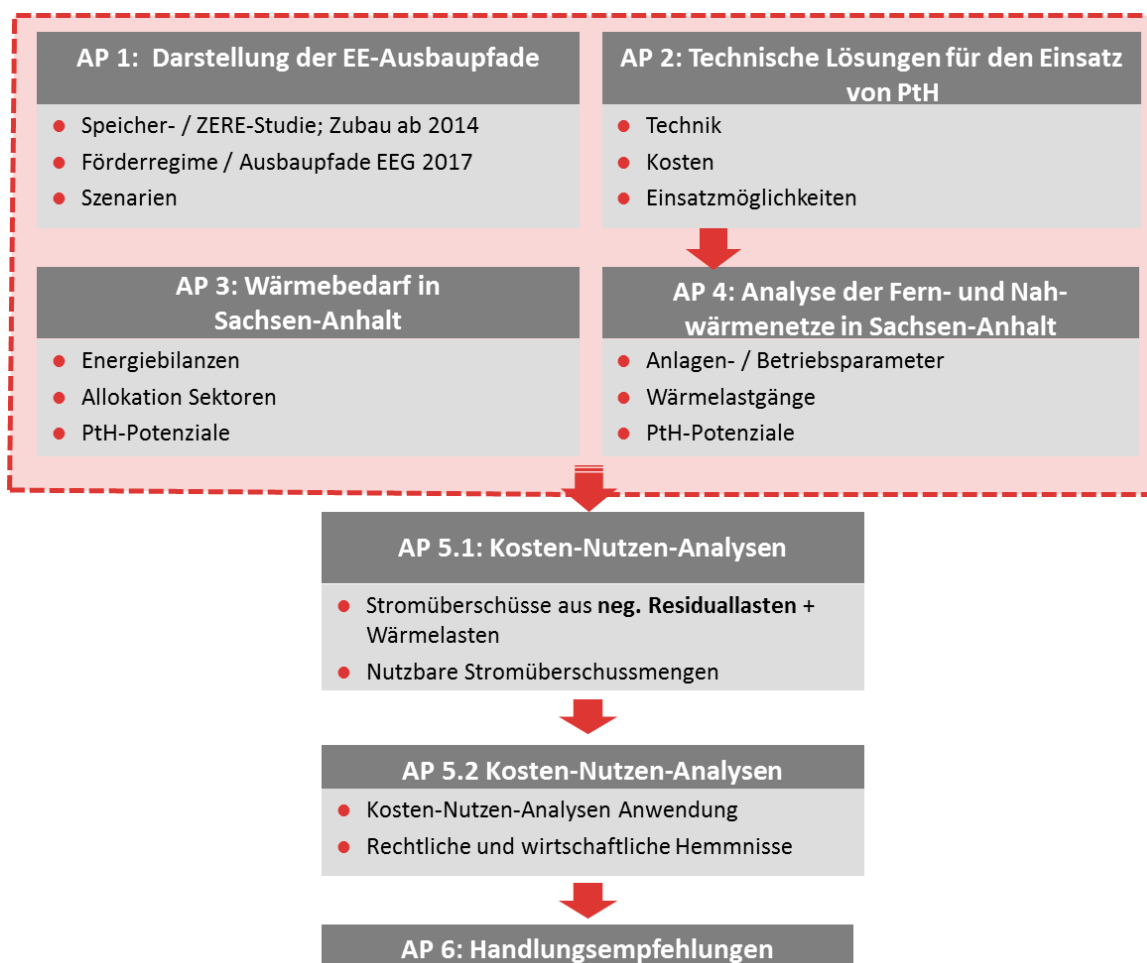


Abbildung 1: Projektstruktur „Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien im Wärmebereich“

2 Grundlagen und Rahmenbedingungen

2.1 Rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen

In diesem Abschnitt werden die für die Integration von PtH-Konzept relevanten rechtlichen Rahmenbedingungen erläutert.

Die wesentlichen Abgaben und Umlagen mit den zugehörigen Gesetzen sind in Abbildung 2 zusammengefasst, unterteilt in liefermengen-abhängige Abgaben, die durch den Stromlieferanten abzuführen sind, netzbezogene Abgaben. Weitere gesetzliche Rahmenbedingungen sind hinsichtlich der ökologischen Bewertung von PtH-Anlagen von Bedeutung.

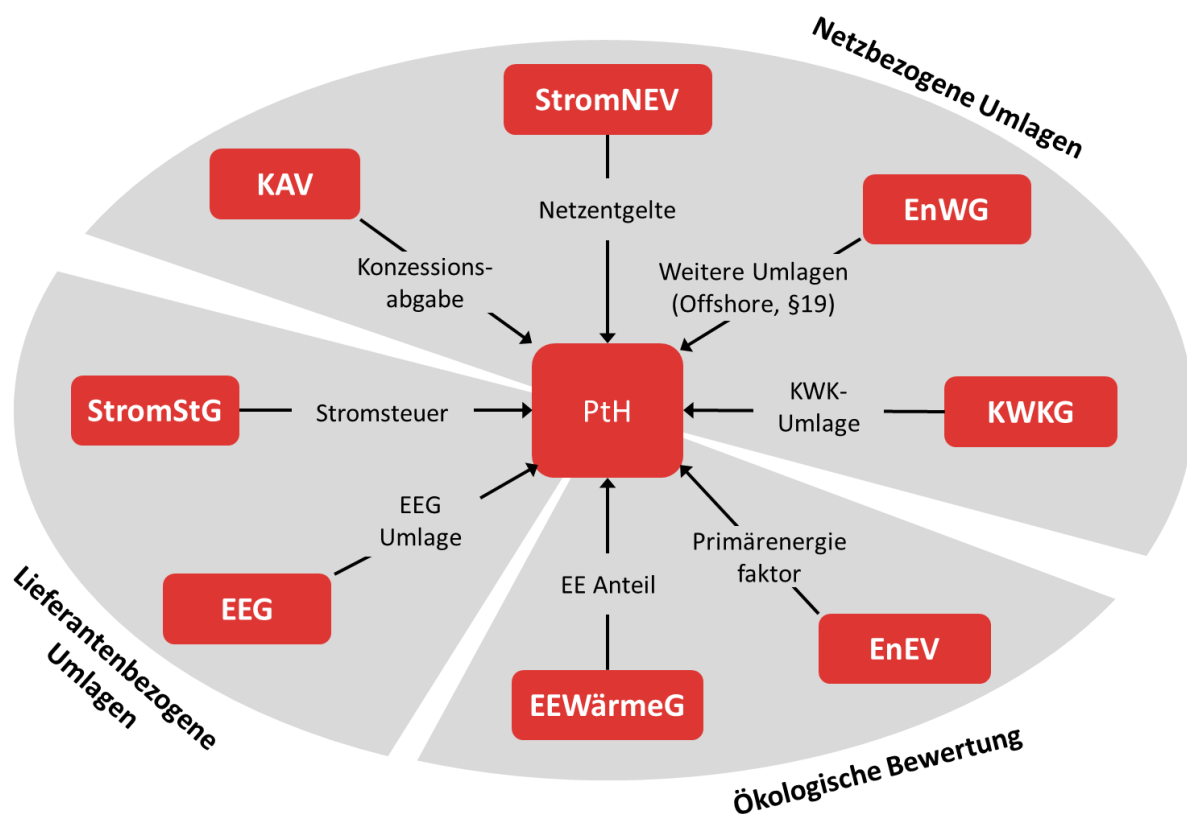


Abbildung 2: Überblick regulatorischer Rahmen für PtH

2.1.1 Abgaben, Steuern und Umlagen durch Stromverbrauch

In welcher Höhe Abgaben, Entgelte, Steuern und Umlagen beim Strombezug für PtH-Anwendungen anfallen, hängt vom Strombezugskonzept ab. Bei der Nutzung von Strom, der von einem Dritten erworben wurde, gilt der Anlagenbetreiber als Letztverbraucher im Sinne des § 3 Nr. 25 EnWG, sodass grundsätzlich alle Umlagen, Abgaben, Steuern sowie Entgelte entrichtet werden müssen. Wird eigenerzeugter Strom verwendet oder werden bestimmte

Verbrauchsmengen überschritten, können sich vollständige bzw. anteilige Befreiungen von staatlich induzierten Strompreisbestandteilen ergeben. Letztere werden im Folgenden im Hinblick auf gesetzliche Privilegierungen im Zusammenhang mit dem Stromverbrauch in PtH-Anlagen untersucht.^{1,2} Die umfangreichen Ausnahmetatbestände für stromkostenintensive Industrieunternehmen, die sich zudem je nach wirtschaftlicher Situation und Branche unterschiedlich auf die Höhe der Strombezugskosten der einzelnen Unternehmen auswirken, werden in diesem Abschnitt nicht erläutert. Allerdings wird in Kapitel 7 anhand eines Anwendungsfalls für ein stromkostenintensives produzierendes Unternehmen, unter Ansatz und Angabe branchenüblicher Strombezugspreise, auch die Wirtschaftlichkeit des Einsatzes von PtH-Anlagen im Industriebereich untersucht.

Stromsteuer

Die Stromsteuer in Höhe von 2,05 ct/kWh (vgl. § 3 StromStG) entsteht nach den §§ 5 Abs. 1 und 7 StromStG durch die Entnahme von Strom aus dem Versorgungsnetz durch Letztverbraucher oder durch Versorger zum Selbstverbrauch sowie bei Verbrauch von selbst erzeugtem Strom. Steuerschuldner ist nach § 5 Abs. 2 StromStG in der Regel der Versorger. Bei im Rahmen der Eigenerzeugung entnommenen Strom der Eigenerzeuger (vgl. §§ 5 Abs. 2 i.V.m. 2 Nr. 2 StromStG).

Befreit ist nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG die Entnahme von Strom aus einem Netz oder einer Leitung, wenn diese ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energieträgern gespeist werden. Zudem ist nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG die Entnahme von Strom befreit, der in Stromerzeugungsanlagen mit einer elektrischen Nennleistung von unter zwei Megawatt erzeugt und entweder vom Eigenerzeuger im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage selbst verbraucht wird oder vom Betreiber der Stromerzeugungsanlage oder demjenigen, der die Anlage betreiben lässt, an Letztverbraucher geliefert wird, die diesen im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage verbrauchen.

In Bezug auf § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG ist zu beachten, dass gemäß § 12b StromStV in bestimmten Fällen mehrere Stromerzeugungseinheiten als eine Stromerzeugungsanlage gelten und somit die einzelnen elektrischen Nennleistungen in Summe bei der Überprüfung der Tatbestandsvoraussetzungen des § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG herangezogen werden. Dies betrifft gemäß § 12b Abs. 1 S. 1 StromStV zum einen miteinander unmittelbar verbundene Stromerzeugungseinheiten an einem Standort. Als „unmittelbar miteinander verbunden“ werden in diesem Zusammenhang insbesondere sich im gleichen baulichen Objekt befindli-

¹ Regelungen, deren (ersatzlose) Aufhebung durch den Gesetzgeber geplant ist, wie bspw. die Bestimmungen zu vermiedenen Netznutzungsentgelten nach § 18 StromNEV (vgl. § 120 EnWG) und die Sonderregelungen für Bestandsanlagen zur Verringerung der EEG-Umlage bei Eigenerzeugung (vgl. §§ 61 c ff. EEG), sind nicht Gegenstand der vorliegenden Studie.

² Übrige Ausnahmetatbestände, die für PtH-Anwendungen (unstrittig) nicht einschlägig oder für eine breite Anwendung nicht geeignet sind, werden in dieser Studie nicht genannt bzw. erläutert.

che Stromerzeugungsanlagen in Modulbauweise bewertet (vgl. § 12b Abs. 1 S. 2 StromStV). Zum anderen betrifft es Stromerzeugungseinheiten an unterschiedlichen Standorten, wenn sowohl die einzelnen Stromerzeugungseinheiten zur Stromerzeugung zentral gesteuert werden als auch die erzeugte Strommenge zumindest teilweise in das Versorgungsnetz eingespeist werden soll (vgl. § 12b Abs. 2 StromStV).

Vom „räumlichen Zusammenhang“ sind gem. § 12b Abs. 5 StromStV Entnahmestellen in einem Umkreis mit einem Radius von bis zu 4,5 km um die jeweilige Stromerzeugungseinheit umfasst.

Zusammenfassend ist in Bezug auf den Untersuchungsgegenstand festzuhalten, dass sowohl beim Verbrauch von fremdbezogenem als auch mittels großen Stromerzeugungsanlagen (elektrische Nennleistung größer als 2 MW) eigenerzeugtem Strom die Stromsteuer in gesetzlicher Höhe anfällt.

EEG-Umlage

Nach § 60 Abs. 1 S. 1 EEG können die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) von Elektrizitätsversorgungsunternehmen „anteilig zu dem jeweils von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen an ihre Letztverbraucher gelieferten Strom“ die EEG-Umlage verlangen. Von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen wird diese auf den Stromverbrauch der Letztverbraucher umgelegt. Entgegen der dem EnWG zugrunde liegenden Definition ist zur Bestimmung der Letztverbraucher-Eigenschaft laut dem EEG allein der Stromverbrauch konstitutiv (vgl. § 3 Nr. 33 EEG). Folglich wird der in PtH-Anlagen genutzte Strom bei Fremdbezug mit der EEG-Umlage in voller Höhe belastet.

Bei der Nutzung von eigenerzeugtem Strom wird die EEG-Umlage prinzipiell ebenfalls erhoben, da nach § 61 Abs. 1 EEG die ÜNB diese von Letztverbrauchern für den Stromverbrauch, der durch die Eigenerzeugung gedeckt wird, ebenfalls einfordern können. Allerdings beinhaltet das EEG eine Reihe von Ausnahmen für Stromeigenverbrauch im Sinne des im EEG definierten Begriffs der „Eigenversorgung“ sowie für Bestandsanlagen. Gemäß § 3 Nr. 19 EEG i.V.m. § 3 Nr. 35 EEG ist die Eigenversorgung der Stromverbrauch aus einer im „unmittelbaren räumlichen Zusammenhang“ stehenden und selbst betriebenen Stromerzeugungsanlage (Anforderung der Personenidentität von Anlagenbetreiber und Verbraucher), wenn kein Netz der allgemeinen Versorgung genutzt wurde.

Nach dem im „Leitfaden zur Eigenversorgung“ dargelegtem Verständnis der Bundesnetzagentur bedeutet die Forderungen nach einem „unmittelbaren“ räumlichen Zusammenhang, dass zwischen Stromverbrauchsgeräten und Stromerzeugungsanlage eine maximale räumliche Distanz im Sinne des § 12b Abs. 5 StromStV als Mindestvoraussetzung vorliegt und sich

diese auf demselben zusammenhängenden, d.h. ohne unterbrechende Elemente³, Grundstück oder Betriebsgelände befinden. Jedoch sind Unterbrechungen, die durch „räumlich-funktional stark verbindende“ Bauwerke⁴, wie bspw. Förderbänder oder Brücken, überwunden wurden, bei der Bewertung nicht zu berücksichtigen (BNetzA, 2016 b).

EEG-Anlagen nach § 3 Nr. 1 EEG und KWK-Anlagen, die im Sinne des § 53a Abs. 1 S. 3 des Energiesteuergesetzes hocheffizient sind und einen Monats- oder Jahresnutzungsgrad von mindestens 70% aufweisen, müssen auf den im Rahmen der Eigenversorgung verbrauchten Strom nur 40% der EEG-Umlage bezahlen (vgl. § 61b EEG).

Des Weiteren benennt § 61a EEG vier weitere Ausnahmetatbestände, bei denen im Falle der Eigenversorgung die EEG-Umlage entfällt. So wird der im Rahmen der Eigenversorgung verbrauchte Strom nach § 61a Nr. 3 EEG nicht mit der EEG-Umlage belastet, wenn sich der Eigenversorger vollständig mit Strom aus erneuerbaren Energien versorgt und zudem für den nicht selbst verbrauchten Strom, keine EEG-Förderung nach den §§ 19 ff. EEG beansprucht. Die übrigen Tatbestände des § 61a EEG sind für den Untersuchungsgegenstand der Arbeit nicht relevant, da der in PtH-Anlagen verwendete Strom nicht dem Kraftwerkseigenverbrauch im Sinne des § 61a Nr. 1 EEG zuzurechnen ist, Heizkraftwerke der öffentlichen Versorgung dem Verwendungszweck entsprechend an ein Netz zur allgemeinen Versorgung angeschlossen sind sowie in letzteren in der Regel ausschließlich Stromerzeugungsanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung größer zehn Kilowatt eingesetzt werden.

Allen eine Eigenversorgung betreffenden Ausnahmetatbeständen ist nach § 61h EEG die Anforderung der Zeitgleichheit gemein, sodass bezogen auf jedes 15-Minuten-Intervall für die vollständige bzw. anteilige Befreiung von der EEG-Umlage nur eine Strommenge in der Höhe herangezogen werden kann, wie „gleichzeitig“ erzeugt und verbraucht wurde. In Bezug auf den Untersuchungsgegenstand ist zu resümieren, dass im Falle des Verbrauchs von fremdbezogenem Strom die EEG-Umlage in voller Höhe zu entrichten ist, währenddessen bei der Nutzung von eigenerzeugtem Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen im Rahmen einer Eigenversorgung nur 40% der regulären Umlage an den zuständigen Netzbetreiber abzuführen sind.

Die EEG Umlage wird gemäß § 60 Abs. 1 S. 1 EEG sowie § 3 der (Erneuerbare-Energien-Verordnung (EEV) auf Basis der Differenz aus den Einnahmen und den Ausgaben der ÜNB bei der EEG-Umsetzung berechnet und muss von den ÜNB gemäß § 5 Abs. 1 EEG bis zum 15. Oktober eines Jahres für das Folgejahr veröffentlicht werden.

³ Beispielsweise öffentliche Straßen, Schienentrassen, andere Grundstücke, Flüsse, Waldstücke, usw.

⁴ (Versorgungs-)Leitungen reichen nicht aus.

2.1.2 Netzentgelte

Mit der Erhebung eines jährlichen Netzentgelts soll die Nutzung der Anschlussnetzebene und aller vorgelagerter Netz- und Umspannebenen durch den Netznutzer verursachergerecht abgegolten werden (vgl. § 3 Abs. 2 i.V.m. 15 StromNEV). Netznutzer sind gemäß § 3 Nr. 28 EnWG „natürliche oder juristische Personen, die Energie in ein Elektrizitäts- oder Gasversorgungsnetz einspeisen oder daraus beziehen“. Jedoch wird gemäß § 15 Abs. 1 S. 2 StromNEV das Netznutzungsentgelt ausschließlich auf Stromentnahmen erhoben, da ein Entgelt auf Einspeisungen nicht zulässig ist.

Nach § 17 Abs. 2 StromNEV besteht das Netzentgelt pro Entnahmestelle in der Regel aus einem jährlichen Leistungspreis (LP) und einem Arbeitspreis (AP). Während sich das Jahresleistungsentgelt aus dem Produkt aus dem jeweiligen LP und der jeweiligen Entnahmehöchstlast im Abrechnungsjahr ergibt, wird das Arbeitsentgelt durch Multiplikation des jeweiligen AP mit der jeweils im Abrechnungsjahr entnommenen elektrischen Arbeit berechnet.

Die Höhe der Leistungs- und Arbeitspreise müssen die einzelnen Netzbetreiber jeweils für die nach Anlage 3 StromNEV zu berücksichtigenden Anschlussnetzebenen auf Basis der den letzteren nach den Bestimmungen der §§ 4 bis 16 StromNEV zurechenbaren Kosten mittels der Regelungen des § 17 StromNEV in Abhängigkeit der jeweils vorhandenen Messvorrichtungen an den Entnahmestellen (mit Leistungsmessung oder ohne) und der jeweiligen Benutzungsstundenzahl der Entnahmestelle bestimmen (vgl. §§ 4 bis 17 StromNEV).

Bzgl. der Benutzungsstundenzahl wird nach Anlage 4 StromNEV zwischen dem Bereich mit Jahresbenutzungsdauern unterhalb von 2.500 h/a und dem Bereich mit Jahresnutzungsdauern von mindestens 2.500 h/a unterschieden (vgl. Anlage 4 StromNEV). Die Nutzungsdauer ist nach § 2 Nr. 3 StromNEV der „Quotient aus pro Jahr entnommener oder eingespeister elektrischer Arbeit und der in diesem Jahr höchsten Entnahmelast oder Einspeisung“.

Für nicht mittels Lastgangmessung gemessene Entnahmen aus dem Niederspannungsnetz ist gemäß § 17 Abs. 6 StromNEV nur ein Arbeitspreis (AP) und bei Bedarf ein in einem angemessenen Verhältnis zu diesem AP stehender monatlicher Grundpreis festzulegen.

Darüber hinaus ist nach § 17 Abs. 7 StromNEV für jede einzelne Entnahmestelle sowie getrennt nach Netz- und Umspannebenen jeweils ein Entgelt für den Messstellenbetrieb inklusive Messung zu bestimmen.

Die Höhe des Netzentgeltes auf Basis von Leistungspreis (LP) und AP kann sich durch eine besondere Netznutzungscharakteristik nach § 19 StromNEV verringern.

Eine große Bedeutung für PtH-Anwendungen kommt den Regelungen zur atypischen Netznutzung nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV zu. Gemäß dieser ist Letztverbrauchern mit registrierender Leistungsmessung ein individuelles Netzentgelt einzuräumen, wenn durch vorliegende oder prognostizierte Verbrauchsdaten oder durch technische oder vertragliche Gegebenheiten offensichtlich ist, „dass der Höchstlastbeitrag eines Letztverbrauchers vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht“ (vgl. § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV).

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat zur Bestimmung der Netzentgelte im Falle einer atypischen Netznutzung folgende Berechnungsvorschriften erlassen, die zuletzt durch den Beschluss BK4-13-739 vom 11.12.2013 aktualisiert wurden (BNetzA, 2013):

Demnach ist im Rahmen der Ermittlung des individuellen Netznutzungsentgelts das Jahresleistungspreisentgelt aus dem Produkt des veröffentlichten Leistungspreises des entsprechenden Netzkunden und der höchsten innerhalb der Hochlastzeitfenster⁵ auftretenden Last zu berechnen, während sich das Arbeitspreisentgelt weiterhin aus dem Produkt des veröffentlichten Arbeitspreises des entsprechenden Netzkunden und der verbrauchten Strommenge ergibt. Allerdings sind bei der Bestimmung der höchsten Last aus allen Hochlastzeitfenstern „Leistungsspitzen, die nachweislich durch kuratives Redispatch (z.B. EinsMan nach § 14 EEG), aufgrund von Anforderungen des Netzbetreibers oder durch die Erbringung negativer Regelenenergie induziert wurden“ nicht zu berücksichtigen.

Ein individuelles Netzentgelt ist jedoch nur zu gewähren, sofern die in die Hochlastzeitfenster fallende individuelle Höchstlast erheblich von der voraussichtlichen Jahreshöchstlast des entsprechenden Netznutzers abweicht. So muss die Abweichung absolut eine Mindestabweichung in Höhe von 100 kW aufweisen sowie relativ zur jeweiligen Jahreshöchstlast des Netzkunden mindestens die von der BNetzA festgelegten Erheblichkeitsschwellen in Form von Prozentwerten erreichen. Die Prozentwerte sind für die insgesamt sieben Netz- und Umspannebenen nach Anlage 3 StromNEV, beginnend mit dem Höchst- und endend mit dem Niederspannungsnetz auf 5% (HöS), 10% (HöS/HS), 10% (HS), 20% (HS/MS), 20% (MS), 30% (MS/NS) und 30% (NS), bestimmt.

⁵ Hochlastzeitfenster sind von den Netzbetreibern für jede Netzebene bis spätestens zum 31. Oktober des Vorjahres zu veröffentlichen und geben für die meteorologischen Jahreszeiten Tageszeitfenster an, die sich aus Viertelstunden zusammensetzen, in welchen innerhalb dieser Jahreszeiten auf Basis eines Referenznetzlastgangs der betrachteten Spannungsebene Netzlasten auftraten, die nur um maximal 5% von der maximalen Höchstlast des gesamten Jahres abweichen. Als Referenznetzlastgang ist hierbei der Netzlastgang der jeweiligen Netz- oder Umspannebene aus dem Referenzzeitraum vom September des Vor-Vorjahres bis zum August des Vorjahres anzusetzen. Die ermittelten Hochlastzeitfenster sind nicht an Wochenenden, Feiertagen, der Zeit zwischen Weihnachten und Neujahr sowie an von den Netzbetreibern bestimmten Brückentagen gültig (BNetzA, 2013).

Bei der Berechnung der Benutzungsdauer zur Bestimmung der anzulegenden Leistungspreise und Arbeitspreise ist wie bei der regulären Berechnung des Netznutzungsentgeltes die tatsächliche Jahreshöchstlast zu verwenden. Jedoch besteht für Letztverbraucher mit einer Benutzungsdauer unterhalb von 2.500 h/a die Wahloption, die allgemein gültigen Leistungspreise und Arbeitspreise für Benutzungsdauern von mindestens 2.500 h/a zusammen zur Ermittlung des individuellen Netzentgelts heranzuziehen (BNetzA, 2013).

Gemäß § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV, muss das individuelle Netznutzungsentgelt jedoch mindestens 20% des allgemeinen Netzentgeltes betragen.

Weitere Netzentgelt bezogene Strompreisbestandteile

Über das „reine“ Netznutzungsentgelt hinaus werden von den Netzbetreibern weitere Strompreisbestandteile bei der Stromentnahme aus Elektrizitätsversorgungsnetzen erhoben. Dies betrifft die KWK-Umlage nach § 26 KWKG, die Offshore-Haftungsumlage nach § 17f EnWG, die Umlage für abschaltbare Lasten nach § 18 Abs. 1 AbLaV, die §19-StromNEV-Umlage nach § 19 Abs. 2 S. 13-15 StromNEV, die Konzessionsabgabe nach KAV, die Kosten nach den §§ 10 und 22 SysStabV sowie Kosten des Einsatzmanagements nach §§ 14, 15 EEG.

Die KWK-Umlage nach den §§ 26 ff. KWKG ist von den ÜNB festzulegen und dient dem Ausgleich der von den Netzbetreibern getätigten Zahlungen im Rahmen der Förderung nach dem KWKG, die gemäß § 28 KWKG einem bundesweiten Belastungsausgleich auf der ÜNB-Ebene unterliegen.

Für den Ausgleich der Entschädigungszahlungen der ÜNB an Betreiber von Offshore-Windenergieanlagen infolge von Störungen oder Verzögerungen der Netzanbindung nach § 17e EnWG, der Vergütungszahlungen der ÜNB für die Vorhaltung abschaltbarer Lasten nach § 4 AbLaV sowie der aus individuellen Netznutzungsentgelten nach § 19 Abs. 2 S. 1-2 StromNEV resultierenden entgangenen Erlöse der Netzbetreiber, sind gemäß § 17f Abs. 1 S. 2 EnWG, § 18 Abs. 1 AbLaV bzw. § 19 Abs. 2 S. 15 Strom NEV jeweils die Regelungen der §§ 26, 28 KWKG anzuwenden und somit von den ÜNB jeweils entsprechende Umlagen festzulegen. Allerdings darf sich bei der Offshore-Haftungsumlage nach § 17 f Abs. 5 EnWG sowie bei der §19-StromNEV-Umlage nach § 19 Abs. 2 S. 15 StromNEV das Netznutzungsentgelt für Letztverbraucher, deren Jahresverbrauch 1.000 MWh übersteigt, für den über 1.000 MWh hinausgehenden Strombezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung an der betreffenden Abnahmestelle um jeweils maximal 0,05 ct/kWh erhöhen. Weiterhin legt § 17f Abs. 5 EnWG auch eine Belastungsobergrenze durch die Offshore-Haftungsumlage in Höhe von 0,25 ct/kWh für Stromverbräuche bis 1.000 MWh fest.

Konzessionsabgaben für die Benutzung öffentlicher Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen zur unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern in einem Ge-

meindegebiet im Rahmen von Wegenutzungsverträgen nach § 46 EnWG sind entsprechend nach § 48 EnWG ohne bundesweiten Ausgleich von den Netzbetreibern zu zahlen, denen das Wegerecht eingeräumt wurde, und werden von letzteren auf Stromentnahmen umgelegt. Gemäß § 2 KAV sind für die Netzkunden eine Reihe von Höchstgrenzen festgelegt, die davon abhängen, ob die entnommenen Strommengen zur Belieferung von Tarifikunden, von Sondertarifikunden oder von Tarifikunden mit Schwachlaststrom dienen. Bei den Belastungsgrenzen für die Versorgung von Tarifikunden mit Strom, der nicht als Schwachlaststrom geliefert wird, wird zudem hinsichtlich der Einwohnerzahl der entsprechenden Gemeinde unterschieden (vgl. § 2 KAV). Gemäß § 1 Abs. 3 KAV gelten Kunden, die auf der Basis von Verträgen im Sinne der §§ 36 und 38 sowie des § 115 Abs. 2 und des § 116 EnWG über ein Niederspannungsnetz, bei dem es sich nicht um ein geschlossenes Verteilernetz gem. § 10 EnWG handelt, versorgt werden, als Tarifikunden. Nach § 1 Abs. 4 KAV sind alle Nicht-Tarifikunden Sondervertragskunden. Darüber hinaus gelten gemäß § 2 Abs. 7 KAV Stromlieferungen an einzelne Betriebsstätten oder Entnahmestellen aus dem Niederspannungsnetz abweichend von § 1 Abs. 3 KAV konzessionsabgabenrechtlich als Lieferungen an Sondertarifikunden, wenn innerhalb des Abrechnungsjahres die jeweilige Entnahmeleistung in mindestens zwei Monaten 30 kW und der jeweilige Jahresstromverbrauch 30 MWh überschreitet, wobei Strommengen, die zu Schwachlasttarifen im Sinne des § 2 Abs. 2 Nr. 1 KAV bzw. des § 9 der Bundestarifordnung Elektrizität oder im Rahmen von gewährten Sondertarifen für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen⁶, wie insbesondere Wärmepumpen, nach § 7 der Bundestarifordnung Elektrizität geliefert wurden, bei der Ermittlung nicht berücksichtigt werden dürfen.

Infolge der genannten Rechtsvorschriften sollten Letztverbraucher, die eine größere PtH-Anlage betreiben, somit als Sondervertragskunden eingestuft werden, da die in § 2 Abs. 7 KAV genannten Entlastungsvoraussetzungen bei Entnahme aus dem Niederspannungsnetz erreicht werden sollten und zum anderen der Strom regelmäßig aus höheren Spannungsebenen bezogen wird. Gemäß § 2 Abs. 3 KAV darf die Konzessionsabgabe bei Sondertarifikunden den Höchstbetrag von 1,1 EUR je MWh nicht überschreiten.

2.1.3 Primärenergiefaktor und KWK-Anteil

Der Einsatz von PtH-Anlagen in Wärmeversorgungssystemen kann über den Primärenergiefaktor und über den KWK-Anteil Einfluss auf die ökologische Bewertung i.S.d. Energieeinsparverordnung (EnEV) bzw. des EEWärmeG haben. Darüber hinaus kann der KWK-Anteil auch als Anspruchsvoraussetzung auf eine KWKG-Förderung für Wärme- und Kältenetze sowie Wärme- und Kältespeicher relevant sein.

Primärenergiefaktor

⁶ Für den Untersuchungsgegenstand nicht einschlägig. Siehe obige Begründung zu § 14a EnWG.

Die EnEV begrenzt den zulässigen Jahresprimärenergiebedarf von Gebäuden. Dieser hängt neben dem Dämmstandard der Gebäudehülle von der energetischen Effizienz der Energieversorgung und den darin eingesetzten Energieträgern ab. Bei der Ermittlung des Jahresprimärenergiebedarfs von mit Fernwärme versorgten Gebäuden, wird die bezogene Wärmemenge mit dem (spezifischen) Primärenergiefaktor des Fernwärmenetzes bewertet. Je niedriger dieser im Vergleich zu alternativen Beheizungssystemen ist, desto größer sind die Gestaltungsspielräume beim Eigentümer und dessen Planer. D.h. die Anforderungen der EnEV können auch mit einem niedrigeren Aufwand an energetischen Maßnahmen am Gebäude eingehalten werden, was regelmäßig zu Investitionskosteneinsparungen führt.

Der Primärenergiefaktor von Wärmeversorgungsnetzen kann nach dem Arbeitsblatt AGFW FW 309 der AGFW bestimmt werden (Fachkommission Bautechnik der Bauministerkonferenz, 2012). Der Primärenergiefaktor von Fernwärmeversorgungssystemen, in denen erneuerbare Brennstoffe oder Brennstoffe wie Abfall, Deponiegas oder Klärschlamm etc. eingesetzt werden oder die einen hohen KWK-Anteil⁷ aufweisen, ist i.d.R. mit einem Faktor im Bereich zwischen 0 und 0,7 relativ niedrig.⁸

Während sich der Einsatz von Wärmepumpen aufgrund der hohen energetischen Effizienz ($COP \gg 1$, vgl. Kapitel 5) zumeist positiv auf den Primärenergiefaktor auswirkt, wird der Primärenergiefaktor durch die Nutzung von Elektrokesseln erhöht, da nach der AGFW FW 309 bei der Berechnung des Primärenergiefaktors von Wärmeversorgungssystemen mit KWK-Anlagen, der Stromeinsatz für eine PtH-Anlage von der ansetzbaren (eingespeisten) KWK-Strommenge abgezogen wird, die derzeit mit einem Primärenergiefaktor von -2,8 (Gutschrift) bewertet wird, und bei Fernwärmeversorgungssystemen ohne KWK dem Stromverbrauch der PtH-Anlage ein Primärenergiefaktor von 1,8 zugrunde gelegt wird (AGFW, 2014). Der Strombezug aus dem öffentlichen Stromnetz wird dabei grundsätzlich wie Graustrom behandelt. Strommengen aus erneuerbaren Energien, die durch das allgemeine Stromnetz durchgeleitet werden, müssen somit ebenfalls mit dem Faktor 1,8 (allgemeiner Strommix) bewertet werden.

KWK-Anteil

Soweit die PtH-Anlage teilweise die Nutzwärmeerzeugung aus KWK-Anlagen ersetzt, reduziert sich der KWK-Anteil im Wärmeversorgungssystem um die substituierte Wärmemenge. Dies kann sich negativ auf die Erfüllung der Anforderungen aus dem EEWärmeG und der Voraussetzungen für einen Anspruch auf Förderung nach dem KWKG für Wärmenetze und Wärmespeicher auswirken, wenn folgende KWK-Anteile unterschritten werden und die entsprechenden Anforderungen nicht auf andere Weise eingehalten werden, beispielsweise durch den verstärkten Einsatz erneuerbarer Energien:

⁷ KWK-Anteil: Verhältnis der Nutzwärmeerzeugung in hocheffizienter KWK zur gesamten Nutzwärmeerzeugung des entsprechenden Fernwärmeversorgungssystems.

⁸ Beispielsweise liegt der Standard-Primärenergiefaktor für eine Wärmeerzeugungsanlage mit fossiler Gasfeuerung bei 1,1 (AGFW, 2014).

- Eine Alternative (Ersatzmaßnahme gem. § 7 EEWärmeG) die Bestimmungen des EE-WärmeG zu erfüllen besteht darin, dass das Wärmeversorgungsnetz einen KWK-Anteil in Höhe von mindestens 50% aufweist. Die Einhaltung stellt gem. § 3 EEWärmeG eine Voraussetzung für den Fernwärmeanschluss neu errichteter Gebäude bzw. grundlegend renovierter Gebäude der öffentlichen Hand dar. Wärme die mittels Strommengen aus erneuerbaren Energien in PtH-Anlagen erzeugt wird, kann gem. § 2 Abs. 1 EEWärmeG nicht als Wärme aus erneuerbaren Energien angesetzt werden.
- Für einen Investitionskostenzuschuss nach dem KWKG für den Neu- und Ausbau von Fernwärme- und Kältenetzen gem. §§ 18 ff. KWKG muss der KWK-Anteil mindestens 75% betragen. Sofern Wärme aus erneuerbaren Energien oder industrieller Abwärme (ohne zusätzlichen Brennstoffeinsatz) in das Wärmenetz eingespeist wird, reduziert sich der Mindestanteil an KWK-Wärme auf 25%, wenn insgesamt mindestens 50% der Wärme als Kombination aus den drei genannten Quellen bereitgestellt werden. Für die Förderung der Errichtung von Wärme- und Kältespeichern gem. §§ 22 ff. KWKG muss die erzeugte Wärme überwiegend aus hocheffizienten KWK-Anlagen stammen. Der geforderte KWK-Anteil (> 50 %) kann auch durch eine Kombination von Wärme aus erneuerbaren Energien, industrieller Abwärme (ohne zusätzlichen Brennstoffeinsatz) oder KWK erfüllt werden, wenn der KWK-Anteil mindestens 25% beträgt. Eine Regelung zur Anrechnung von Wärme aus PtH-Anlagen, die mit Strommengen aus erneuerbaren Energien betrieben werden und diese aus dem öffentlichen Stromnetz entnehmen, als Wärme aus erneuerbaren Energien besteht nicht.

2.1.4 Förderung von PtH-Anlagen als zuschaltbare Lasten an KWK-Standorten

Nach § 13 Abs. 6a EnWG können Übertragungsnetzbetreiber zur Verminderung der abgeregelten EE-Strommenge aus Einspeisemanagement-Maßnahmen nach § 14 EEG sowie dadurch anfallenden Entschädigungszahlungen nach § 15 EEG mit Betreibern von bestehenden KWK-Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von mindestens 500 kW eine Abregelung der Wirkleistungseinspeisung aus den KWK-Anlagen bei Netzengpässen (ähnlich wie im Redispatch) i.V.m. dem gleichzeitigen Stromnetzbezug für PtH-Anlagen zur Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung für mindestens fünf Jahre vertraglich vereinbaren (vgl. § 13 Abs. 6a EnWG).^{9,10} Ziel ist die Nutzung von erneuerbarem Strom, der ansonsten aufgrund von Netzengpässen abgeregelt werden würde, in der Wärmeversorgung. Im Gegenzug werden von den ÜNB die dadurch zusätzlich entstandenen Kosten, die sich im Wesentlichen aus den zusätzlichen Strombezugskosten für die PtH-Anlage sowie entgangenen Erlösmöglichkeiten für die verminderte Stromnetzeinspeisung ergeben, erstattet. Vermiedene Brennstoffkosten und sonstige ersparte Erzeugungsaufwendungen werden von der Kostenerstattung abgezogen.

⁹ Die Reduktion der KWK-Nutzwärmeerzeugung wird durch die elektrische Wärmeerzeugung substituiert.

¹⁰ Vereinbarungen nach § 13 Abs 6a EnWG dürfen nur solange geschlossen werden, bis die installierte elektrische Leistung der PtH-Anlagen 2 GW nicht überschreitet (vgl. § 13 Abs. 6a EnWG).

gen (vgl. §§ 13 Abs. 6a i.V.m. 13a Abs. 2 bis 4 EnWG). Die erforderlichen Investitionskosten für die PtH-Anlage werden von den ÜNB einmalig erstattet (vgl. § 13 Abs. 6a EnWG). Allerdings können Vereinbarungen ausschließlich mit Betreibern von KWK-Anlagen getroffen werden, die sich in einem Netzausbauggebiet¹¹ befinden (vgl. § 13 Abs. 6a EnWG i.V.m. §§ 36c Abs. 1 und 88b EEG). Nach § 10 in der Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung (EEAV) ist das Land Sachsen-Anhalt zurzeit nicht vom Netzausbauggebiet erfasst. Somit ist die Regelung an Standorten mit KWK-Bestandsanlagen in Sachsen-Anhalt derzeit nicht anwendbar. Das Netzausbauggebiet wird erstmals zum 01.01.2020 (und danach alle zwei Jahre) neu festgelegt (vgl. § 36c Abs. 7 EEG). Vereinbarungen nach § 13 Abs. 6a EnWG dürfen noch bis Ende des Jahres 2023 abgeschlossen werden (vgl. § 118 Abs. 22 EnWG).

2.2 Energiebilanz in Sachsen-Anhalt

Die aktuelle Energiebilanz des statistischen Landesamtes umfasst die Energieflüsse des Jahres 2014 (Abbildung 3). Bei einem Energieaufkommen im Inland in Höhe von 231 TWh beeindruckt, dass bei der Energie-Gewinnung im Land die erneuerbaren Energieträger mit rd. 35 TWh bereits die Braunkohle mit rd. 27 TWh überholt haben. Weiter wird deutlich, dass bereits 2014 über 8 TWh der erneuerbaren Energieträger exportiert wurden.

¹¹ Geografisches Gebiet nach § 36c Abs. 1 EEG.

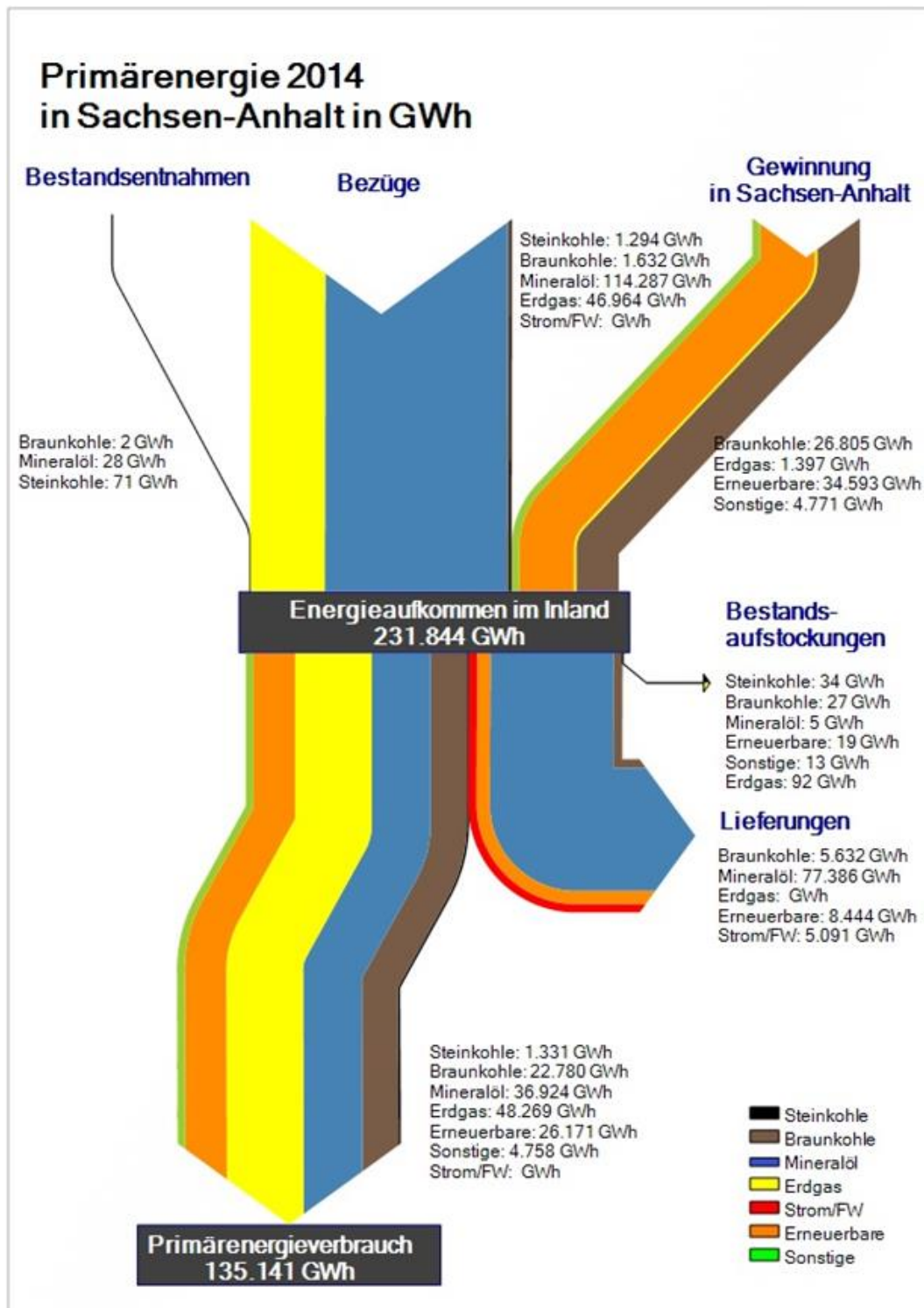


Abbildung 3: Primärenergiebilanz Sachsen-Anhalt 2014 (Quelle: STALA, Darstellung ENERKO)

Der Energiefluss von der Primärenergie zur Endenergie differenziert nach den Verbrauchssektoren zeigt Abbildung 4. Hier wird die überragende Bedeutung des Sektors „Bergbau und verarbeitendes Gewerbe deutlich.



Abbildung 4: Energiefluss von der Primärenergie zur Endenergie differenziert nach den Verbrauchssektoren (Quelle: STALA, Darstellung ENERKO)

Die Entwicklung des Endenergieeinsatzes im Zeitverlauf 1990 bis 2014 für die in dieser Studie besonders relevanten Sektoren „Haushalte“ und „Gewerbe, Handel, Dienstleistungen“ ist in Abbildung 5 klimabereinigt dargestellt. Man kann gut erkennen, dass die erste Energiewende im Endenergiemarkt in Sachsen-Anhalt „weg von der Braunkohle“ ab 1990 in weniger als 10 Jahren weitgehend abgeschlossen wurde. Im Zeitverlauf gibt es dann seit 2000 Verschiebungen von Öl zu Erdgas und Erneuerbaren.

Die Jahre sind allerdings z.T. nur bedingt vergleichbar, da sich die statistischen Definitionen, die Erfassungsmethoden und sektoralen Abgrenzungen im Betrachtungszeitraum geändert haben. Insgesamt ist jedoch seit Ende der 90er Jahre kein deutlicher Trend zur Endenergieeinsparung mehr erkennbar.

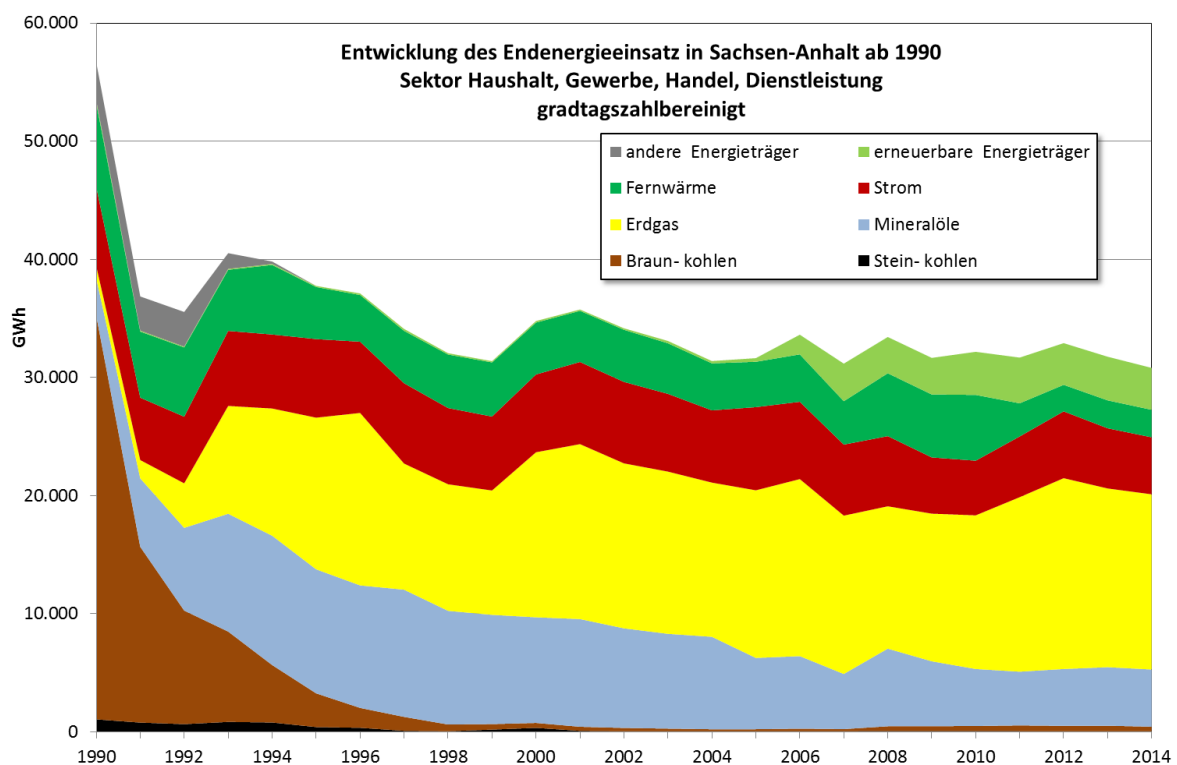


Abbildung 5: klimabereinigte Endenergiebilanz 1990-2014 in Sachsen-Anhalt, Sektor HH und GHD. (Quelle: STALA, Darstellung ENERKO)

3 Erneuerbare Stromerzeugung: Status Quo und Szenarien- definition

Sachsen-Anhalt ist eines der führenden Bundesländer beim Ausbau der erneuerbaren Energie (EE) in Deutschland. Je nach Standort etablieren sich verschiedene Technologien. Durch die vergleichsweise hohe Anzahl geeigneter Standorte bei gleichzeitig eher dünner Besiedlungsstruktur hat die Windkraft traditionell einen großen Anteil an der gesamten Bruttostromerzeugung, gefolgt von Photovoltaik und Bioenergie. Die Stromerzeugung aus Wasserkraft spielt eine eher untergeordnete Rolle im Erzeugermix des Landes Sachsen-Anhalt.

3.1 Status Quo des Ausbaus der erneuerbaren Energien in Sachsen-Anhalt

Um zu verdeutlichen in welchem Maße sich der Ausbau der erneuerbaren Energien in Sachsen – Anhalt bewegt, sollen zunächst die letzten verfügbaren Zahlen der dieser Arbeit vorangehenden Studie aufgezeigt werden. Bei dieser Studie, im Folgenden als „ZERE-Studie“ (Zentrum für regenerative Energien Sachsen - Anhalt, 2015) bezeichnet, handelt es sich um die wissenschaftliche Begleitung der Koordinierung des Ausbaus der erneuerbaren Energien in Sachsen - Anhalt vom 10.05.2015 . Die ZERE-Studie, auf welcher diese Studie aufbaut nimmt Bezug auf den Zeitraum bis Ende 2014. Die Ergebnisse stellen sich wie folgt dar (Abbildung 6):

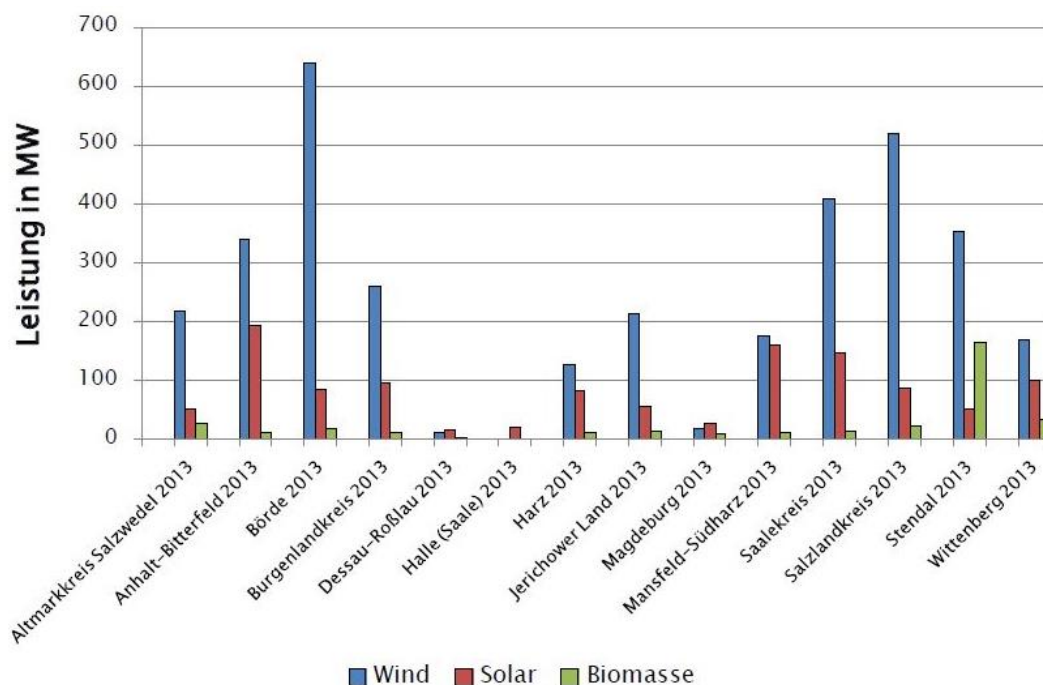


Abbildung 6: Status Quo der erneuerbaren Energie nach ZERE-Studie 10/2013 (ZERE, 2015)

Aufgrund der unterschiedlichen Flächenstruktur (vgl. (ZERE, 2015) S. 18) ergeben sich differenzierte Nutzungen im Kanon der erneuerbaren Energien. Konsequenterweise ist beispielsweise die Windkraft dort am stärksten vertreten, wo die landwirtschaftlich genutzte Fläche den größten Anteil hat, wie zum Beispiel im Landkreis Börde mit ca. 69% und dem Salzlandkreis mit ca. 75%.

Ziel dieses Abschnittes ist es, den fortgeschrittenen Ausbau der erneuerbaren Energie in Sachsen – Anhalt bis Ende 2015 zu dokumentieren und somit eine Ausgangsdatenlage zu schaffen, welche es erlaubt die Potenziale der erneuerbaren Energie in Bezug auf die Sektorenkopplung zwischen den Sektoren Strom und Wärme in verschiedenen Szenarien aufzuzeigen. Grundlage der Fortschreibung der in der ZERE-Studie dargestellten Zahlen zum Ausbau der erneuerbaren Energien sind folgende Quellen:

Tabelle 1: Quellen der Status Quo-Ermittlung (ENERKO)

Quelle	Zeithorizont
EnergyMap	Datenbank bis August 2015
Anlagenregister der Bundesnetzagentur	Datenbank ab 2014
Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt)	Datenbank fortlaufend ab 2004

Zunächst wird die derzeit in Sachsen – Anhalt installierte Leistung aller durch das Erneuerbare-Energie-Gesetz (EEG) geförderten Anlagen dargestellt. Korrespondierend mit den Ergebnissen der ZERE-Studie zeigt sich ein ähnliches Bild, den Grad des Ausbaus betreffend. So nehmen weiterhin die Kreise Börde und Salzlandkreis die vorderen Positionen an installierter EE-Leistung ein, wie folgende Abbildung 7 zeigt:

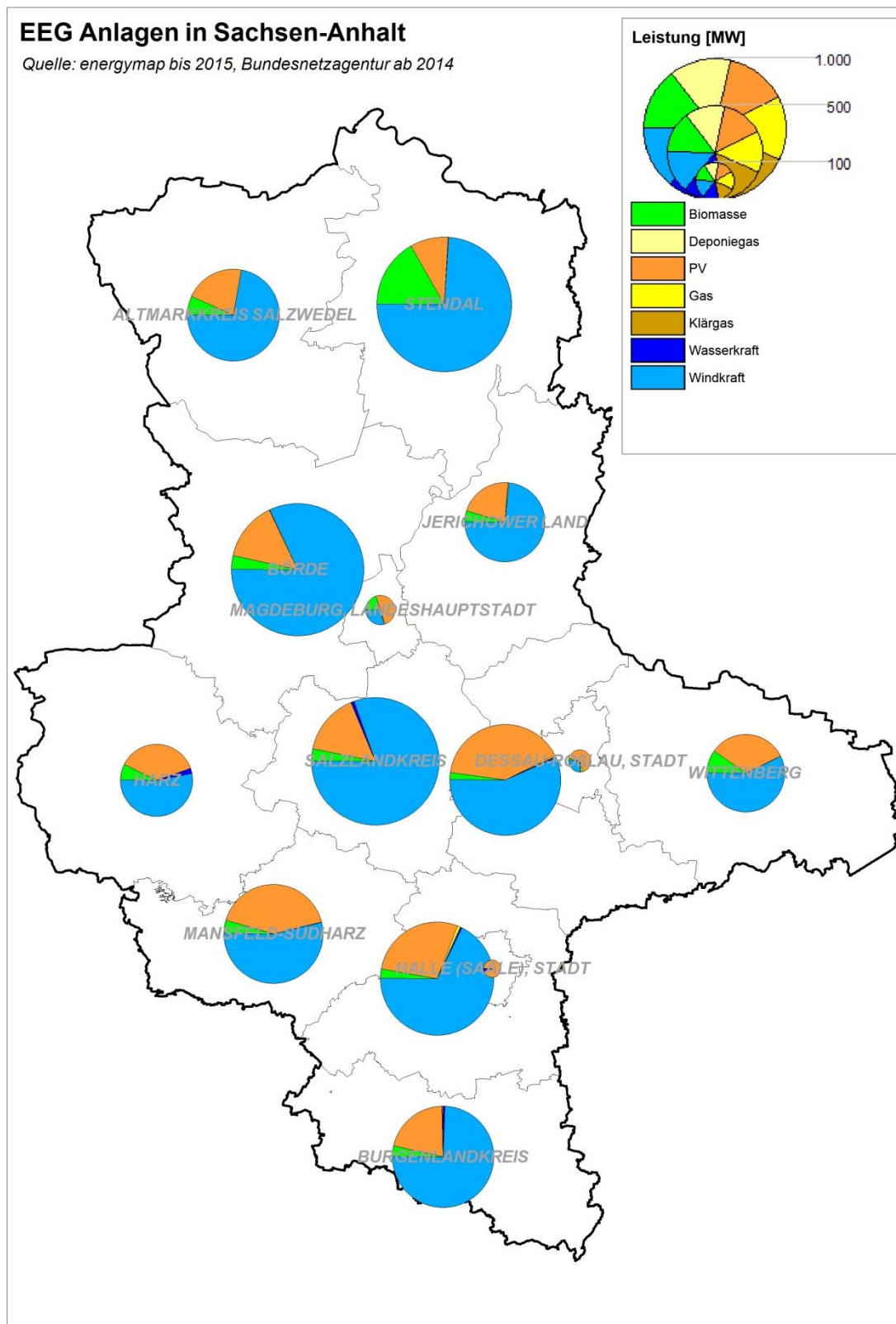


Abbildung 7: Installierte Leistung der EEG-Anlagen in Sachsen-Anhalt nach Kreisen

Prominente Positionen innerhalb der Familie der EE nimmt weiterhin die Windkraft ein, gefolgt von der Photovoltaik und der Biomasse (ohne Klärgas und Deponiegas). Eine untergeordnete Rolle spielt die Technologie der Wasserkraft. Einen anderen grafischen Überblick

über die installierte Leistung in den unterschiedlichen Kreisen gewährt Grafik Abbildung 8, welche die Fortschreibung der Abbildung 6 darstellt.

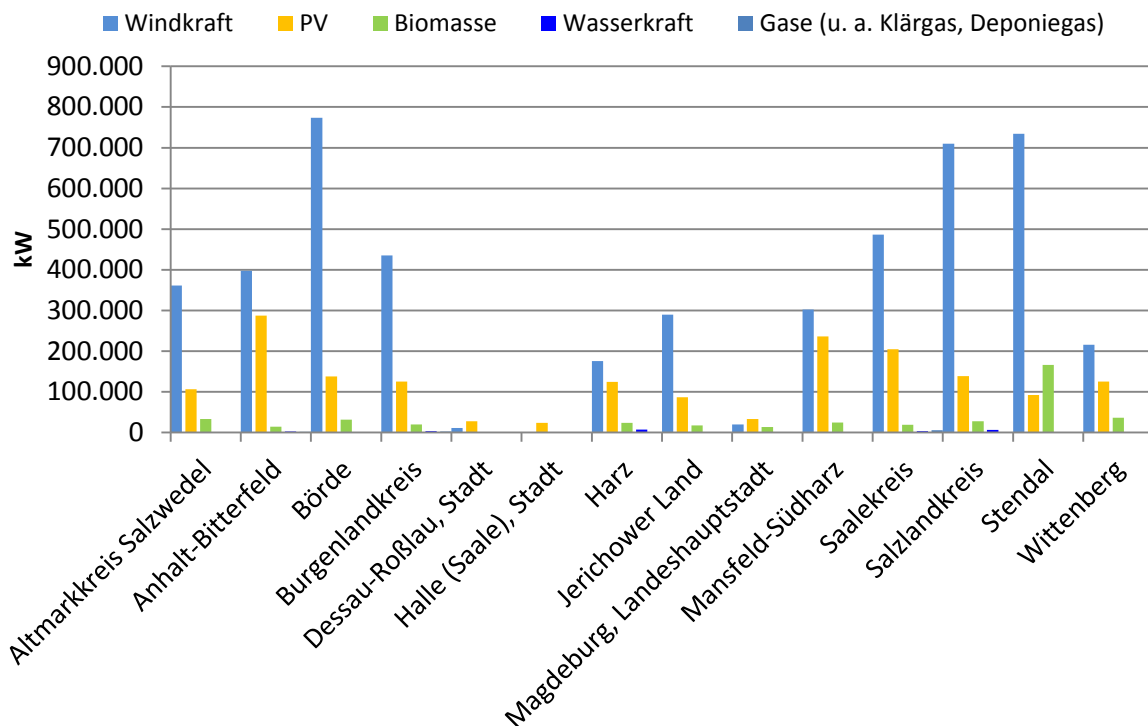


Abbildung 8: Installierte Leistung der EEG-Anlagen in Sachsen-Anhalt nach Kreisen

Insgesamt ergibt sich für Sachsen-Anhalt eine gesamt installierte Leistung von 7.137 MW aus erneuerbaren Energien. Wie schon den vorhergehenden Abbildungen zu entnehmen war, ist die Windkraft die mit Abstand am weitesten ausgebaute und wichtigste Technologie innerhalb der erneuerbaren Energien. Eine Zusammenfassung der Energieträger zeigt Tabelle 2.

Tabelle 2: Übersicht installierte Leistung EEG-Anlagen in Sachsen-Anhalt

	gesamt	Windkraft	PV	Biomasse	Gas	Wasserkraft
inst. Leistung [MW]	7.137	4.913	1.752	430	16	26
Anlagen	25.728	2.834	22.335	475	27	57
mittlere Leistung [kW/Anlage]		1.733	78	905	605	453

Eine höhere Auflösung der Verteilung bietet die Darstellung nach Gemeinden, wie in folgender Abbildung 9 zu sehen ist. Regionale Besonderheiten können so sehr gut aufgezeigt werden. Die Windkraft ist regional sehr gut verteilt, was an der ländlich geprägten Struktur des Bundeslandes liegt, welche es zulässt, auf relativ zahlreichen Flächen Windkraft zu installieren und zu betreiben.

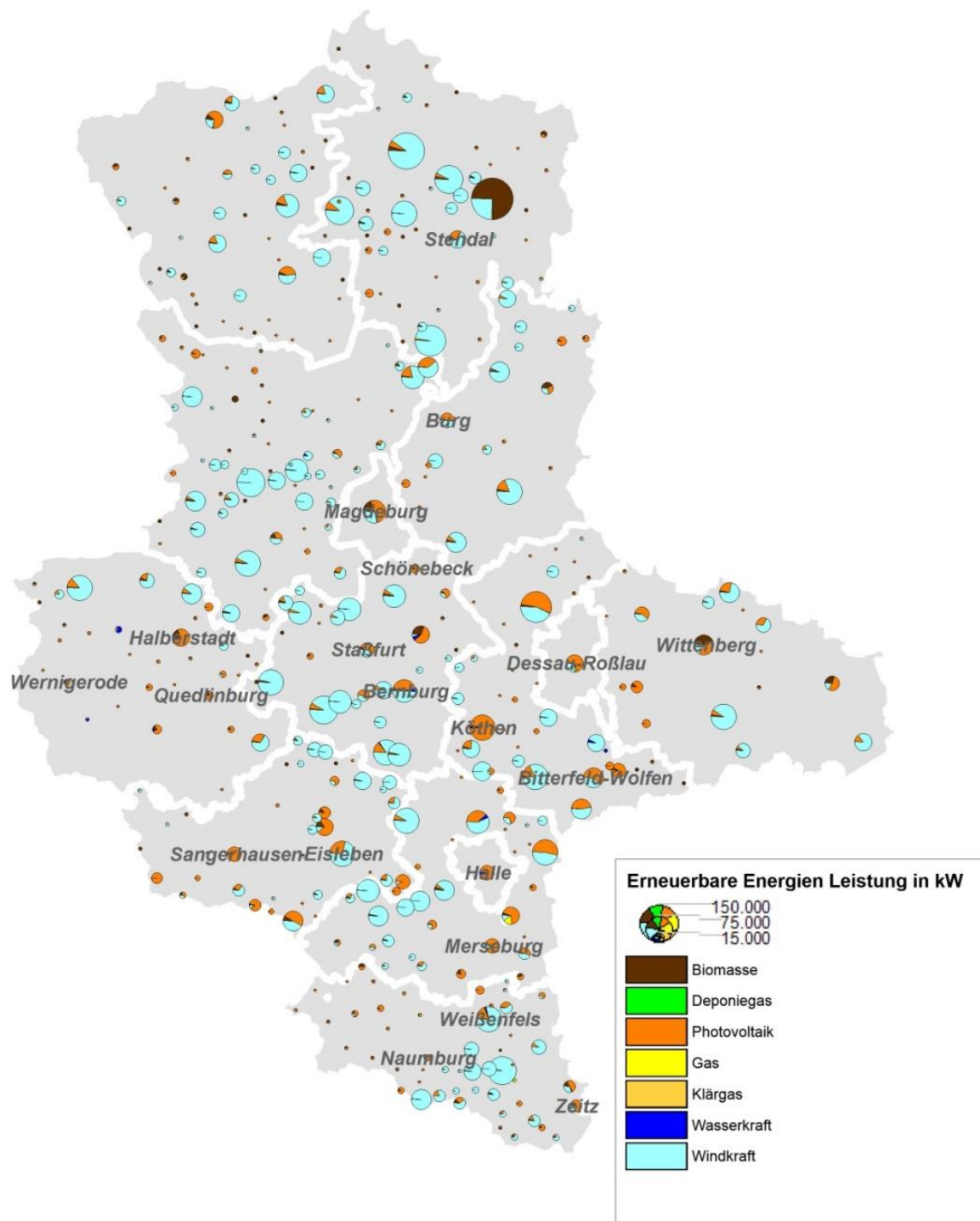


Abbildung 9: Installierte Leistung der EEG-Anlagen in Sachsen-Anhalt nach Gemeinden

Die installierte Leistung allein ist in der Betrachtung ohne eine entsprechende Bezugsgröße wenig aussagekräftig, da sie langfristig in der Lage sein soll, den gesamten Bedarf an elektrischer Leistung zu decken oder zumindest den Großteil. Um dies zu veranschaulichen kann die mit den EE-Anlagen erzeugte Menge an Strom ins Verhältnis mit dem Bruttostrombedarf bzw. mit der Bruttostromerzeugung gesetzt werden. Die Bruttostromerzeugung in Sachsen – Anhalt belief sich im Jahr 2014 auf ca. 22,8 TWh (Sachsen-Anhalt, 2015). In Relation zu dieser hatten die erneuerbaren Energien einen Anteil von ca. 48 %. Der Bruttostromverbrauch lag

im Jahr 2014 bei 17,6 TWh (AEE, Landesinfo Sachsen-Anhalt, 2014). Damit betrug der Anteil der Erneuerbaren gem. Angaben des STALA am Bruttostromverbrauch 2014 ca. 62%. Wie sich die erzeugte Arbeit der verschiedenen erneuerbaren Technologien aufteilt, zeigt Abbildung 10:

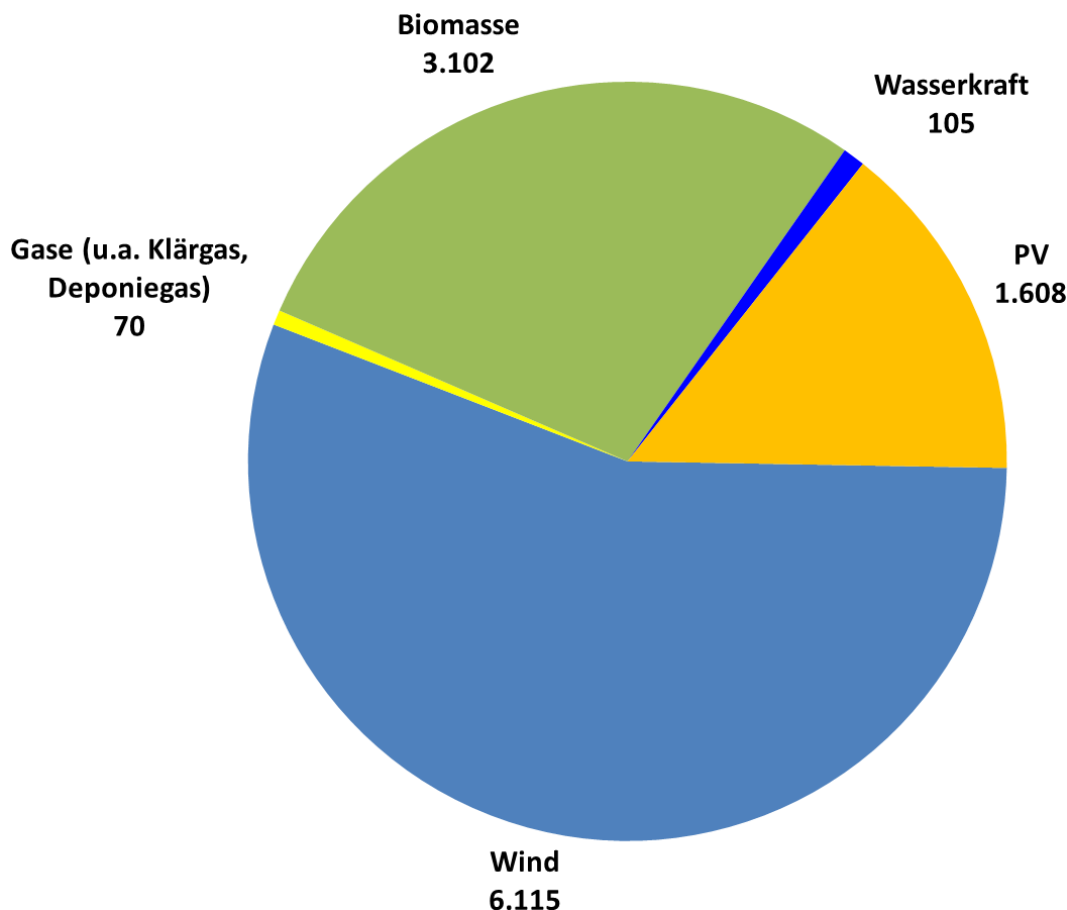


Abbildung 10: Erzeugte Arbeit der erneuerbaren Energien in Sachsen-Anhalt in GWh 2014

Einhergehend mit den vorhergehenden Ergebnissen zeigt Abbildung 10 die vorherrschende Stellung der Windkraft in Sachsen-Anhalt.

3.2 Entwicklung des Ausbaus der erneuerbaren Energien in Sachsen-Anhalt

Die Szenarien zum Ausbau der erneuerbaren Energien werden sowohl in Form von Dachszenarien zur Entwicklung in Deutschland gesamt als auch in dazu passenden EE-Szenarien für Sachsen-Anhalt erstellt.

3.2.1 Methodisches Vorgehen zur Modellierung der übergeordneten Entwicklung (Dachszenerarien)

Die Wirtschaftlichkeit von Versorgungslösungen auf Basis PtH hängt auch von der zukünftigen Entwicklung der Marktpreise für Primärenergieträger und Strom ab. Diese beeinflussen sowohl die Endkundenpreise für Wärme und damit die Anlegbarkeit als auch die Erzeugungskosten.

Die Kosten/Nutzenbewertung erfordert daher neben der Betrachtung der regionalen Entwicklung auch eine Ableitung quantifizierter und zeitlich hoch aufgelöster Preise für die übergeordnete nationale Entwicklung des Strommarktes.

Neben der Erzeugung in Sachsen-Anhalt wird also auch die übergeordnete Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland und Zentraleuropa mit dem ENERKO-Strommarktmodell betrachtet. Dieses Marktmodell bildet die wesentlichen Einflussfaktoren (Nachfrageentwicklung, On- und Offshore Einspeisung, PV und weitere EE, Speicher und Kuppelkapazitäten) ab.

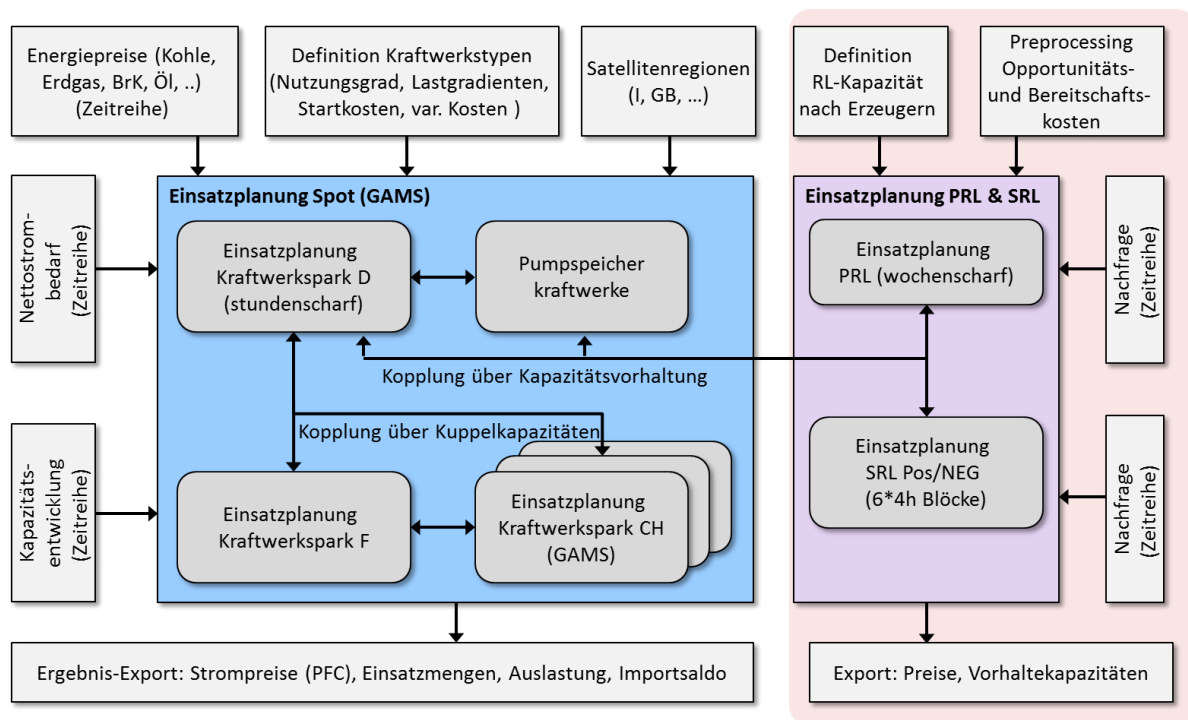


Abbildung 11: Modellstruktur im ENERKO Strommarktmodell

Die Basis dieses europäischen Strommarktmodelles bilden Datenbanken zur Erzeugungsinfrastruktur in Mitteleuropa, Zeitreihen zum Energieverbrauch, der technologischen Entwicklung sowie der vorhandenen und geplanten Erzeugungskapazitäten. Damit ist eine konsistente Betrachtung sowohl des Ausbaupfades der EE in Sachsen-Anhalt wie auch der gesamtdeutschen Entwicklung (Ausbaupfad EEG) unter Berücksichtigung des Stromaustausches innerhalb Zentraleuropas (Abbildung 12) möglich.

Dabei werden auf der Erzeugungsseite technische und ökonomische Eigenschaften (Nutzungsgrade, Verfügbarkeiten, variable Wartungskosten) von bestehenden Erzeugungsanlagen abgebildet sowie stundenscharfe Preiszeitreihen und Überschussstrommengen berechnet. Dies ist vor allem für die Bewertung zukünftiger Einsatzzeitfenster für PtH-Anlagen wichtig, die nicht aus regionalen Engpässen (EinsMan) resultieren, sondern aus Phasen niedriger Residuallast am Strommarkt („negative Preise“).

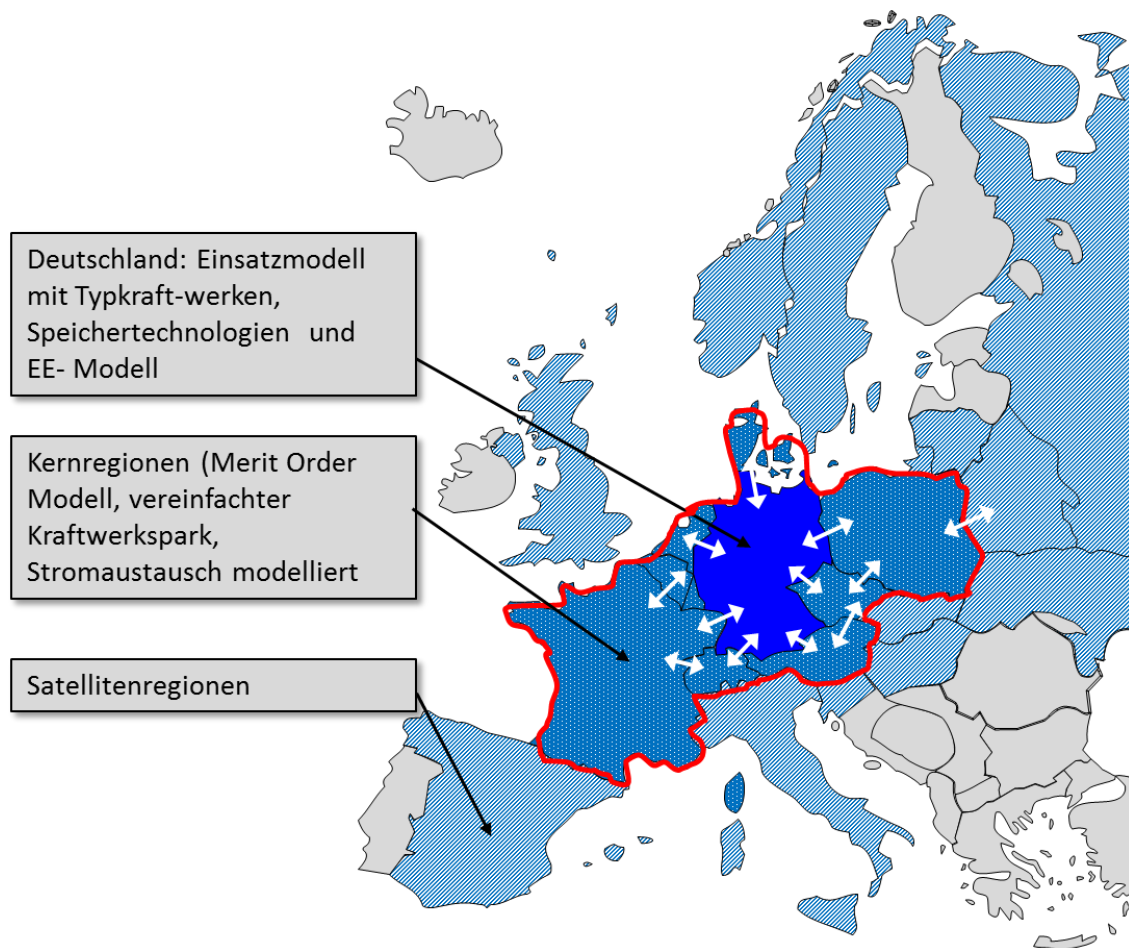


Abbildung 12: Regionalstruktur im ENERKO Strommarktmodell

Die Preisannahmen für alle relevanten Weltmarktpreise werden für alle drei Ausbauszenarien festgelegt:

- Erdgaspreise (Börsenpreise)
- Steinkohle
- CO₂
- Heizöl

Die vom Modell berechneten Stundenpreise sind vor allem für die später im Projektverlauf erfolgenden Beispielrechnungen von Elektrokesseln relevant, da diese auch in Zeiträumen

mit überregionalem Überschussstrom und daraus resultierenden niedrigen Börsenpreisen eingesetzt werden soll.

Wir schlagen ein Szenario auf Basis des World Energy Outlook 2015 (WEO, 2015), mittleres Preisszenario, vor. Dieses Szenario ist geprägt durch tendenziell wieder steigende Energiepreise auf den Weltmärkten, wie in Abbildung 13 dargestellt. Die Heizölpreise steigen in diesem Szenario bis 2025 auf rd. 72 EUR/hl (November 2016 rd. 52 EUR/hl) und die Erdgaspreise auf 30 EUR/MWh (Nov 2016: rd. 17 EUR/MWh). Die Großhandelsstrompreise steigen mittelfristig wieder deutlich an auf gut 60 EUR/MWh (November 2016: 31 EUR/MWh).

Die Entwicklung der Erneuerbaren Energien insgesamt spiegelt dabei eine Übertragung der in Kapitel 3 definierten Szenarien für Sachsen-Anhalt auf Deutschland wider.

Kohle- und CO₂-Preis steigen ebenfalls an, diese sind für diese Studie vor allem im Bereich der industriellen Prozesswärmeerzeugung und im Bereich großer Fernwärmeerzeuger relevant. Zu berücksichtigen ist, dass diese Preissteigerungen im nominalen Geldwert des jeweiligen Jahres zu verstehen sind, also die Inflation immer enthalten ist.

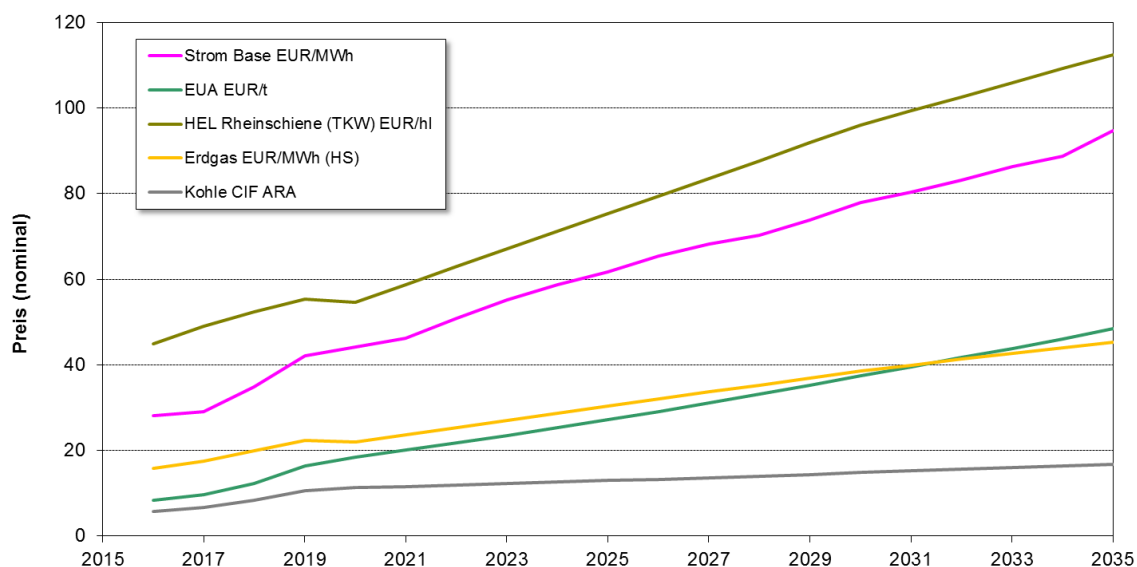


Abbildung 13: Energiepreisentwicklung im Basis-Szenario

Die stündlichen Preise werden mit dem ENERKO-Strommarktmodell des europäischen Strommarktes unter Berücksichtigung von Energiepreisentwicklungen, Kraftwerkspark und Erneuerbarer Einspeisung ermittelt. Dieses Marktmodell bildet die wesentlichen Einflussfaktoren (Nachfrageentwicklung, On- und Offshore Einspeisung, PV, Preisdämpfung durch vorhandene Speicher und Kuppelkapazitäten) ab. Es wurde auf Basis typischer Kraftwerkstypen eine stundenscharfe Merit-Order Bewertung vorgenommen.

Beispielhafte Strompreisverläufe der Szenariorechnungen sind in der folgenden Abbildung dargestellt. Gut zu erkennen ist, dass die Phasen mit negativen Preisen (Abbildung 14) so-

wohl im Winter (meist nachts) als auch im Frühjahr/Sommer auftreten, i.d.R. verursacht durch hohe Einspeisung aus Wind und PV.

In der Projektion für 2030 zeigt sich ein generell höheres Strompreisniveau mit stärker ausgeprägten Niedrigpreisphasen (dunkelblau).

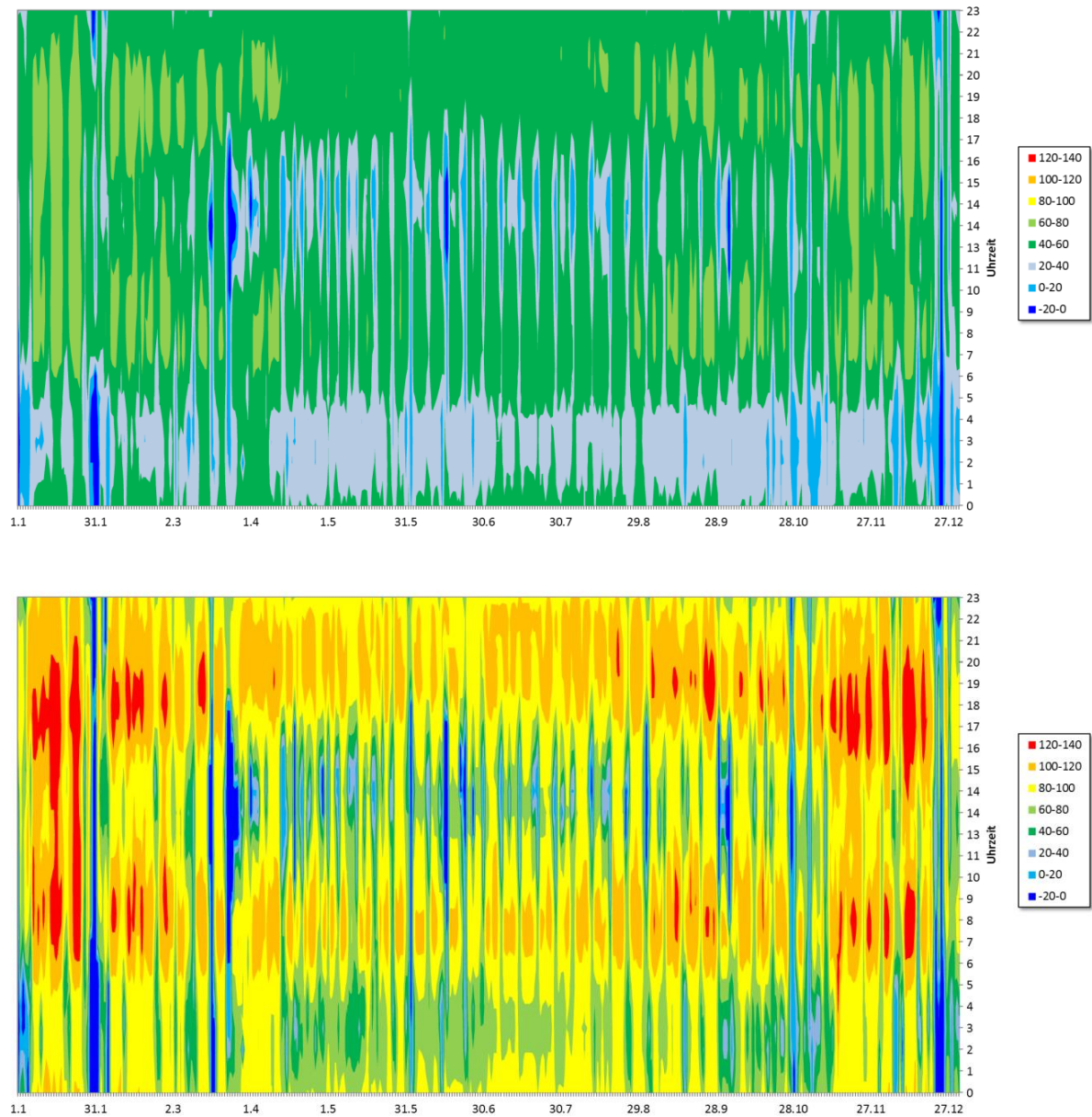


Abbildung 14: Strompreisprojektion im Jahres- und Tagesverlauf in EUR/MWh, mittleres Szenario 2020 (oben) und 2030 (unten)

3.2.2 *Ausbaupfade im gesamten Bundesgebiet (Dachscenarien)*

Trotz sich ständig ändernden Gesetzen und politischen Rahmenbedingungen wird der Ausbau der erneuerbaren Energien auch in Sachsen-Anhalt kontinuierlich fortschreiten. Zwar sind seitens der politischen Akteure in der letzten Zeit immer wieder Bestrebungen zu sehen gewesen, welche auf ein Beschränken des Ausbaus einzelner Technologien abzielen, verwiesen sei an dieser Stelle auf das fixe Ausschreibevolumen bei Windkraft und Photovoltaik, jedoch wirken sich diese Maßnahmen eher im zeitlichen Verlauf aus, als im quantitativen Sinne. Der Grund liegt letztlich in den internationalen Klimaschutzzielen, welche mit den Verträgen der UN-Klimaschutzkonferenz 2015 in Paris zum Ausdruck gekommen sind. So kann das gesetzte 1,5°-Ziel nur durch eine massive Senkung der CO₂-Emissionen erreicht werden, welche wiederum nur erreicht werden kann, wenn der Ausbau der erneuerbaren Energien u.a. auf dem Stromsektor weiter vorangetrieben wird. Dies gilt für die internationale Staatengemeinschaft und damit auch für regionale Einheiten, wie Sachsen-Anhalt sie u.a. in Deutschland darstellt.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien in Sachsen-Anhalt kann nicht losgelöst vom Ausbau der EE im gesamten Bundesgebiet betrachtet werden. Der Ausbaupfad in Deutschland stellt somit in gewisser Weise den Überbau für verschiedene Entwicklungen in der Region Sachsen-Anhalt dar. Aufgrund der regionalen Gegebenheiten entwickeln sich die Ausbaupfade der Technologieträger in den unterschiedlichen Gebieten Deutschlands sehr verschieden.

So eignen sich bestimmte eher ländlich geprägte Räume eher für Windkraft, wo andere urbane Räume eher für die Photovoltaik geeignet sind. Daher korrespondieren im Folgenden nicht alle Zuwachszahlen der Energieträger zwangsläufig mit dem Bundestrend, gleichwohl sie sich an diesen anlehnen. Für diese Studie wird von drei unterschiedlichen Szenarien ausgegangen, die sich durch einen unterschiedlichen Anteil erneuerbarer Stromerzeugung unterscheiden. Grundlage der Berechnungen sind die Energiepreise des „World Energy Outlook 2015“. Das gesamte Modell ist mit bestimmten Annahmen bezüglich der Strompreisentwicklungen unterlegt, welche die Entwicklung des Kraftwerkparks beeinflussen (vgl. Abschnitt 3.2.1). Die jeweiligen Szenarien zeigen den entsprechenden Entwicklungspfad in Bezug auf die Ziele der Bundesregierung:

Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch und Zielvorgaben des EEG 2000, EEG 2004, EEG 2008, EEG 2012, EEG 2014 und EEG 2017

Abbildung 10

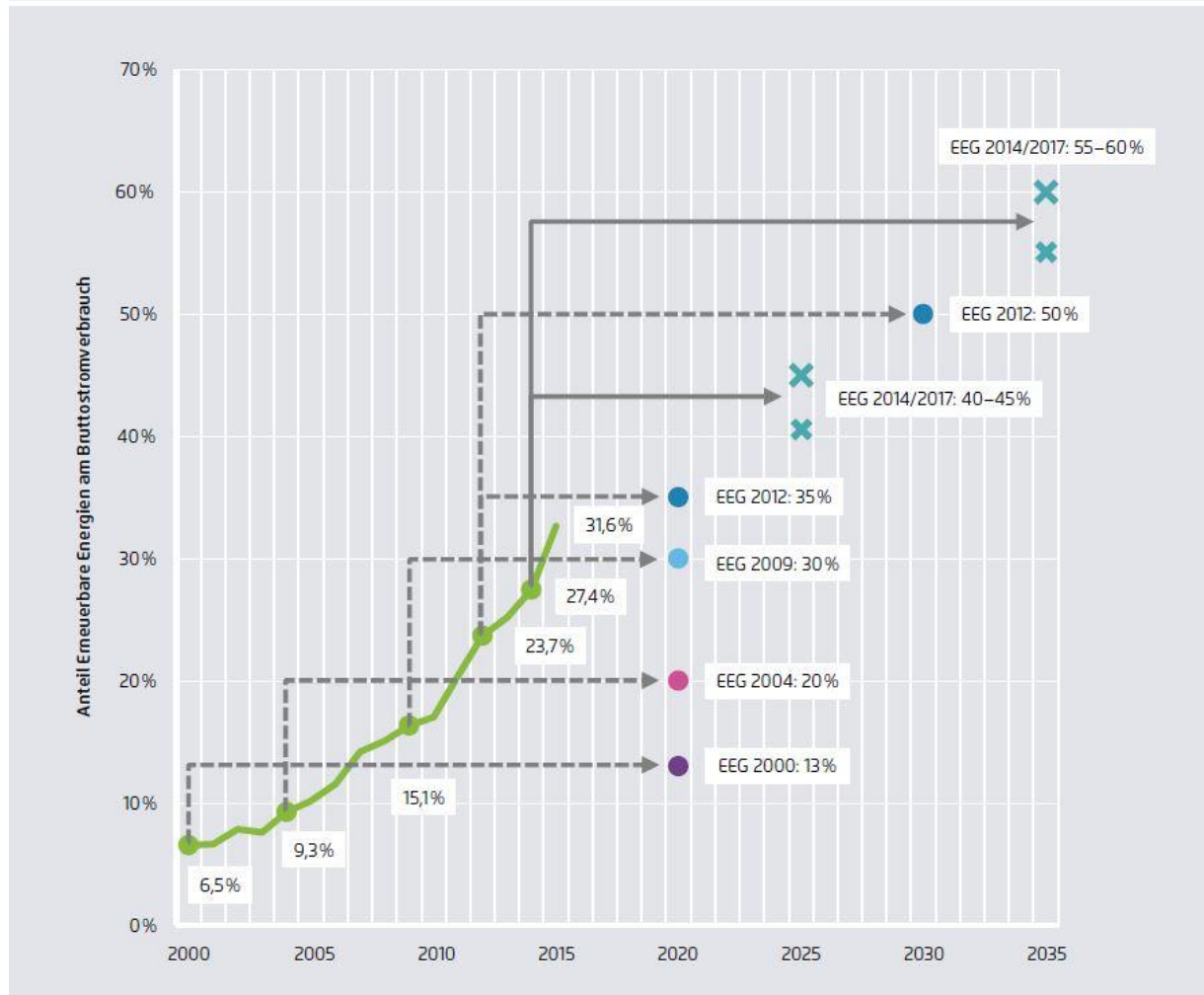


Abbildung 15: Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch: Bundesziele (Quelle: AGORA)

Oberes Szenario

Gemäß den Vorgaben der Politik wird die Kernkraft im Jahre 2022 keinen Anteil an der Stromerzeugung mehr haben. Ältere Braun- und Steinkohlekohlekapazitäten werden bis 2030 vom Markt genommen, neuere Kohlekraftwerke spielen nur noch eine untergeordnete Rolle. Größere Kapazitäten werden dagegen im Bereich der Windkraft (Onshore und Offshore) und der Photovoltaik aufgebaut wie Abbildung 16 zeigt. Erdgas wird mittelfristig ausgebaut und bleibt als „Brückentechnologie“ vor allem für die verbleibende Residuallast erhalten.

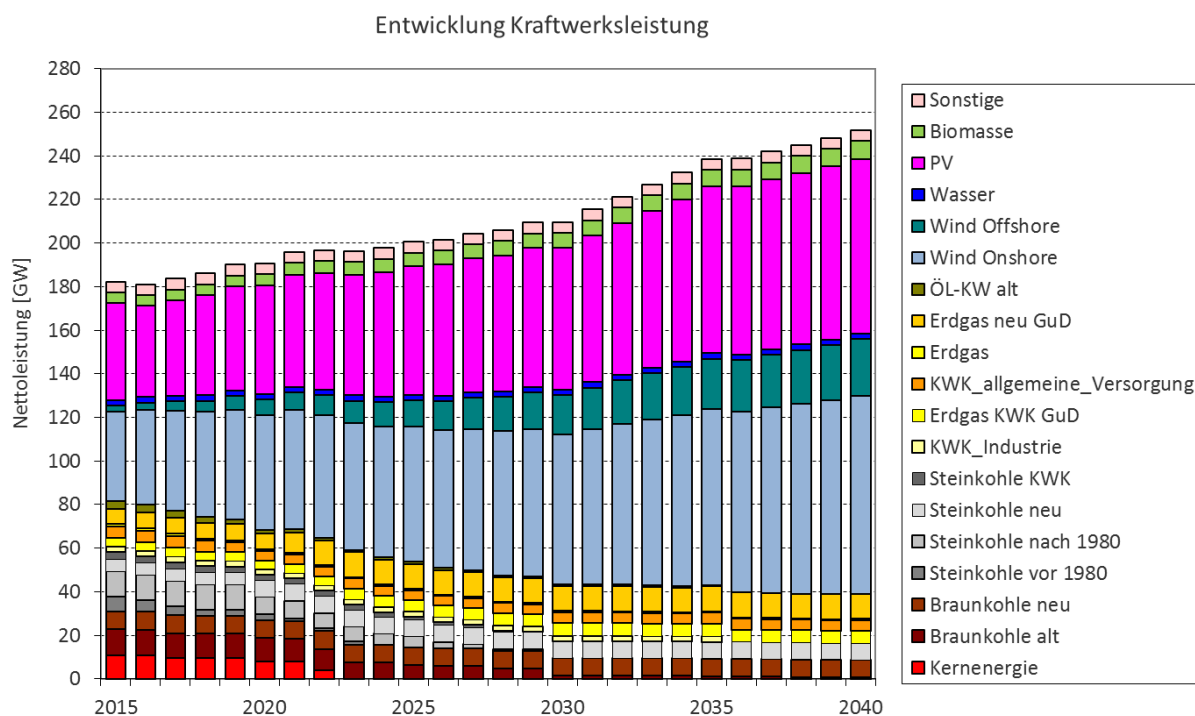


Abbildung 16: Entwicklung Kraftwerksleistung in Deutschland – oberes Szenario

Die daraus resultierenden Strommengen werden in Abbildung 17 gezeigt:

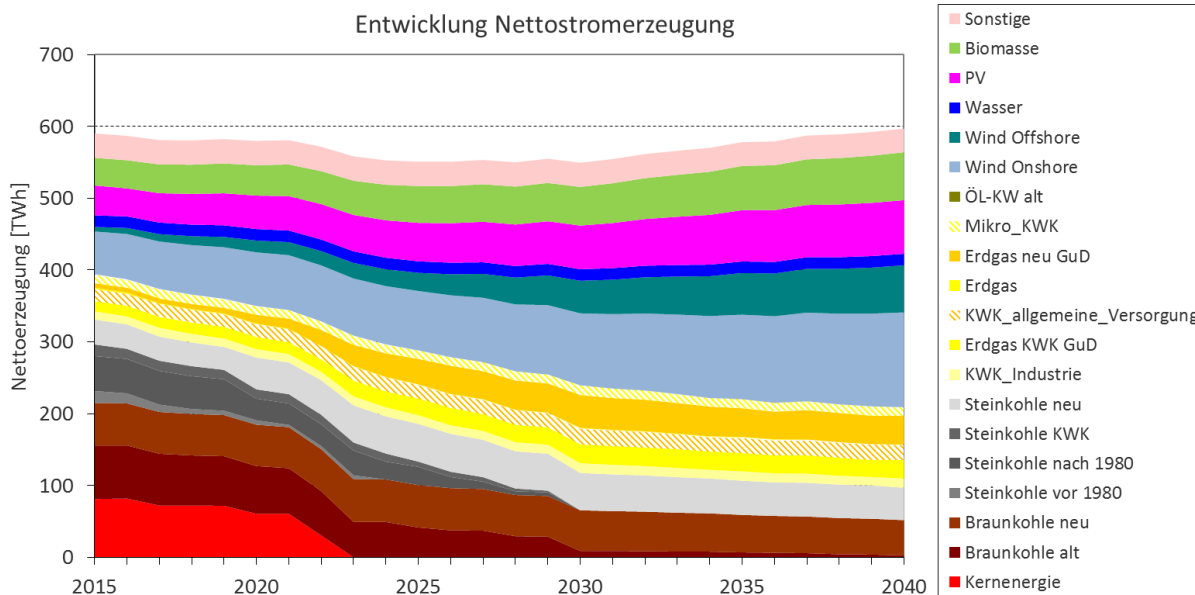


Abbildung 17: Nettostromerzeugung Deutschland – oberes Szenario (vorläufig)

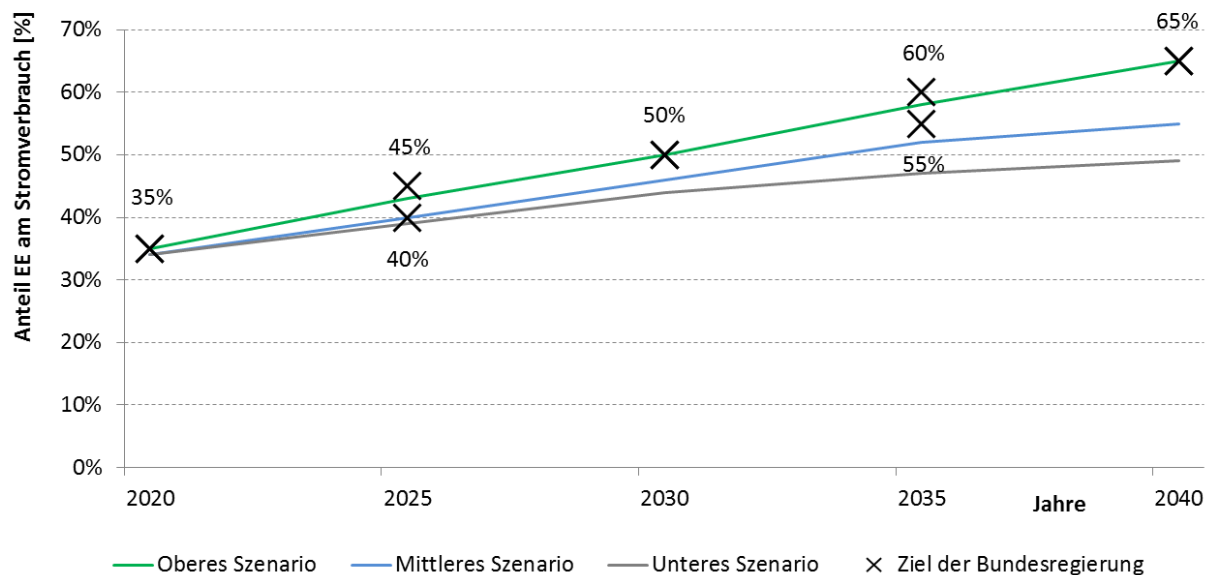
Setzt man die Ergebnisse aus Abbildung 17 in Relation zum prognostizierten Stromverbrauch, decken die erneuerbaren Energien im oberen Szenario im Jahre 2040 rund 65 % des Stromverbrauchs in Deutschland ab, was den Zielvorgaben der Bundesregierung entspricht (siehe Abbildung 15).

Tabelle 3: Anteil EE im Szenarienvergleich

	Ziel Bundesregierung	Oberes Szenario	Mittleres Szenario	Unteres Szenario
2020	35%	35%	34%	34%
2025	40-45%	43%	40%	39%
2030	50%	50%	46%	44%
2035	55-60%	58%	52%	47%
2040	65%	65%	55%	49%

Mittleres und unteres Szenario

Aufgrund anderer Rahmenbedingungen im mittleren und unteren Szenario ergeben sich verschieden starke Ausprägungen des Ausbaus der erneuerbaren Energie in Deutschland. Eine Erreichung der Bundesvorgaben wird nur mit dem oberen Szenario umgesetzt werden, wie Tabelle 3 und Abbildung 18 zeigen. Die beiden anderen Szenarien sind konservativer angesetzt und unterschreiten die nationalen Ausbauziele.


Abbildung 18: Anteil EE am Stromverbrauch in den Szenarien im Vergleich zu Bundeszielen

3.2.3 Ausbaupfade in Sachsen - Anhalt

Auch für Sachsen-Anhalt werden in dieser Studie insgesamt drei Szenarien in Ansatz gebracht, um unterschiedliche Entwicklungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien aufzuzeigen. Um die Konsistenz bezüglich vorhergehender Studie beibehalten zu können, werden potenzialbeeinflussende Faktoren, welche bereits in der ZERE-Studie in Ansatz kamen, weiter berücksichtigt und gewürdigt. Grundsätzliche Parameter, die die Potenziale und damit den Ausbaupfad in Sachsen – Anhalt betreffen sind:

- Gesetz für den Ausbau der erneuerbaren Energie (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2017)
- Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz - KWKG)
- Abschlussbericht: Repowering von Biogasanlagen – Maßnahmen zur Effizienzsteigerung für den vorhandenen Anlagenbestand
- Planungsgrößen der regionalen Planungsgemeinschaften und Regionalplanung

Darüber hinaus bestimmen weitere unzählige politische wie rechtliche Rahmenbedingungen die Entwicklung der einzelnen Energieträger im Land Sachsen-Anhalt.

Wie Eingangs beschrieben, werden drei Szenarien zugrunde gelegt. Die quantitative Definition der Szenarien erfolgt im weiteren Projektverlauf in Abstimmung mit dem Auftraggeber.

3.2.3.1 Oberes Szenario (grünes Szenario)

In diesem Szenario wird davon ausgegangen, dass sämtliche vorhandenen Potenziale über alle Technologien hinweg ausgenutzt werden. Da sowohl die Windkraft als auch die Photovoltaik in gewisser Weise „Leittechnologien“ sind, liegt der Fokus der Windkraft auf den Vorgaben der regionalen Planungsgemeinschaften und den daraus resultierenden Flächennutzungsplänen in den betroffenen Gemeinden. Das obere Szenario sieht u.a. die Nutzung aller bisherigen und zukünftigen Potenzialflächen für Windkraft innerhalb und außerhalb der Vorrang- und Eignungsgebiete (VE) vor. Es berücksichtigt auch die Anpassung und Aktualisierung im Bereich der regionalen Planungsgemeinschaft Magdeburg. Ebenfalls werden in diesem Szenario sämtliche technisch-wirtschaftlich zu erschließende PV-Potenziale berücksichtigt.

Im Ergebnis des „grünen“ Szenarios zeigt sich ein signifikanter Ausbau der Photovoltaik von derzeit 1.752 MW (2016) um 5.505 MW auf 7.257 MW im Jahre 2040. Grund dafür ist das grundsätzlich große Potenzial der Photovoltaik, welches sich auch in Sachsen-Anhalt zeigt. Aufgrund der Flächenrestriktion steht der Windkraft ein nicht ganz so großes Potenzial zur Verfügung wie der Photovoltaik. Trotz dessen ist auch in diesem Technologiebereich noch hinreichend großes Potenzial vorhanden. So kann die installierte Leistung Windkraft im Szenario „grün“ von derzeit 4.913 MW (2016) bis zum Jahre 2040 um 3.055 MW gesteigert werden, auf dann 7.968 MW. Eine untergeordnete Rolle spielt die Biomasse, welche ein Poten-

zial von 221 MW für das Jahr 2040 aufweist, wie im einzelnen Abbildung 19 zeigt. Der Leistungszuwachs bei den Biomasseanlagen beruht im Wesentlichen auf Kapazitätsausbau von Biogasanlagen zur Flexibilisierung des Anlageneinsatzes sowie steigender Umwandlungseffizienz, ohne dass damit ein proportionaler Flächenmehrbedarf verbunden wäre.

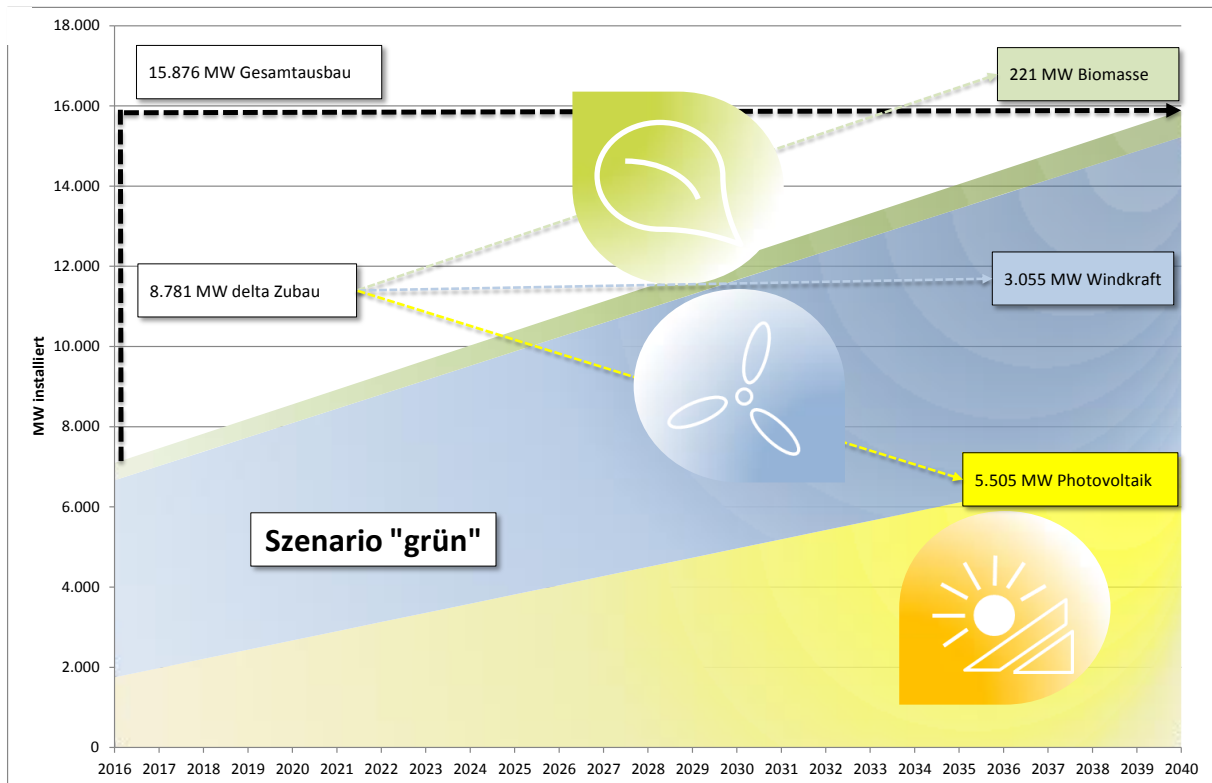


Abbildung 19: Entwicklung der Erneuerbaren in Szenario „grün“ bis 2040

Insgesamt besteht ein Gesamtpotenzial von 8.781 MW über alle betrachteten Technologien hinweg. Dies bedeutet für die gesamte prognostizierte Kapazität der erneuerbaren Energien eine Steigerung auf rd. das Doppelte von 7.095 MW (2016) auf 15.876 MW im Jahre 2040.

Korrespondierend mit den übergeordneten regionalen Zielen des Koalitionsvetrages des Landes Sachsen-Anhalt (ST, 2016) in Zukunft 100 % des Stromverbrauchs aus erneuerbaren Quellen zu decken, kann bei Erreichung der Ziele in 2040, unter der Annahme eines Bruttostromverbrauchs von 16,89 TWh/a (Extrapolation der Energiebilanz), festgehalten werden, dass die Haupttechnologien Wind, Photovoltaik und Biomasse den Stromverbrauch zu mehr als 100% decken werden.

Mittleres Szenario (blaues Szenario)

Das Referenzszenario macht Abschläge sowohl bei der Windkraft, der Photovoltaik und der Biomasse. Bei der Windkraft kommen nur Potenzialflächen zur Betrachtungen, welche schon heute als Vorrang und Eignungsfläche gekennzeichnet sind. Die Nutzung außerhalb dieser Gebiete ist nicht vorgesehen. Im Gegensatz zum oberen Szenario werden hier keine Potenziale erfasst, welche sich auf Flächen befinden, die in keinem Widerspruch zur Windkraftnut-

zung stehen – sogenannten Gunstflächen – aber regionalplanerisch noch nicht explizit als geeignet ausgewiesen sind und damit nach heutiger Rechtslage nicht für die Windkraftnutzung in Frage kommen. Das recht große Potenzial, welches im Repowering alter Anlagen liegt, wird nur sehr selektiv und in einem sehr restriktiven Umfang umgesetzt.

Photovoltaikanlagen können u.a. im großen Stil auch auf freien Flächen gebaut werden. Hierzu eignen sich in vielen Fällen sogenannte Konversionsflächen, welche vormals eine andere Nutzung vorsahen. Im Referenzszenario wird vorgesehen, dass nicht alle Konversionsflächen als Potenzialfläche nutzbar sind und damit aus der Betrachtung fallen. Weiterhin wird das PV-Potenzial rund um den 110 m-Streifen entlang von Bundesautobahnen und Schienenwegen nicht berücksichtigt, was eine weitere größere Einschränkung des Potenzials zur Folge hat. In Bezug auf die Biomasse wird unterstellt, dass theoretisch machbare Effizienzsteigerungen der Biomassenutzung nur in geringem Umfang umgesetzt werden.

Im Ergebnis zeigt sich ein deutlich gebremster Ausbau mit Abstrichen gegenüber dem Szenario „grün“. Der Anteil der hier betrachteten Energieträger kann von selben Niveau in 2016 mit 7.095 MW auf 11.074 MW um 3.979 MW gesteigert werden. Hierbei spielen Photovoltaik und Windkraft eine gleichgewichtige Rolle. Der Biomasse wird im „blauen“ Szenario eine untergeordnete Rolle eingeräumt, wie in Abbildung 20 zu sehen ist.

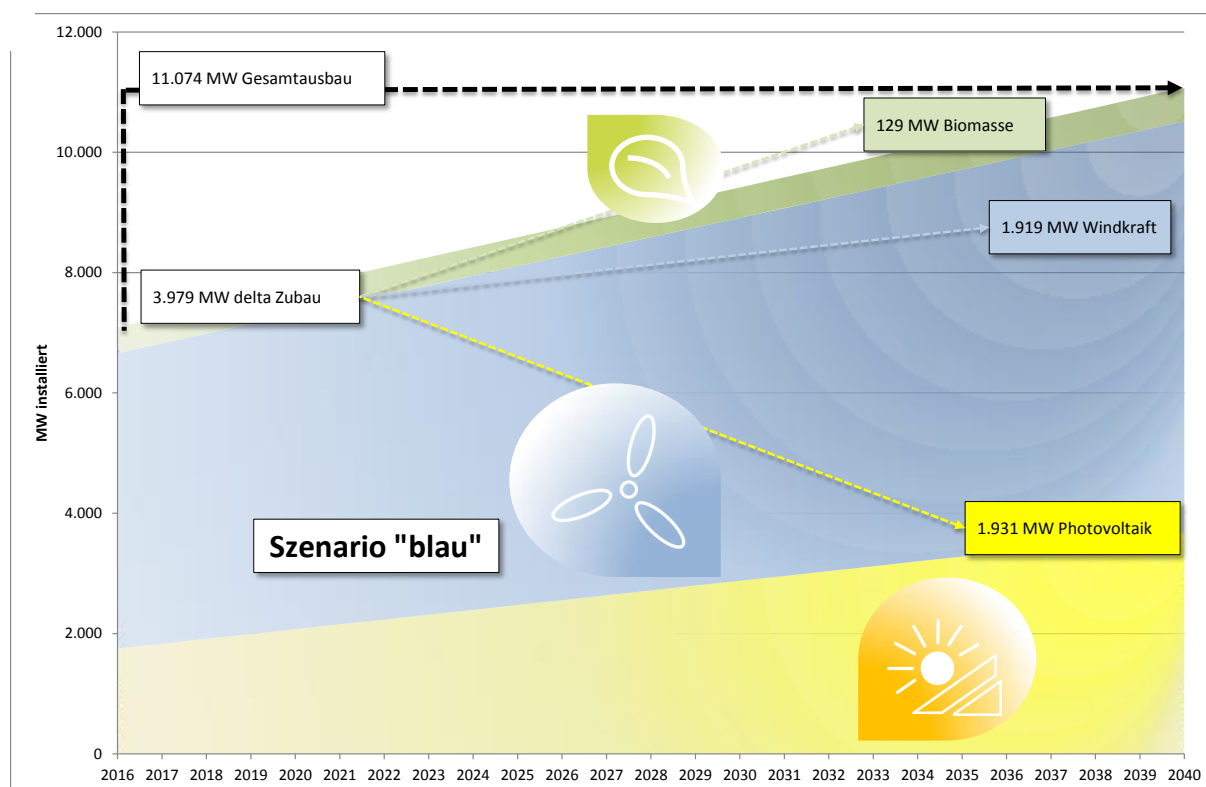


Abbildung 20: Entwicklung der Erneuerbaren in Szenario „blau“ bis 2040

Gemessen am angenommenen Bruttostromverbrauch von ca. 17 TWh im Jahre 2040, würde dies einen Anteil der erneuerbaren Energien von ca. 122 % bedeuten.

Unteres Szenario (graues Szenario)

Wie schon im mittleren Szenario werden die Potenziale der Windkraft ausschließlich auf die bereits dafür vorgesehenen Gebiete angewendet. Eine Betrachtung weiterer, grundsätzlich in Frage kommender Flächen, kommt nicht zum Zuge. Zusätzlich sieht das untere Szenario keine Potenziale im Repowering von Windkraftanlagen. Ebenfalls weiter eingeschränkt wird das Potenzial der Photovoltaik. Die Potenziale entlang des 110 m-Streifens werden erneut nicht betrachtet. Des Weiteren wird das Dach- und Freiflächenpotenzial nur als sehr gering erachtet. Dies bedeutet speziell bei Dachflächen, dass nur diese Flächen in die Potenzialabschätzung aufgenommen werden, welche ein sehr gutes Einstrahlungsverhältnis aufweisen. Gleiches gilt für Freiflächenanlagen.

Für die Biomasse wird ein Ausbaustopp im Jahre 2026 angenommen, so dass ab diesem Zeitpunkt keine weiteren Kapazitäten hinzukommen. Bezüglich des Anlagenbestandes wird davon ausgegangen, dass es kaum zu Effizienzsteigerungen in der Anlagentechnik kommt und sich somit die zukünftigen Kapazitäten auf denen des Status Quo bewegen.

Im oben dargelegten Szenario findet kein signifikanter Ausbau der erneuerbaren Energien bis 2040 statt (siehe Abbildung 21). Leichte, jedoch kaum nennenswerte Zuwächse erfährt lediglich die Windkraft, welche von 2016 kommend um 415 MW zulegen könnte. Insgesamt ergibt sich ein Saldo von 2016 bis 2040 über 510 MW über die Bandbreite der Technologien von derzeit 7.095 auf dann 7.605 MW.

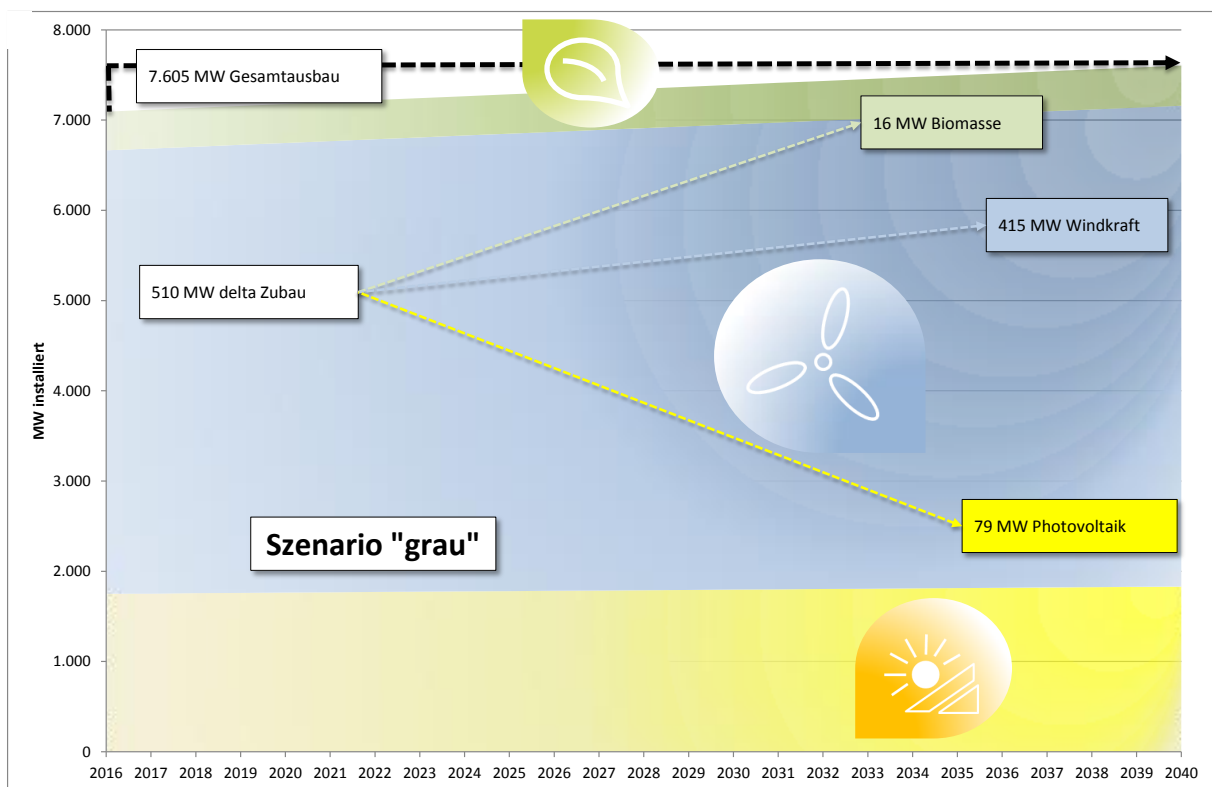


Abbildung 21: Entwicklung der Erneuerbaren in Szenario „grau“ bis 2040

Klar wird an dieser Stelle, dass in diesem sehr konservativen Szenario das Ausbauziel des Koalitionsvertrages 2016 deutlich nicht erreicht wird, da der Anteil des Stromverbrauchs aus erneuerbaren Energien rund 89% des Stromverbrauchs betragen würde, wie Tabelle 4 zu entnehmen ist.

Tabelle 4: Anteil Strom aus EE am Bruttostromverbrauch 2040

	Stromproduktion 2040 aus EE	Anteil EE am Bruttostromverbrauch
grün [GWh]	26.963	160%
blau [GWh]	20.526	122%
grau [GWh]	14.987	89%

Das Ziel der Landesregierung aus 2016 kann demnach bis 2040 mit dem ambitionierten „grünen“ und „blauen“ Szenario erreicht werden, wobei ein rechnerischer Deckungsgrad von 100% schon deutlich vorher erreicht wäre.

4 Stromnetze und Netzengpässe in Sachsen-Anhalt

In diesem Abschnitt wird zunächst das bestehende 110-kV-Netz in Sachsen-Anhalt beschrieben (vgl. Abbildung 22). Darauf aufbauend werden die aktuellen Netzengpässe gemäß Netzausbauplan 2015 aufgezeigt und die Eingriffe in die Erzeugung dargestellt. Zuletzt werden die daraus resultierenden Netzausbaumaßnahmen im Zeitverlauf skizziert.

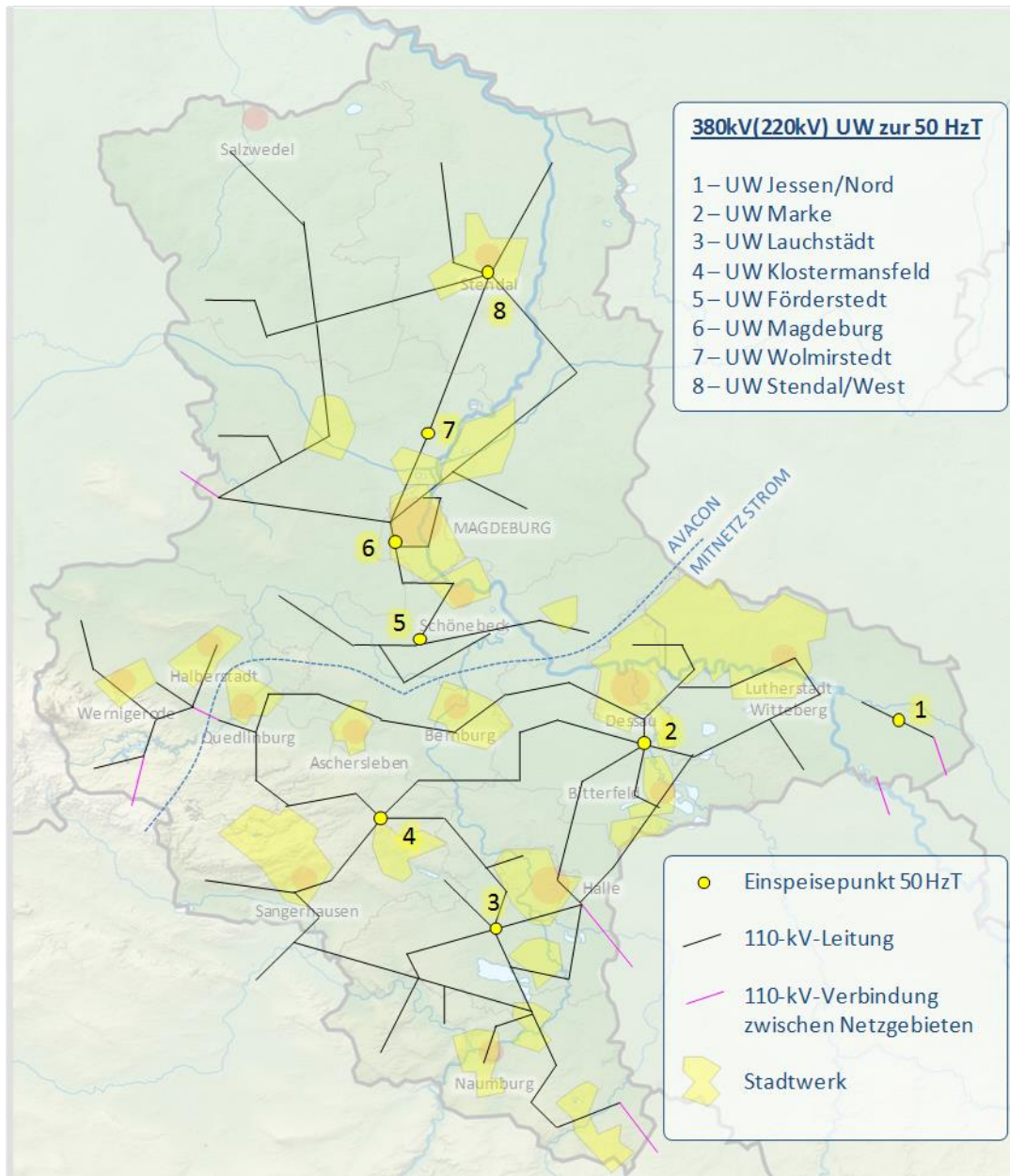


Abbildung 22: IST-Zustand 50-HzT-Einspeisepunkte, 110-kV-Netz und unterlagerte Netzbetreiber in Sachsen-Anhalt (Karte auf Basis von OpenStreetMaps und der ZERE-Studie erstellt)

4.1 Netzgebiet der MITNETZ STROM

Das Netzgebiet der MITNETZ STROM umfasst neben dem südlichen Teil Sachsens-Anhalts große Bereiche von Sachsen, Brandenburg und ein kleines Gebiet von Thüringen. Es ist überwiegend ländlich geprägt und bereits heute von einer hohen Durchdringung mit EEG Einspeisung gekennzeichnet. Punktuell sind mit der Chemieregion Bitterfeld-Wolfen und Leuna Industriezentren und Städte (z.B. Halle) Lastschwerpunkte vorhanden.



Abbildung 23: Netzgebiet der MITNETZ STROM

Das Netzgebiet der MITNETZ STROM umfasst in Sachsen-Anhalt ca. 2.000 km HS-Leitungssysteme, 55 Umspannwerke mit 97 Transformatoren (110/20-kV) und einer installierten Trafoleistung von 3.345 MVA. Die maximale Netzgebietslast im vergangenen Jahr beträgt 1.088 MW bei 6.868 GWh entnommener Jahresarbeit.

Die angeschlossene EEG-Leistung der Energieträger Wind und Sonne beträgt 3.626 MW, die zu einer maximalen Einspeiseleistung im vergangenen Jahr von 1.835 MW und einer eingespeisten Energie von 3.860 GWh führten.

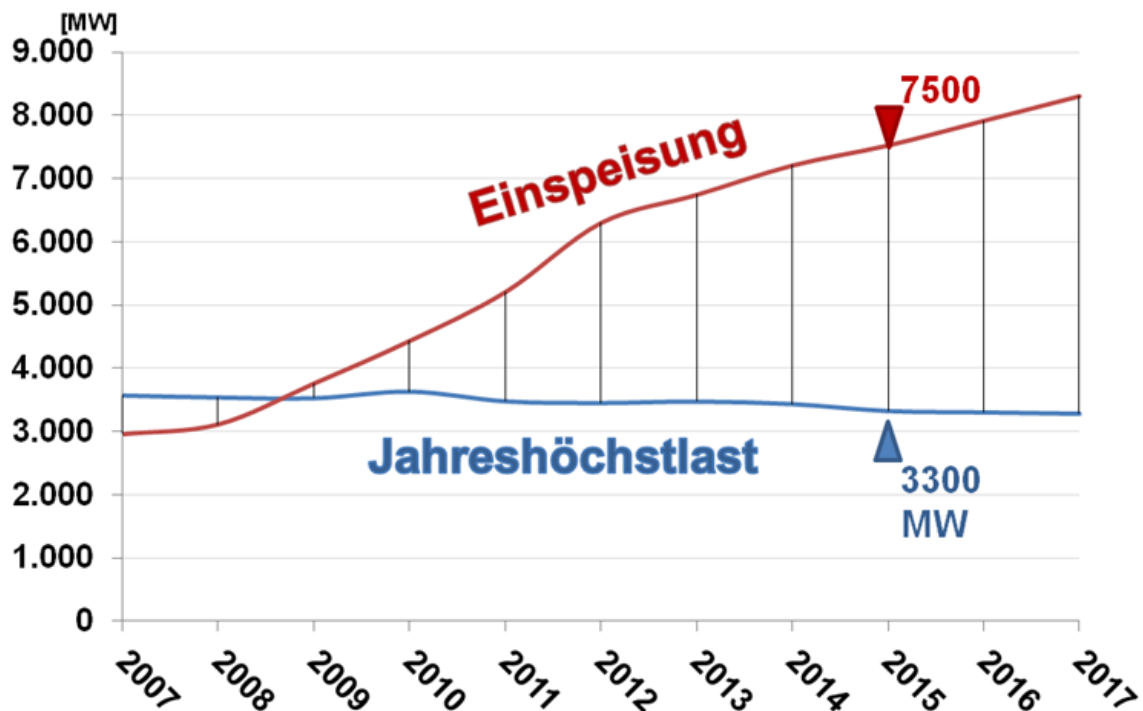


Abbildung 24: Entwicklung Netzlast und Einspeiselast im Netzgebiet der MITNETZ STROM (Brandenburg, Sachsen-Anhalt, Thüringen, Sachsen)

Mit den Umspannwerken (UW) Klostermannsfeld, Marke und Lauchstädt ist das 110-kV-Netz der MITNETZ STROM mit dem Übertragungsnetz der 50 Hertz Transmission GmbH verbunden. Hier ist im vergangenen Jahr eine maximale zeitgleiche Leistung von 1.469 MW ins Übertragungsnetz eingespeist und eine maximale zeitgleiche Leistung von 751 MW aus dem Übertragungsnetz entnommen worden.

Des Weiteren existieren Verbindungen vom UW Thale zum Netzgebiet der Avacon und vom UW Halle/Ost sowie vom UW Göbitz zur MITNETZ STROM Netzregion Westsachsen.

Aus dem 110-kV-Netz der MITNETZ STROM werden in Sachsen-Anhalt 15 Stadtwerke versorgt:

- Aschersleben,
- Bernburg,
- Bitterfeld-Wolfen,
- Dessau,
- Lutherstadt Eisleben,
- Lutherstadt Wittenberg,
- Halle,
- Hettstedt,
- Köthen,
- Merseburg,

- Naumburg,
- Quedlinburg,
- Weißenfels,
- Sangerhausen,
- Zeitz

4.1.1 **Netzsicherheitsmanagement (NSM) MITNETZ**

Das NSM greift in netz- oder systemkritischen Situationen ein. Diese sind zum Beispiel gegeben, wenn starker Wind weht und gleichzeitig eine geringe Stromentnahme (Kundenverbrauch) erfolgt sowie ggf. zusätzlich temporäre Einschränkungen der Netzkapazität bestehen.

Tritt eine netzkritische Situation ein, wird das NSM-Modul im Netzleitsystem die Überschreitung der zulässigen Belastung des Betriebsmittels, z. B. einer Leitung, erkennen. Eine Überlastung kann technisch nur kurzzeitig innerhalb definierter Grenzen toleriert werden. Das NSM-Modul des Netzleitsystems errechnet je nach Überlastung die entsprechende Leistung, welche reduziert werden muss, um eine (dauerhaft) zulässige Belastung zu erreichen. Im zweiten Schritt wird ermittelt, welche Leistung die Einspeiseanlagen in Summe gerade in das betroffene Netz einspeisen. Diese Information liegt bei großen Einspeiseanlagen online im Leitsystem vor. Auf dieser Basis werden für die übrigen auf den Engpass speisenden Anlagen unter Berücksichtigung der meteorologischen Bedingungen (wie Windgeschwindigkeit oder Sonneneinstrahlung bei Photovoltaik Anlagen) Abschätzungen vorgenommen.

Die so ermittelten (gemessenen bzw. abgeschätzten) Leistungen werden ausgehend vom Engpass entsprechend der gesetzlichen Vorgaben aufsummiert, bis die zu reduzierende Leistung erreicht ist.

Um bei Anlagen, insbesondere mit größerer Leistung, feinere Steuerungsmöglichkeiten haben zu können, sind die Anlagen für eine mehrstufige Leistungsreduzierung vorzusehen:

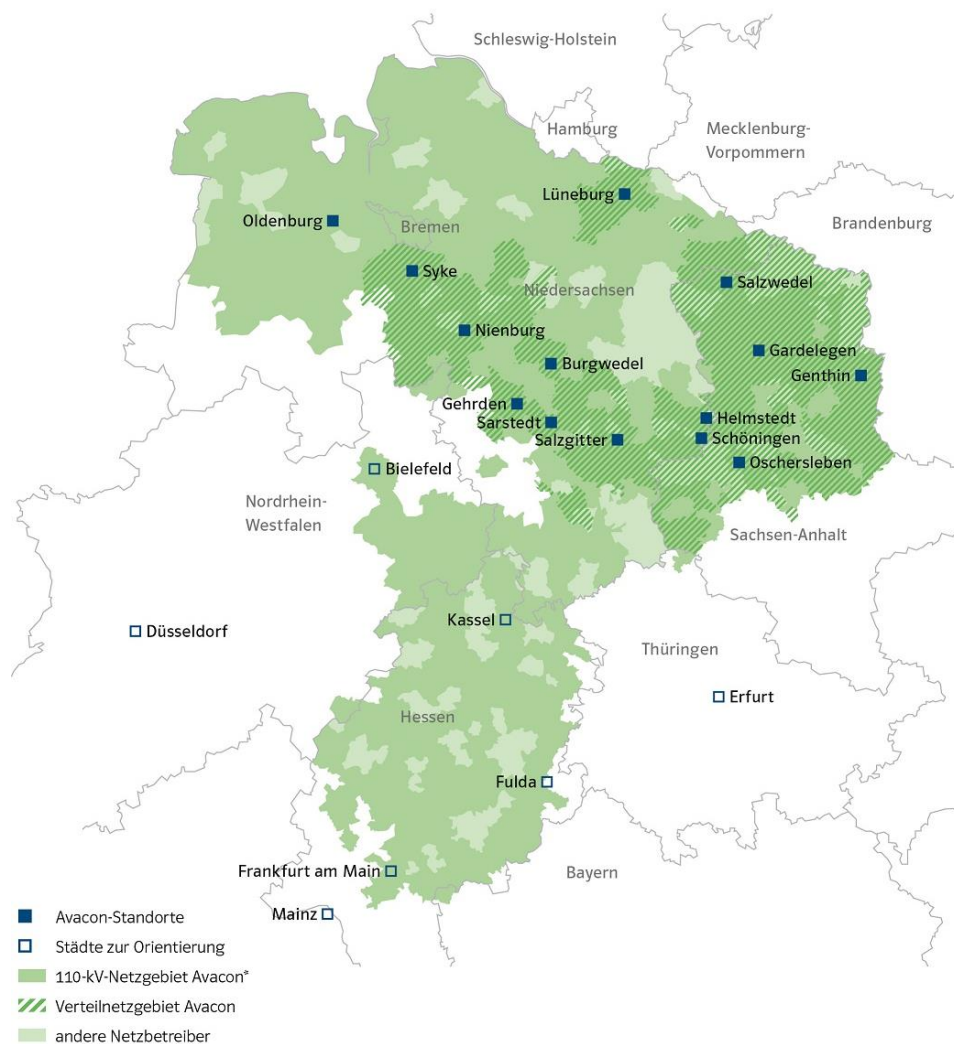
Stufe 0: keine Reduzierung (100% der installierten/vereinbarten Leistung)

- Stufe 1: Reduzierung auf 60%
- Stufe 2: Reduzierung auf 30%
- Stufe 3: Reduzierung auf 0%

Zur weiteren Minimierung des Reduzierungsumfanges wird die durch einen Funkrundsteuerempfänger zu regelnde Leistung auf 20.000 kVA begrenzt. Insofern werden sehr große Einzelanlagen und Anlagengruppen weiter unterteilt in maximal 20.000 kVA große Leistungsgruppen. Aus den Ausgangssignalen aller Funkrundsteuerempfänger einer Anlage bzw. eines Anlagenparks resultieren dann jeweils einzuhaltende maximal zulässige Einspeiseleistungen. (MITNETZ, 2015).

4.2 Netzgebiet der Avacon

Das Netzgebiet der Avacon AG umfasst neben dem Norden von Sachsen-Anhalt auch noch große Teile Niedersachsens und Hessens und ist im Bundesland Sachsen-Anhalt ländlich geprägt mit hoher EEG Einspeisung. Insgesamt umfasst das Leitungssystem 64.201 km, davon 12.223 km (inkl. HSN) 110-kV-Leitungen und 157 Umspannwerke.



* inkl. 110-kV-Netzgebiet der Tochtergesellschaft HSN in Sachsen-Anhalt

Abbildung 25: Netzgebiet der Avacon (Quelle: Avacon AG)

Im Netzgebiet Sachsen-Anhalt lag die Netzhöchstlast in der Umspannung HS/MS im Jahr 2014 bei 517 MW und einer Einspeisung in die MS-Netze von rd. 2.036 GWh (Abbildung 26). Der gesamte Netzabsatz in Avacon Netzen in Sachsen-Anhalt lag bei 2.900 GWh.

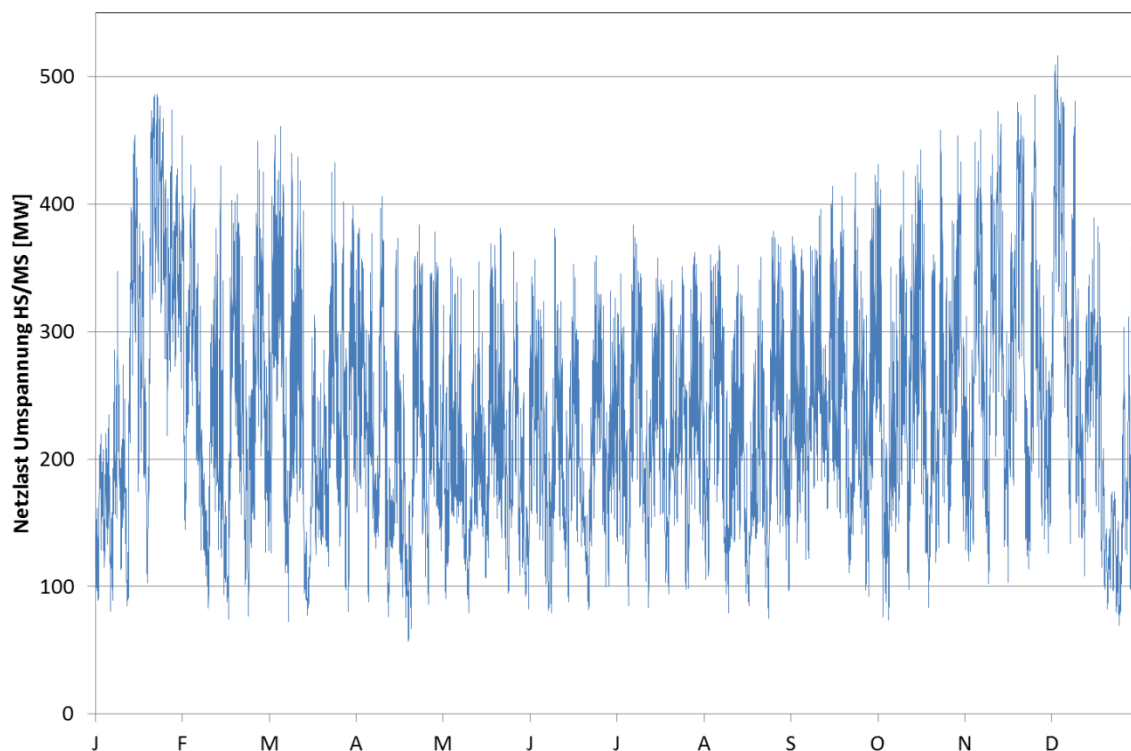


Abbildung 26: Avacon Netzhöchstlast in der Umspannung HS/MS in Sachsen-Anhalt

Dieser Ausspeisung von knapp 3.000 GWh/a stand eine Einspeisung aus über 10.000 EE-Anlagen gegenüber mit insgesamt gut 5.500 GWh/a bei einer installierten Leistung von knapp 3.500 MW (Abbildung 27).

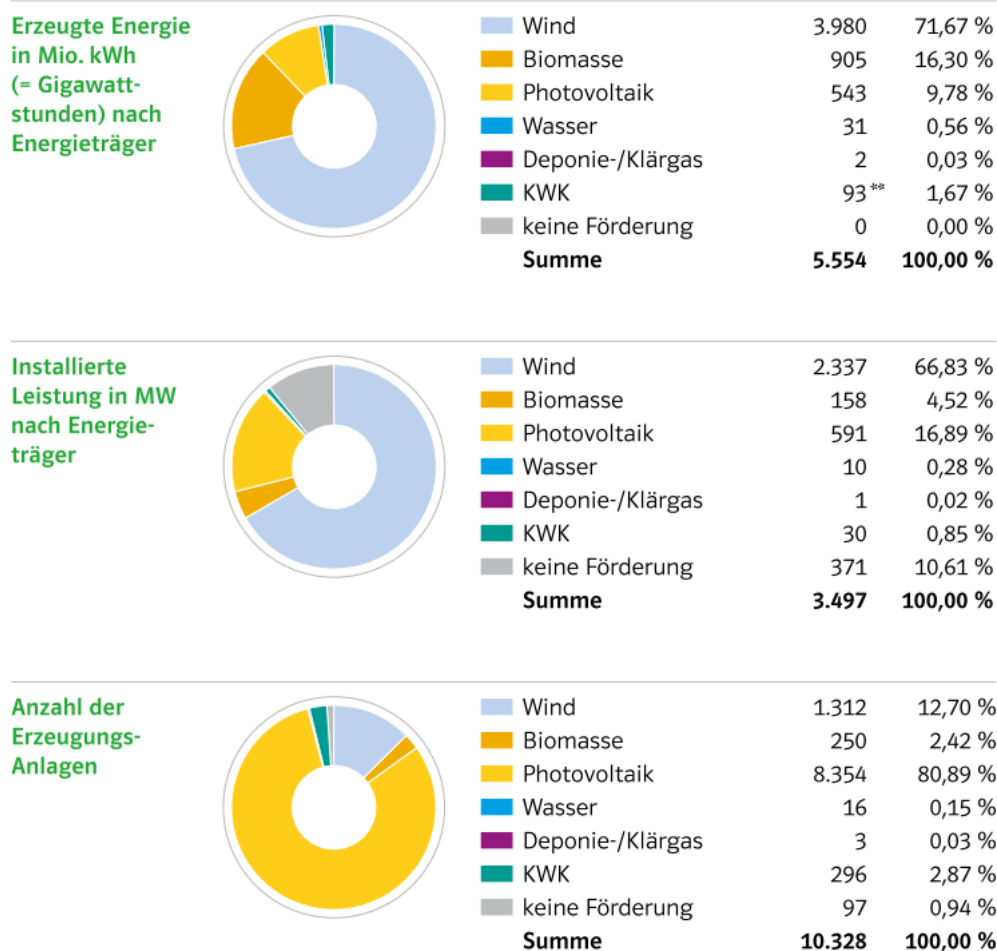


Abbildung 27: EE-Report Einspeisedaten Sachsen Anhalt. Quelle: (AVACON, Erneuerbare Energien Bericht 2014 / 15, 2016)

Aus dem 110-kV-Netz der Avacon AG werden in Sachsen-Anhalt 10 Stadtwerke versorgt:

- Burg
- Halberstadt
- Magdeburg
- Stendal
- Wernigerode
- Gardelegen
- Schönebeck
- Wolmirstedt
- Staßfurt
- Zerbst

Über die UW Stendal West, UW Förderstedt, UW Magdeburg und UW Wolmirstedt ist das 110-kV- Netz der Avacon AG mit dem Übertragungsnetz der 50 Hertz Transmission GmbH verbunden.

Des Weiteren existieren UW Steinfeld, UW Osterburg Süd, UW Harsleben, UW Schinne Wind, UW Rochau Wind, UW Druxberge, UW Hakenstedt Nord-Ost und UW Osterweddingen Wind noch im Netz der Avacon AG (AVACON, Ehemalige HSN: Einspeisemanagement, 2015)

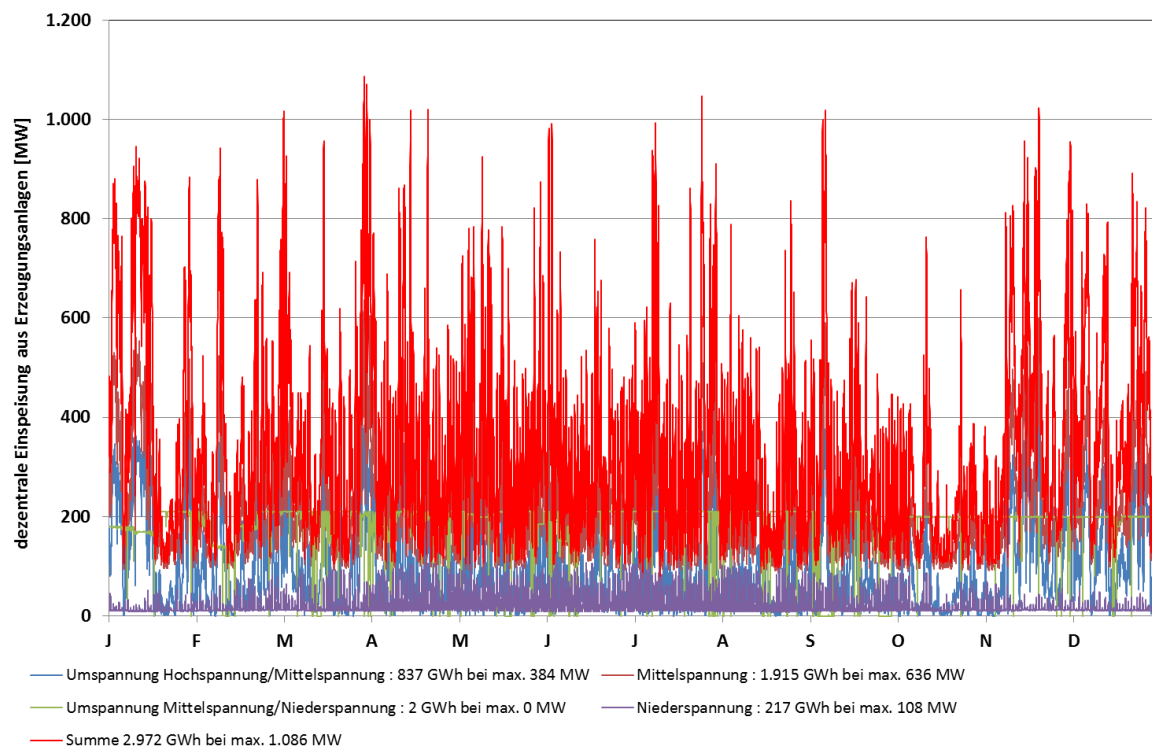
4.2.1 Funktionsweise des Einspeisemanagement der Avacon AG

Bei Überlastung von Leitungen erfolgt eine zeitweilige Reduzierung der Einspeiseleistung (Wirkleistung) von Erzeugungsanlagen. Hierbei werden die betroffenen Anlagen über ein vom Netzbetreiber versendetes Reduktionssignal aufgefordert, ihre Einspeiseleistung herunter zu regeln. Dieses Signal wird mittels Funkrundsteuertechnik bzw. Fernwirktechnik von der verantwortlichen Netzleitstelle gesendet. Im Allgemeinen werden die am Einspeisemanagement teilnehmenden Anlagen zu einer Absenkung ihrer Einspeiseleistung, je nach Erfordernis auf 60 %, 30 % oder 0 % ihrer Nennleistung aufgefordert. In den überwiegenden Fällen sollte durch eine optimale Anwendung des Einspeisemanagement eine Abschaltung von Erzeugungsanlagen über NOT-AUS verhindert werden.

Sobald die kritische Netzsituation beendet ist, zeigt die Rücknahme des Reduktionssignals dem Anlagenbetreiber die Möglichkeit zur vollen Einspeisung ein 100%-Signal an.

Mit Hilfe des Einspeisemanagements werden Netzbetriebsmittel wie Freileitungen oder Transformatoren vor Überlastungen geschützt. Ohne das Einspeisemanagement könnte es beispielsweise bei Starkwind zu Überlastung von Netzabschnitten und zu Versorgungsausfällen kommen. Das Einspeisemanagement ermöglicht eine optimale Nutzung der Netze für die Aufnahme von Strom, ohne dabei die Versorgungssicherheit zu gefährden.

Hierfür ist eine Fernwirktechnik notwendig. Bestandsanlagen, die eine Einspeiseleistung von größer 1 MW ins Mittelspannungsnetz haben und die nicht auf ein intelligentes Messsystem (Anbindung an Smart Meter Gateway) umgerüstet sind, müssen eine Umrüstung von EFR-Empfängern auf Fernwirktechnik durchführen (AVACON, 2014).



AVACON AG - dezentrale Einspeisung aus Erzeugungsanlagen aus der nachgelagerten Netz- und Umspannebene / Woche der max. Einspeisung

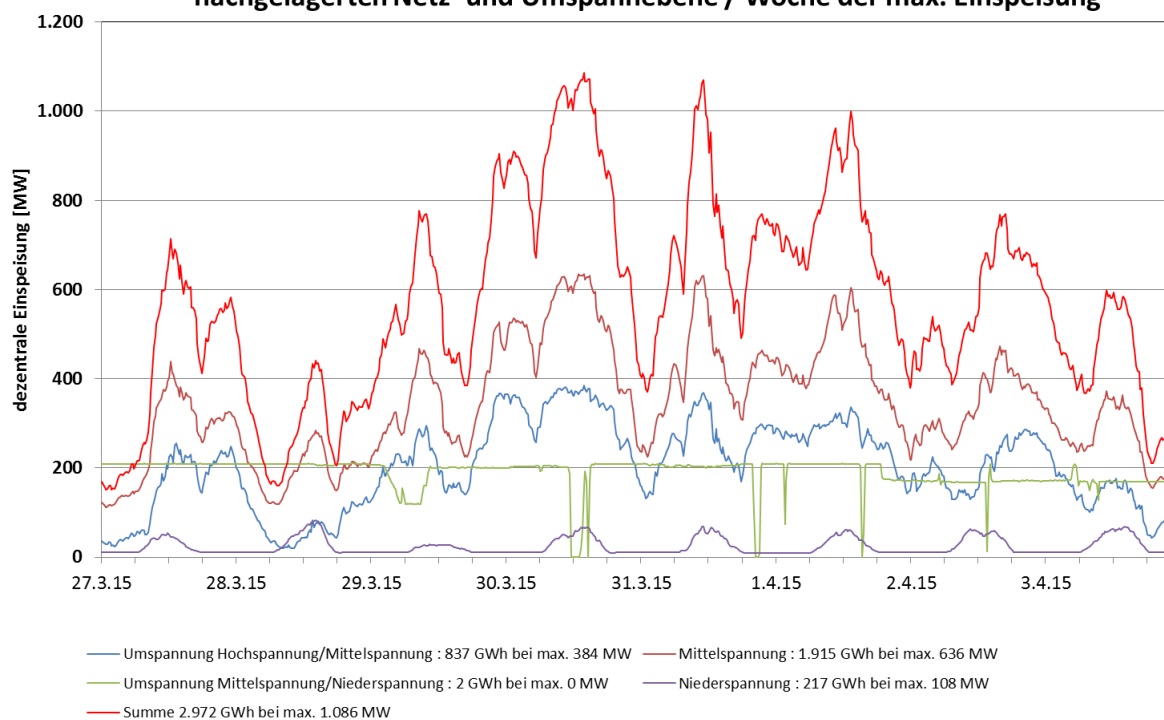


Abbildung 28: Avacon AG - dezentrale Einspeisung aus Erzeugungsanlagen aus der nachgelagerten Netz- und Umspannebene im zeitl. Verlauf Jahresverlauf (oben) und Woche der max. Einspeisung (unten)
Quelle: (AVACON (a), 2015) (AVACON (b), 2015)

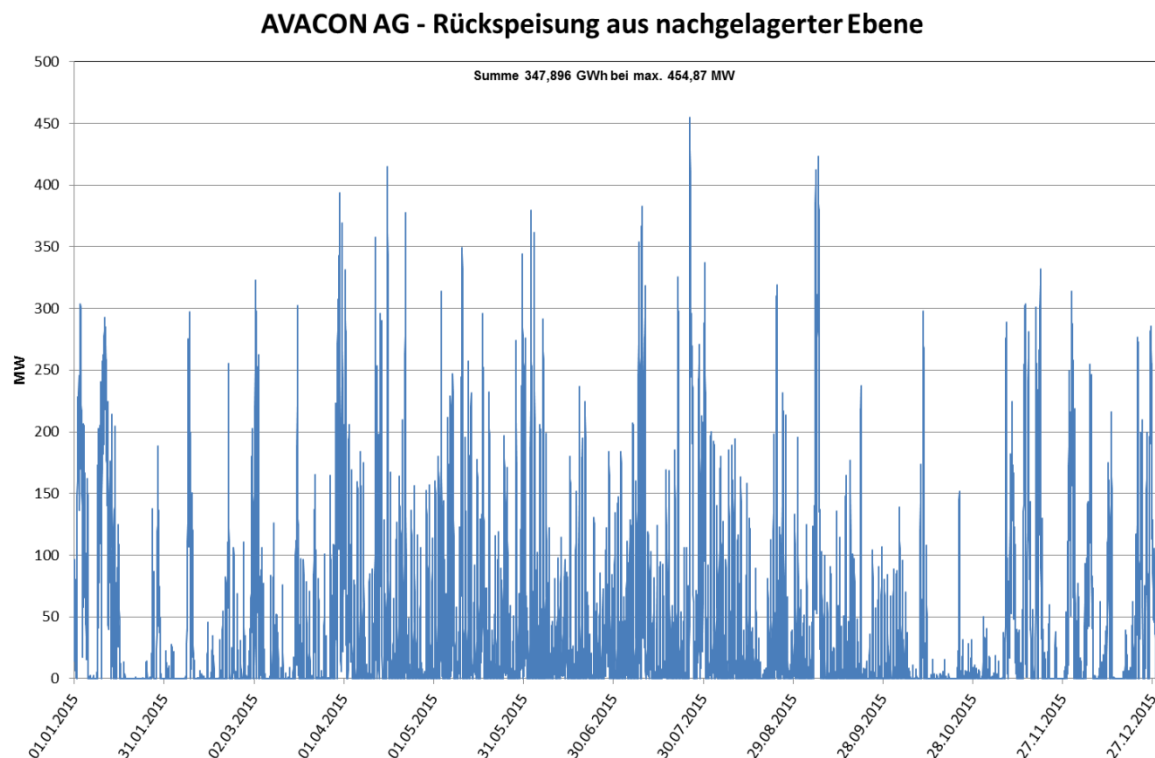


Abbildung 29: Avacon AG - Rückspeisung aus nachgelagerter Ebene

4.3 Einspeisemanagement - Abschaltreihenfolge und Handeln in der Kaskade

In der Regel werden in Sachsen-Anhalt Netzengpässe durch zu hohe Stromeinspeisungen hervorgerufen. Bevor ein Netzbetreiber berechtigt ist Einspeisereduzierungen anzuweisen, müssen entsprechend §13 (1) EnWG vorgelagerte netzbezogene und marktbezogene Maßnahmen eingeleitet und deren Wirkung ausgeschöpft sein. Zu den netzbezogenen Maßnahmen werden Topologiemassnahmen und die Ausnutzung betrieblicher Toleranzbänder gezählt. Marktbezogene Maßnahmen können z.B. durch Redispatch umgesetzt werden.

Besteht der Bedarf zur Entlastung des Netzengpasses weiter, wird durch den Netzbetreiber bei dem der Netzengpass aufgetreten ist (auslösender Netzbetreiber), eine Einspeisemanagement-Maßnahme gestartet. In diese Maßnahme werden alle Erzeugungsanlagen einbezogen, die eine Wirkung auf den Netzengpass haben. Das betrifft sowohl Anlagen die direkt, als auch Anlagen die bei nachgelagerten Netzbetreibern angeschlossen sind. In Vorbereitung werden dazu regelmäßig Erzeugungsanlagen-Stammdaten und aggregierte Isteinspeisewerte zwischen den Netzbetreibern ausgetauscht.

Es besteht gegenüber konventionellen Anlagen ein gesetzlicher Vorrang für EE-, KWK- und Grubengasanlagen. Entsprechend dem BNetzA-Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement¹² wird eine sachgerechte Rangfolge nach folgenden Kriterien unter den Erzeugungsanlagen gebildet:

- **Netz- und Systemsicherheitsaspekte** (für einen sicheren Netz- und Systembetrieb zwingend benötigte Erzeugungsanlagen sollen zunächst nur bis zum netztechnisch erforderlichen Minimum heruntergefahren werden),
- **Umweltgesichtspunkte** (EE-, KWK- und Grubengasanlagen sollen so lange wie möglich ins Netz einspeisen),
- **ökonomische Auswirkungen** (keine Mehrkosten ohne ökologischen Mehrwert).

Angewandt auf die einzelnen Stromerzeugungstechnologien ergibt sich die Rangfolge nach Tabelle 5. Zur Prozessvereinfachung werden einzelne Technologien in Gruppen zusammengefasst.

Tabelle 5: Einspeiseranking verschiedener Stromerzeugungstechnologien

Erzeugungsanlage	Gruppierung
Sonstige (z. B. Pumpspeicher)	Gruppe 1
Müll- / thermische Abfallentsorgung (ohne KWK)	
Spitzenstromerzeugungsanlagen	
Konvention. Kraftwerke (ohne KWK) nicht hocheffiziente KWK-Anlagen	
KWK-Anlagen (in der Ausschreibung, mit 1 bis 50 MW)	Gruppe 2
Wasser ohne Schwallbildung	Gruppe 3
Windenergie	
Geothermie	
Bio-/Deponiegas	
Biomasse ohne KWK	
Photovoltaik (über 100 kWp)	
Hocheffiziente BHKW – kommunale Wärmeversorgung	
Hocheffiziente KWK-Anlagen (wenn nicht Gruppe 2)	
Wasser mit Schwallbildung	
Biomasse mit KWK (wenn nicht Gruppe 2)	
Hocheffiziente IKW - Prozesswärme	
Kleine Photovoltaik (unter 100 kWp)	Gruppe 4

¹² BNetzA, Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement; Abschalttrangfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte

Im Ereignisfall ermittelt der auslösende Netzbetreiber die Höhe der Engpassüberlastung. Innerhalb der Gruppe 1 (Tabelle 5) wird dann die Erzeugungsanlage mit der größten Wirkung auf den Engpass reduziert. Abfallend mit der Wirkung auf den Engpass werden weitere Anlagen der Gruppe 1 reduziert. Besteht weiterer Reduzierungsbedarf, werden weitere Gruppen einbezogen bis der Netzengpass ausreichend entlastet ist. Der auslösende Netzbetreiber weist die direkt an sein Netz angeschlossenen Anlagen und nachgelagerte Netzbetreiber zur Leistungsreduzierung und bei Beendigung der Maßnahme zur Leistungsfreigabe an.

4.4 EEG-Netzengpässe

Die aktuellen und bis zum Jahr 2025 prognostizierten Netzengpässe in Sachsen-Anhalt befinden sich auf folgenden Leitungen (Abbildung 30):

- MITNETZ STROM
 - Aschersleben-Köthen-Bernburg-Dessau
 - Sangerhausen-Eisleben
 - Weißenfels-Naumburg-Zeitz
 - Wittenberg-Bitterfeld-Wolfen
- Avacon
 - Salzwedel – Gardelegen
 - Osterburg – Stendal
 - Magdeburg – Helmstedt

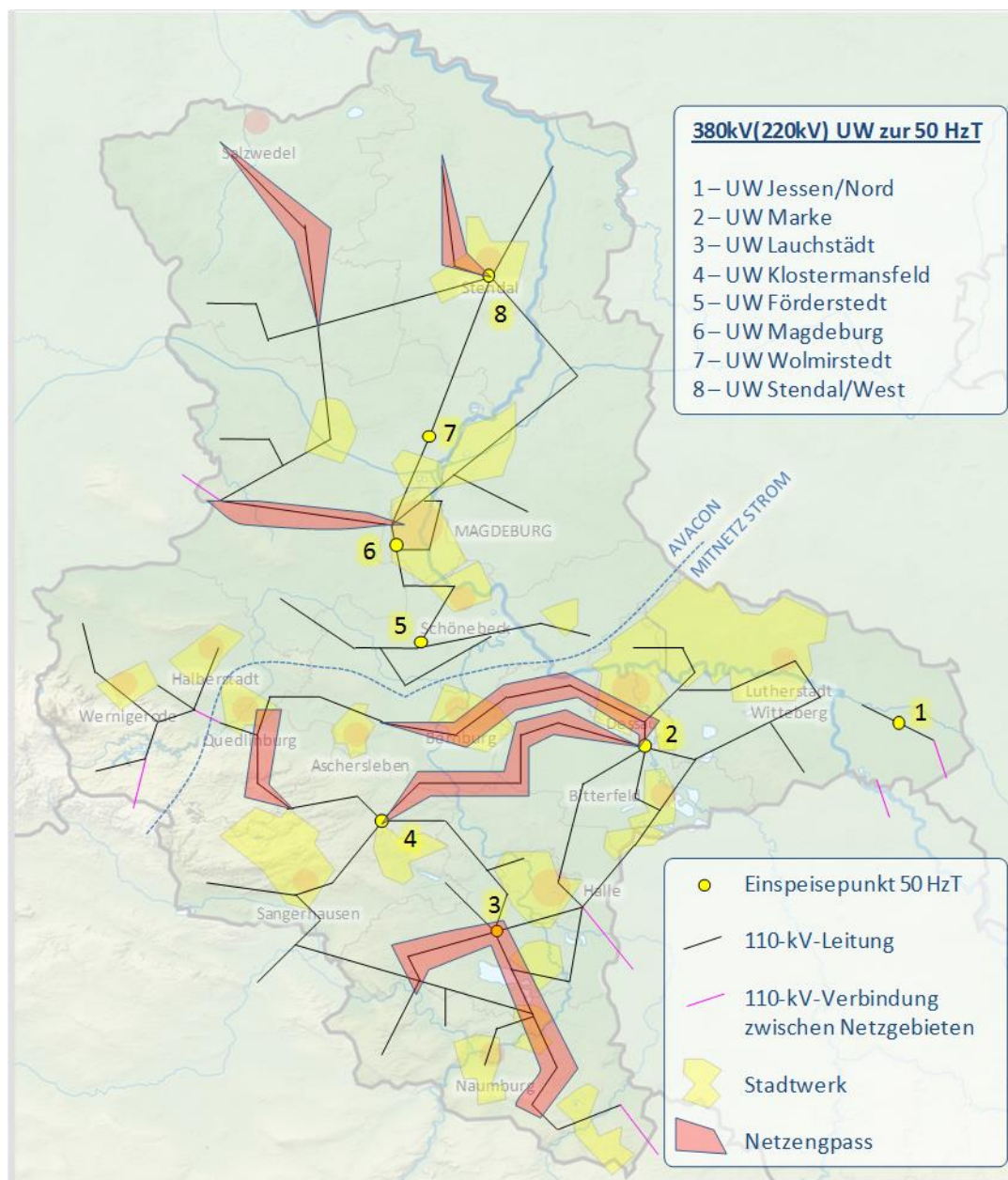


Abbildung 30: Netzengpässe im 110-kV-Netz Sachsen-Anhalt (Karte auf Basis von Open StreetMaps und der ZERE-Studie erstellt)

Die in der Vergangenheit erforderlichen Maßnahmen des sensitiven Eingriffes in die Erzeugung der MITNETZ STROM sind in Abbildung 31 und Abbildung 32 dargestellt.

Darüber hinaus war es notwendig, die Erzeugungsleistung durch Anforderungen des Übertragungsnetzbetreibers aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz zu reduzieren. Die Anzahl der VNB-Anforderungen ist in der Regel deutlich größer als die der ÜNB-Anforderungen. Jedoch wirken sich die VNB-Aufforderungen in viel geringerem Maße auf die entgangenen Einspeisemengen aus.

* Zählweise alt

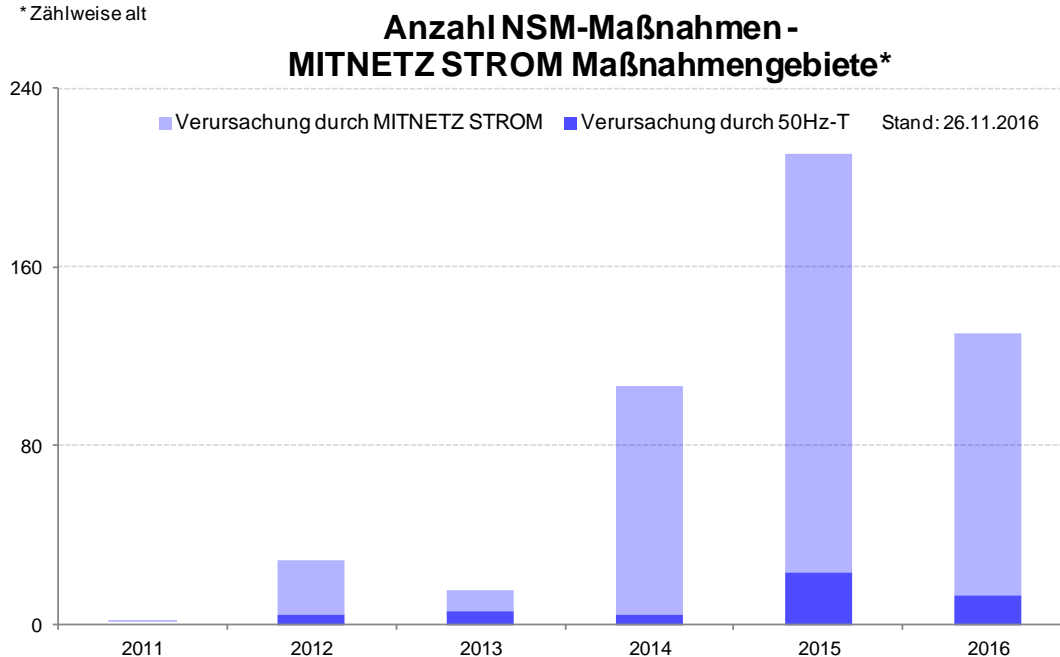


Abbildung 31: Anzahl Maßnahmen Netzsicherheitsmanagement (Quelle: mitnetz-strom.de)

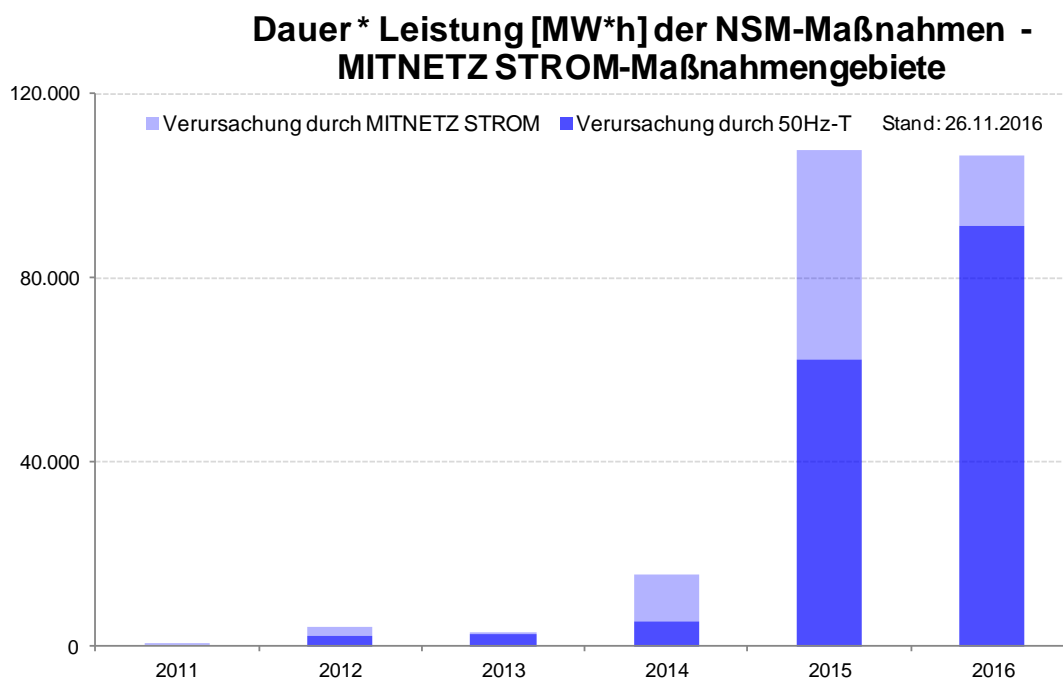


Abbildung 32: entgangene Einspeisemengen aufgrund von Maßnahmen des Netzsicherheitsmanagements (Quelle: mitnetz-strom.de)

4.5 Geplante Netzausbaumaßnahmen aufgrund der Prognose des EE-Zubaus

Mit dem prognostizierten Zubau Erneuerbarer Energien auf 39 GW in den neuen Bundesländern müssen von den Flächennetzbetreibern Ost bis zum Jahr 2025 42 Übergabepunkte zum Übertragungsnetzbetreiber neu errichtet bzw. vorhandene Übergabepunkte erweitert werden. Synergien werden und wurden an den Grenzen vom E.DIS- und WEMAG-Netz genutzt. Für beide Netzbetreiber sind zwei gemeinsame Übergabepunkte notwendig. Der Übergabepunkt Perleberg konnte bereits realisiert werden.

Tabelle 6: Ausbaubedarf der ARGE FNB Ost HÖS/HS-Übergabepunkte, Quelle: (BNetzA NAP, 2015)

Verteilnetzbetreiber	Neubau - und Erweiterung Übergabepunkte HÖS/HS	
	Neubau (Stück)	Erweiterung
Avacon/HSN (nur Regelzone 50Hertz)	3	2
MITNETZ STROM (nur LSA)	2	2

Aktuell sind mehrere Netzausbaumaßnahmen in der Umsetzung wie z.B. der Neubau einer rd. 45 Kilometer langen 110 kV-Verbindungsleitung von Sommersdorf nach Wolmirstedt oder der Ausbau des 380/110-kV-Umspannwerk durch die Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz, Avacon und die Städtischen Werke Magdeburg (AVACON, Ausbau des Umspannwerkes in Wolmirstedt geht zügig voran, 2016).

4.6 Netzausbaumaßnahmen im Zeitverlauf

Bis zum Jahr 2025 sind gemäß Netzausbauplan 2015 in Sachsen-Anhalt noch insgesamt vier 380/110-kV-Übergabeumspannwerke zu errichten sowie vier 380/110-kV-Übergabeumspannwerke zu erweitern (BNetzA NAP, 2015)

Tabelle 7: Neu zu errichtende oder zu verstärkende 380/110-kV-Übergabeumspannwerke

	Neubau	in Planung/Bau	realisiert	Erweiterung
AVACON	Wolmirstedt		x	
	Schwanebeck	x		
	Zerbst	x		
		x		Stendal/West
		x		Förderstedt
MITNETZ STROM	Zeitz/Ost	x		
	Querfurt/Nord	x		
		x		Klostermansfeld
		x		Marke

Der in Sachsen-Anhalt bis zum Jahr 2025 notwendige Neubau und die Erweiterung von 110-kV-Leitungen umfasst 148 km Neuerrichtung und 217 km Verstärkung von Leitungstrassen (Tabelle 8) (BNetzA NAP, 2015).

Tabelle 8: Ausbaubedarf der 110-kV-Trassen

	Leitungsneubau 110-kV		Leistungsverstärkung 110-kV	
	Systemlänge in km	Trassenlänge in km	Systemlänge in km	Trassenlänge in km
AVACON	142	71	288	116
MITNETZ STROM	204	77	308	101
Summe	346	148	596	217

Basierend auf den im Netzausbauplan 2015 angewendeten Szenarien und Grundsätzen sowie dem prognostizierten EE-Zubau und der Lastentwicklung sind im Folgenden die notwendigen Netzausbaumaßnahmen in Sachsen-Anhalt grafisch dargestellt (Abbildung 33).

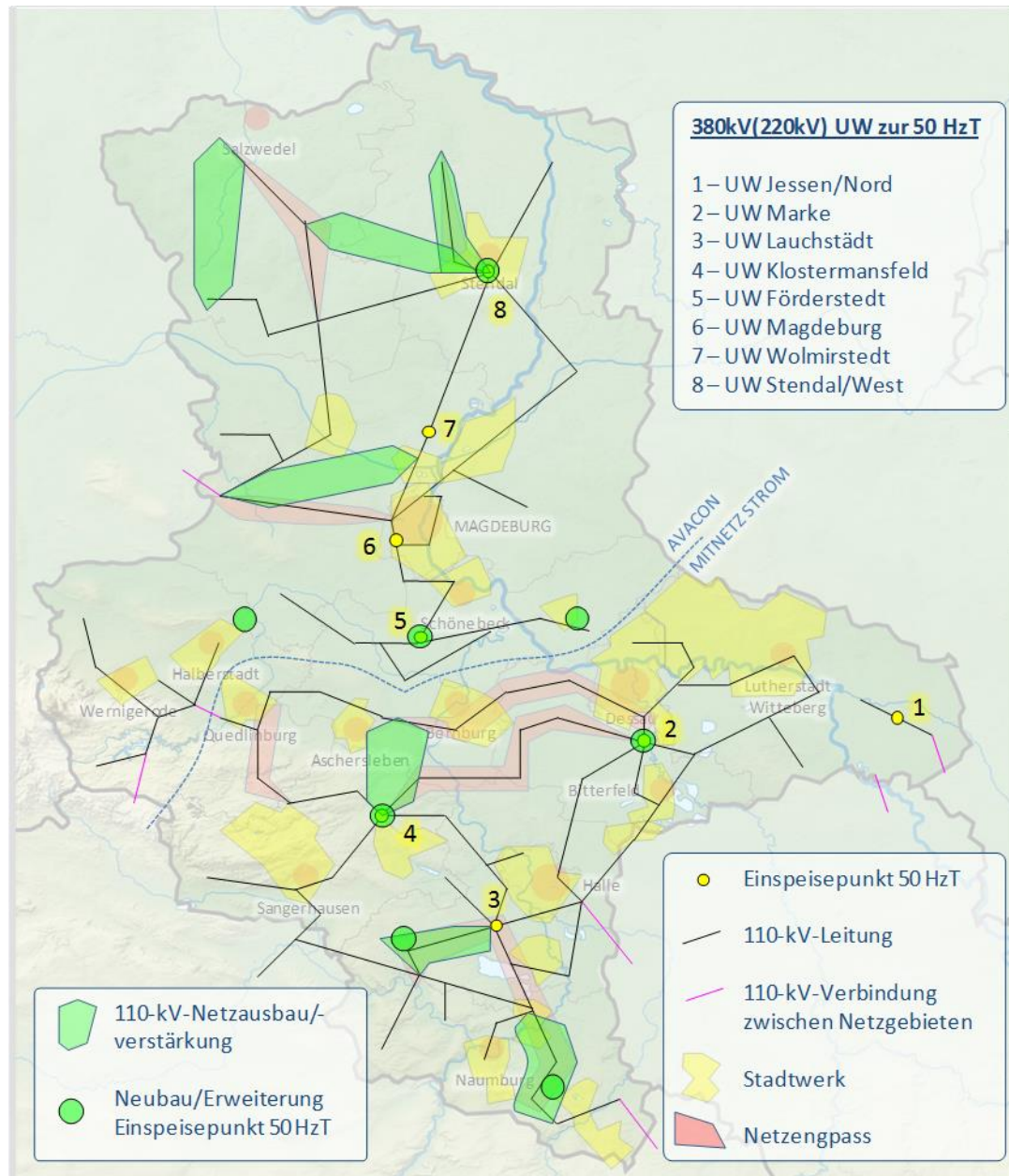


Abbildung 33: Ausbaubedarf 380/110-kV-Anlagen und 110-kV-Leitungen
(Karte auf Basis von OpenStreetMaps und der ZERE-Studie erstellt)

5 Technische Lösungen für Power to Heat

Für die Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien im Wärmemarkt stehen grundsätzlich zwei unterschiedliche Technologien zur Verfügung (Abbildung 34).

Hinsichtlich des Umwandlungsprinzips können direktelektrische Wärmeerzeuger, in denen Strom mit einem sehr hohen Wirkungsgrad von ca. 98% direkt in Wärme umgewandelt wird, und Wärmepumpen unterschieden werden. Über eine Wärmepumpe kann durch den Einsatz von Strom Umweltwärme auf ein höheres nutzbares Temperaturniveau gehoben werden. Je nach COP (Coefficient of Performance/Leistungszahl) der Wärmepumpe steht dann in Relation zum Stromeinsatz ca. zwei- bis fünfmal so viel Wärme zur Verfügung.¹³ Darüber hinaus werden PtH-Anlagen in Bezug auf die Einbindungsebene im (allgemeinen) Stromversorgungsnetz in zentrale und dezentrale Systeme eingeteilt. Als zentrale PtH-Anlagen werden im Rahmen dieser Studie Großanlagen in der Fernwärmeversorgung und Industrie bezeichnet, die in Spannungsebenen oberhalb der Niederspannung (NS) an das allg. Versorgungsnetz angebunden werden. Dezentrale PtH-Anlagen sollen dagegen Kleinanlagen in HH und GHD mit einer Anbindung in der Spannungsebene NS umfassen.

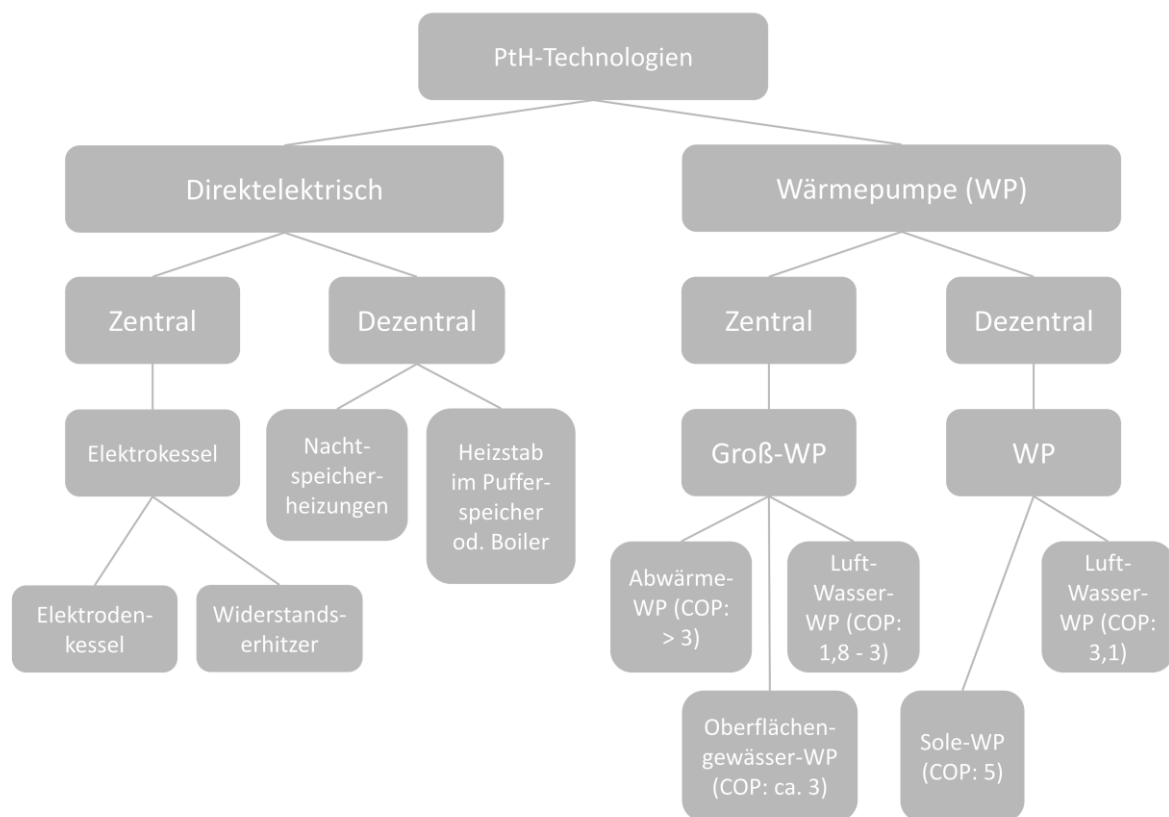


Abbildung 34: Einteilung PtH-Technologien^{14,15,16}

¹³ Die Leistungszahl der Wärmepumpe COP gibt das Verhältnis der Wärmeleistung zur eingesetzten elektrischen Antriebsleistung an.

¹⁴ Die Übersicht zeigt eine Auswahl der PtH-Technologien, die in der Praxis am häufigsten verbreitet sind.

¹⁵ Widerstandserhitzer können auch dezentral eingebunden werden.

PtH-Anlagen können durch die Nutzung von Überschussstrom aus dargebotsabhängig und fluktuierend einspeisenden Stromerzeugern auf Basis Erneuerbarer Energien brennstoffbasierte Wärmezeugung substituieren und durch die Einsparung von gut speicherbaren fossilen und zukünftig verstärkt erneuerbaren Brennstoffen als saisonaler Stromspeicher fungieren. Grundsätzlich können hierzu alle PtH-Technologien, zentrale wie auch dezentrale, eingesetzt werden und somit zur Sektorkopplung beitragen. Allerdings liegt der Fokus der vorliegenden Studie aufgrund nachfolgender Erwägungen auf großen, zentralen PtH-Anlagen:

- Zentrale PtH-Anlagen können regionalen Überschussstrom (Netzengpässe) und somit die Ausfallarbeit durch Einspeisemanagement (EinsMan) effizienter nutzen bzw. verringern. Einspeisemanagementmaßnahmen nach §§ 14, 15 EEG werden derzeit vorwiegend durch Onshore-Windenergieanlagen¹⁷ und den daraus resultierenden vertikalen Trafo-(Über-)Belastungen (HöS/HS) hervorgerufen. Um diese Netzengpässe und EinsMan-Maßnahmen kostengünstig und effizient, d.h. mit einer starken Engpasswirkung im HöS-Netz zu reduzieren, ohne dabei neue Engpässe im Verteilnetz zu generieren, müssen PtH-Anlagen in Bezug auf die Spannungsebene „elektrisch nahe“ am Übertragungsnetz angeschlossen sein. In der NS-Netzebene angeschlossene dezentrale PtH-Anlagen sind somit (zurzeit) zur Vermeidung von EinsMan-Maßnahmen nur bedingt geeignet (BNetzA, 2017)i.V.m. (BNetzA, 2016 b).
- Die Nutzung von überregionalem Überschussstrom (Stromhandel: Angebot > Nachfrage) in zentralen PtH-Anlagen ist aufgrund geringerer staatlich induzierte Strombezugskosten wirtschaftlicher

Bei zentralen Anlagen ist auch die Nutzung von überregionalem Überschussstrom infolge niedriger Residuallasten¹⁸ und daraus resultierenden niedrigen oder negativen Handelspreisen wirtschaftlich eher darstellbar, da bei diesen Anlagen bei der Stromentnahme aus dem allg. Versorgungsnetz aufgrund von nicht in gleichem Maße Netzentgelte, Umlagen, Abgaben und Steuern anfallen bei zentralen PtH-Anlagen an belastet sind (vgl. Kapitel 2.1 sowie 5.3).

5.1 Stand der Technik

Im Folgenden wird der Stand der Technik von PtH-Technologien erläutert. Die angegebenen technischen Daten wurden bei Herstellern abgefragt.

Mit direktelektrischen Wärmeerzeugern und Wärmepumpen (WP) lässt sich eine große Bandbreite von Wirkungsgraden abdecken. Da die Leistungszahlen bei den WP sehr stark von der tatsächlichen Konfiguration abhängen, möchten wir uns auf eine Bandbreite des

¹⁶ Nachtspeicherheizungen werden, aufgrund ihrer geringen Verbreitung in Sachsen-Anhalt (siehe Kapitel 6) und ihrer im Vergleich zu großen PtH-Systemen hohen spezifischen Investitionskosten für Neuinstallationen, in diesem Kapitel nicht näher betrachtet.

¹⁷ Große Onshore-Windenergieanlagen werden in der Regel an die HS-Netzebene angeschlossen.

¹⁸ Ein Überangebot im Stromhandel entsteht nicht ausschließlich aufgrund negativer Residuallasten, sondern auch bei geringen Residuallasten u.a. infolge der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität.

COP von 2 bis 5 beschränken. Höhere COP werden nur in wenigen Spezialfällen mit hoher Temperatur der Wärmequelle erreicht und ein geringerer COP rechtfertigt den technischen Aufwand einer WP im Vergleich zu direktelektrischen Wärmeerzeugern nicht.

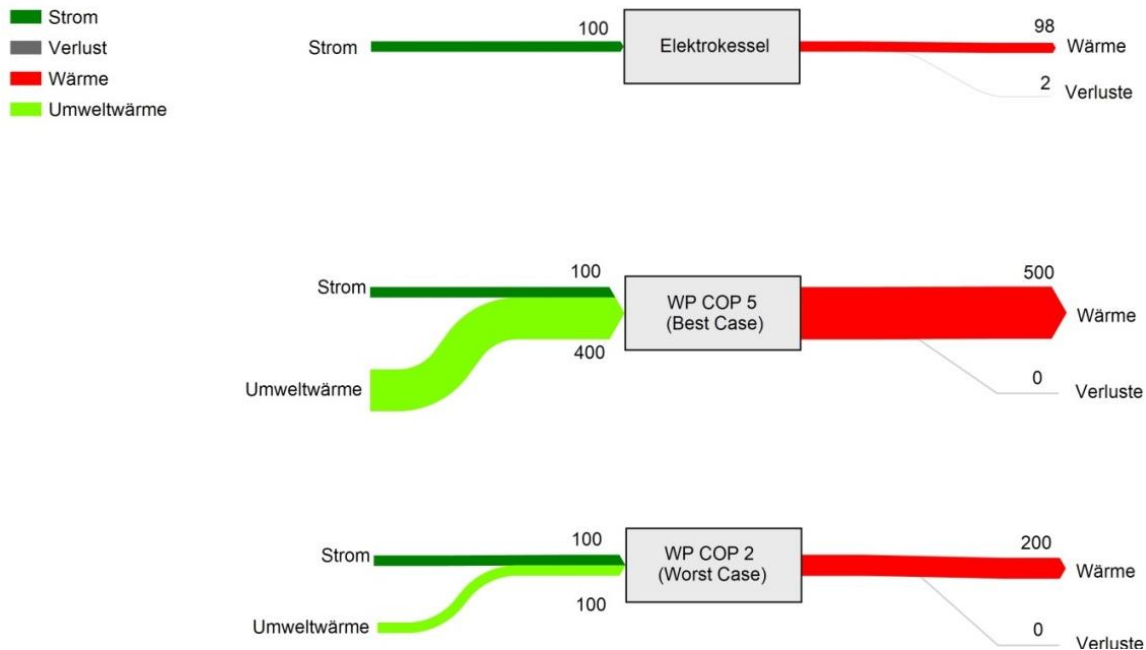


Abbildung 35: Technikvergleich Power to Heat

Direktelektrische Wärmeerzeuger

Bei Elektrokesseln wird im Hinblick auf das Prinzip der direktelektrischen Wärmeerzeugung zwischen den Bauformen Elektrodenkessel und Widerstandserhitzer unterschieden. Elektrokessel werden seit fast 100 Jahren eingesetzt und sind hinlänglich erprobt. Aufgrund einer hohen Ausfallsicherheit weisen Sie in der Regel eine Verfügbarkeit > 99% auf und können sowohl zentral als auch dezentral eingebunden werden. Zudem sind Elektrokessel aus technischer Sicht aufgrund hoher Laständerungsgeschwindigkeiten sehr gut für die Bereitstellung negativer Regelenergie und insbesondere Sekundärregelleistung geeignet. Dezentral stehen Nachtspeicherheizungen oder Heizpatronen (Heizstäbe) in Pufferspeichern oder Warmwasserboilern als kleinste Leistungseinheit ab ca. 1 kW_{el} zur Verfügung.

Widerstandserhitzer (auch Elektroerhitzer genannt) nutzen eine Vielzahl an Rohrheizkörpern (auch Heizstäbe oder Heizelemente genannt) als elektrischen Widerstand, um bei einem Wirkungsgrad von ca. 98% Heißwasser oder Sattedampf zu erzeugen oder Dampf zu überhitzen. Widerstandserhitzer können direkt in ein Fernwärme- od. Dampfnetz eingebunden werden. Die Leistungssteuerung erfolgt stufenlos über thyristorgeregelte Leistungsstufen (Thyristorstufen) und Leistungsstufen (Festleistungsstufen), die durch Leistungsschütze geschaltet werden. Die elektrische Anbindung erfolgt im Niederspannungsbereich, entweder bei 400 V oder 690 V. Somit wird bei größeren Leistungsklassen (> 0,1 MW_{el}) für die elektrische Einbindung häufig ein Transformator benötigt, da das Niederspannungsnetz für ent-

sprechende Leistungsübertragungen üblicherweise nicht ausgelegt ist. Widerstandserhitzer sind in der Regel modular aus Kombinationen von Schaltungen (Thyristor- und Festleistungsstufen) und zugeordneten Heizgruppen, bestehend aus einer bestimmten Anzahl an Rohrheizkörpern, aufgebaut. Die Kombinationen, die regelmäßig Leistungen von bis zu 2,5 MW_{el} besitzen, können erfahrungsgemäß bei Warmhaltung der Widerstandserhitzer im Bereich von 1 min bis 2,5 min aus dem Stillstand vollständig hochgefahren werden. Durch den modularen Aufbau, kann somit auch ein Widerstandserhitzer mit einer elektrischen Nennleistung von z.B. 10 MW innerhalb dieser Zeit die volle elektrische Nennleistung erreichen. Die in der Praxis realisierte Laständerungsgeschwindigkeit hängt wie bei Elektrodenkesseln von der hydraulischen und elektrischen Netzeinbindung ab. Sie wird zumeist durch die Anlaufzeit von Netzpumpen oder die Toleranzschwellen des Strom- und Wärmenetzes beschränkt. Widerstandserhitzer sind im Leistungsbereich zwischen 35 kW_{el} und 10 MW_{el} und mit max. Betriebsdrücken von 55 bar (ü) als Heißwassererzeuger, Sattedampferzeuger oder Überhitzer verfügbar. Bei Betriebsdrücken oberhalb von 30 bar (ü) (> 235 °C) werden Sattedampferzeuger und Überhitzer ausschließlich bis max. 5 MW_{el} eingesetzt.

In **Elektrodenkesseln** wird mit Hilfe von Elektroden in Verbindung mit schwachleitfähigem Wasser als elektrischer Widerstand entweder Heißwasser oder Sattedampf¹⁹ bei einem Wirkungsgrad von ebenfalls ca. 98% erzeugt. Infolge der hohen Anforderung an die Leitfähigkeit des im Kessel verwendeten Wassers, ist zusätzlich eine Wasseraufbereitungsanlage vorzusehen, soweit am Standort Wasser in geforderter Qualität nicht bereitgestellt werden kann.²⁰ Bei Heißwasser-Elektrodenkesseln sind darüber hinaus eine Umwälzpumpe und ein Wärmetauscher zu installieren, da die hydraulische Einbindung indirekt über einen zusätzlichen Wasserkreislauf (Primärkreislauf) erfolgt. Ein Transformator kann in der Regel entfallen, da Elektrodenkessel üblicherweise im Mittelspannungsbereich mit Anschlussspannungen im Bereich von 6 bis 20 kV angeschlossen werden.²¹ Die Leistungsaufnahme wird mechanisch über die Elektrodeneintauchtiefe (benetzte Elektroden-Fläche) stufenlos geregelt. Im Falle einer Warmhaltung, z.B. über den Fernwärmerücklauf, können Elektrodenkessel unabhängig von der Nennleistung innerhalb von 30 s aus dem Stillstand in den Vollast-Betriebspunkt versetzt werden. Elektrodenkessel werden im Megawatt-Bereich mit maximalen Leistungsgrößen von 60 MW_{el} und für bis zu 55 bar (ü) (271°C) verbaut. Bei Betriebsdrücken oberhalb von 25 bar (ü) (> 226°C) wird die verfügbare Leistung pro Einheit mit zunehmenden Druck durch (infolge der Anforderungen an die Wandungsstärken) sinkende Durchmesser der Kessel begrenzt. Für Sattedampferzeuger kann die verfügbare Leistung im Betriebsdruckbereich > 25 bar (ü) mit Hilfe der nachfolgenden Faustformeln grob berechnet werden:

- Bei Speisewassertemperaturen knapp unterhalb der Siedetemperatur kann das Produkt aus Leistung und Betriebsdruck max. 1200 MW x bar betragen.

¹⁹ Ein Überhitzen des Dampfes kann ausschließlich mittels nachgeschalteten Widerstandserhitzern erfolgen.

²⁰ An Standorten mit Dampferzeugung sind die wesentlichen Komponenten zur Wasseraufbereitung häufig vorhanden.

²¹ Der Hersteller VAPEC bietet Elektrodenkessel mit Anschlussspannungen bis zu 36 kV an, die auf der „SULZER-Technologie“ (Steuerung über Elektrodenabstand) basieren (VAPEC AG, 2017).

- Bei niedrigen Speisewassertemperaturen sind bei gleicher Druckstufe auch um bis zu 50% höhere (Übertragungs-)Leistungen (Produkt aus Leistung und Betriebsdruck $\leq 1800 \text{ MW} \times \text{bar}$) möglich.

Wärmepumpen

Elektrisch angetriebene WP sind über alle Leistungsklassen von 5 bis $> 15.000 \text{ kW}_{\text{th}}$ verfügbar. Die Bandbreite der COP reicht von ca. > 1 bis < 7 . Wobei WP mit einem COP von 2 (z.B.: eine Luft-Wasser-WP im Warmwasserbetrieb) bereits als unwirtschaftlich eingestuft werden. Die gleiche WP erreicht aber einen COP von > 3 , wenn nur Wärme für die Niedertemperaturheizung (35°C) bereitgestellt werden muss. Eine übliche gute Sole- oder Erdwärmepumpe erreicht einen COP im Bereich von 3,5 bis 5. Steht Abwärme mit $> 30^\circ\text{C}$ zur Verfügung und wird gleichzeitig nur eine sehr geringe Wärme-Vorlauftemperatur benötigt, lässt sich auch ein COP von > 5 erreichen. Solche Anwendungsfälle treten in der Praxis jedoch selten auf. Bei Warmhaltung können Wärmepumpen in der Regel innerhalb von 15 min aus dem Stillstand die volle Leistung erreichen und sind somit für die Erbringung von Minutenreserveleistung und den Viertelstundenhandel geeignet.

5.2 Große Power-to-Heat-Projekte in Deutschland

In Fernwärmenetzen und im Bereich der industriellen Prozesswärme (häufig Hochtemperaturwärme) werden nach Informationen der Autoren in Deutschland bisher nahezu ausschließlich PtH-Anwendungen in Form von Elektrokesseln eingesetzt. Dies liegt u.a. daran, dass nur bei wenigen Standorten mit entsprechendem Wärmebedarf eine geeignete Wärmequelle für Großwärmepumpen zur Verfügung steht, aber auch an der begrenzten Einspeisetemperatur der Letzteren von in der Regel 80°C bis maximal 90°C .²² Für die industrielle Prozesswärme werden regelmäßig höhere Temperaturniveaus benötigt und auch für den Einsatz in Fernwärmenetzen, die üblicherweise im Winter mit Vorlauftemperaturen von über 100°C betrieben werden, sind Großwärmepumpen ohne Absenkung der Systemtemperaturen oder den Einsatz einer Nachheizung, nur bedingt geeignet (AGFW, 2013).

In Tabelle 9 sind basierend auf frei zugänglichen Branchenangaben die bisher realisierten und geplanten Elektrokessel-Projekte in Deutschland ab einer Anlagengröße von 1 MW_{el} aufgelistet. Seit 2012 werden in Deutschland verstärkt Elektrokessel in Betrieb genommen.

Während bei Projekten mit einer elektrischen Anlagenleistung ab zehn Megawatt vorwiegend Elektrokessel zum Einsatz kommen, werden kleinere Projekte mit einer elektrischen Anlagenleistung bis zu zehn Megawatt überwiegend mit Hilfe von Widerstandserhitzern umgesetzt. Dies spiegelt sich auch in den Anschlussspannungsebenen wider. Elektrokessel werden ausschließlich im Mittelspannungsbereich mit einer Anschlussspannung von 6 kV bis 36 kV eingebunden, wohingegen Widerstandserhitzer in der Regel eine Anschlussspannung im Bereich zwischen 400 V bis 690 V (Niederspannung/NS) aufweisen.

²² Weitere Ursachen werden in Kapitel 5.3 erläutert.

Auf Basis von neun Widerstandserhitzeranlagen zur Heißwassererzeugung, für die Investitionssummen veröffentlicht wurden, konnten mittlere spezifische Investitionskosten für Widerstandserhitzer (inkl. Einbindungskosten) von rund 160 EUR/kW ermittelt werden. Allerdings weichen die spezifischen Investitionskosten vom kostengünstigsten und kostenintensivsten Projekt mit rund 76 EUR/kW bzw. mit rund 203 EUR/kW stark voneinander ab. Dies liegt vor allem in den unterschiedlichen Kosten begründet, um die Anlagen in einen betriebsbereiten Zustand zu versetzen. Diese (Anschaffungs-) Nebenkosten der Inbetriebnahme hängen neben dem Aufwand zur elektrischen, hydraulischen und leittechnischen Einbindung auch davon ab, ob die Anlage in bestehendes Gebäude integriert werden kann und ob ein Baukostenzuschuss (vgl. Kapitel 2.1.1) für die Stromnetzanbindung gezahlt werden muss.

Für Elektrodenkesselanlagen sind Angaben zu Investitionskosten nur für drei Projekte bekannt. Dennoch bemerkenswert sind die mit steigender Leistung stark sinkenden spezifischen Investitionskosten bei den Projekten mit Heißwasser-Elektrodenkesseln des Herstellers BVA: So liegen die Investitionskosten für einen Kessel mit 30 MW_{el} mit 2 Mio. EUR im Vergleich zu einem Kessel mit 22 MW_{el} und Investitionskosten von 1,7 Mio. EUR nur um rd. 18% höher (bei einer um 36% höheren elektrischen Leistung).

Tabelle 9: Realisierte und geplante Elektroesselanlagen in Deutschland

Anlage / Betreiber	Inbetriebnahme	Leistung in MW _{el}	Investment	Art des Elektroessels	Hersteller	Anschlussspannung in kV
Versorgungs- und Verkehrsgesellschaft Saarbrücken	2012	1 x 10		Elektrodenkessel, Heißwasser (HW)	Zander & Ingeström i.V.m. Klöpper-Therm	10
Kraftwerk Philippsburg	2013	1 x 5		Elektrodenkessel, HW	Klöpper-Therm	10
ENRO Ludwigsfelde	2014	1 x 15		Elektrodenkessel, HW	BVA	6-20
Stadtwerke Flensburg	2012	1 x 30	2 Mio. €	Elektrodenkessel, HW	BVA	6-20
E.ON Herne (Kraftwerk Shamrock)	2013	3 x 20		Elektrodenkessel, HW	BVA	6-20
Avacon Natur (Salzwedel)	2014 / 2015	2 x 6		Elektrodenkessel, HW	BVA	15
Stadtwerke Kiel	2015	1 x 35		Elektrodenkessel, HW	BVA	
Stadtwerke Münster	2015	1 x 22	1,7 Mio. €	Elektrodenkessel, HW	BVA	10
Konsortium Energieversorgung Opel (Rüsselsheim)	2017	1 x 40		Elektrodenkessel	BVA	
EEW Energy from Waste (Prennitz) i.V.m. Enerstorage ²³	2014	2 x 10		Elektrodenkessel, Dampf	Parat Halvorsen	6,3
N-Ergie	2014	2 x 25		Elektrodenkessel, HW	Parat Halvorsen	
Infraserv Höchst (Frankfurt a. M.)	2014	2 x 20		Elektrodenkessel, Dampf	Parat Halvorsen	10
Stadtwerke Potsdam	2015	2 x 10		Elektrodenkessel, HW	Parat Halvorsen	
Currenta (Chempark Leverkusen) i.V.m. Enerstorage	2016	1 x 7		Elektrodenkessel, Dampf	Parat Halvorsen	10
K+S KALI i.V.m. Enerstorage (Zielitz)	2016	1 x 15		Elektrodenkessel, Dampf	Parat Halvorsen	6
Stadtwerke Neumünster i.V.m. Enerstorage	2016	1 x 20		Elektrodenkessel, Dampf	Parat Halvorsen	
Südzucker (Zeitz) i.V.m. Enerstorage	2016	1 x 10		Elektrodenkessel, Dampf	Parat Halvorsen	
UPM Nordland Papier, Dörpen	2015 / 2016	1 x 30		Elektrodenkessel, Dampf	Parat Halvorsen	20
Stadtwerke Bielefeld	2016	1 x 20	rd. 2 Mio. €	Elektrodenkessel, HW	Parat Halvorsen	6
EnBW Altbach		2 x 50		Elektrodenkessel, HW	VAPEC	6-36
EnBW Heilbronn	1991	1 x 60		Elektrodenkessel		
Vattenfall (UW Karoline, Hamburg)	2017 - 2018	1 x 45		Elektrodenkessel, HW		10 kV
Vattenfall (HKW Reuter, Berlin)	ca. 2020	3 x 40		Elektrodenkessel, HW		
DREWAG - Stadtwerke Dresden	2018	1 x 40		Elektrodenkessel, HW		
Vattenfall (HKW Buch, Berlin)	2017	1 x 5		Widerstandserhitzer, HW		
BioEnergie Taufkirchen		1 x 5,5 + 1 x 0,6		Widerstandserhitzer, HW	Klöpper-Therm	0,69
Stadtwerke Lemgo	2012	1 x 5	0,8 Mio. €	Widerstandserhitzer, HW	Klöpper-Therm	0,69
Stadtwerke Tübingen	2014	1 x 5	0,55 Mio. €	Widerstandserhitzer, HW	Klöpper-Therm	0,69
Stadtwerke Schwerin	2013	3 x 5	3,052 Mio. €	Widerstandserhitzer, HW	Klöpper-Therm	0,69
Heizkraftwerke Mainz	2013	2 x 5		Widerstandserhitzer, HW	Klöpper-Therm	0,69
Bad Oeynhausen-Löhne GmbH i.V.m. Energieservice Westfalen Weser	2014	1 x 1,5		Widerstandserhitzer, HW	Klöpper-Therm	
Energieversorgung Offenbach	2013	2 x 5		Widerstandserhitzer, HW	Klöpper-Therm	0,69
Stadtwerke Dessau	2015	1 x 5		Widerstandserhitzer, HW	Klöpper-Therm	0,69
Stadtwerke Jena	2016	1 x 4		Widerstandserhitzer, HW	Klöpper-Therm	0,69
Stadtwerke Norderstedt	2016	2 x 1,2		Widerstandserhitzer, HW	Klöpper-Therm	0,4
Stadtwerke Lübeck	2016	1 x 2 + 1 x 2,5		Widerstandserhitzer, HW	Klöpper-Therm	0,69
Stadtwerke München	2014	4 x 2,5		Widerstandserhitzer, HW	OhmEx	0,69
Stadtwerke Augsburg	2014 / 2015	4 x 2,5	1,5 Mio. €	Widerstandserhitzer, HW	OhmEx	
FHW Neukölln	2015	4 x 2,5	1,4 Mio. €	Widerstandserhitzer, HW	Schniewindt	0,69
BTB Berlin (Adlershof)	2015	2 x 3,2	1,2 Mio. €	Widerstandserhitzer, HW	Schniewindt	0,69
Stadtwerke Amberg	2015	1 x 0,5 + 1 x 1	76 T€ für 1 MW _{el}	Widerstandserhitzer, HW	heatsystems	
Stadtwerke Detmold	2015 / 2016	2 x 2,5		Widerstandserhitzer, HW		
Technische Werke Ludwigshafen	2014	2 x 5	1,5 Mio. €	Widerstandserhitzer, HW		
Technische Werke Delitzsch	2014	1 x 1,2		Widerstandserhitzer, HW		
Mainova	2015	2 x 4	1,2 Mio. €	Widerstandserhitzer, HW		
Sasol Germany (Brunsbüttel)		4 + 7				

²³ Die ENERSTORAGE GmbH ist ein Contractor für PtH-Anlagen.

5.3 Kostenbetrachtung

Die spezifischen Wärmegestehungskosten von PtH-Systemen hängen stark von den erreichbaren Vollbenutzungsstunden der Anlagen ab.

Direktelektrische Wärmeerzeuger

Im Rahmen vorheriger Untersuchungen wurden von fünf Herstellern von Elektrokesseln Richtpreisangebote für den Erwerb einer Elektrokesselanlage zur Heißwassererzeugung (Betriebsdruck < 25 bar (ü)) für die Leistungsvarianten 5 MW_{el} und 10 MW_{el} eingeholt und zusätzlich zum Vergleich der Richtpreis eines Elektrodenkessels mit 40 MW_{el} abgefragt. Die Angebote für Elektrodenkessel sollten die zur Errichtung des Primärkreislaufes notwendigen Zusatzkomponenten beinhalten. In Tabelle 10 sind die Ergebnisse der Auswertung der Angebote in anonymisierter Form aufgeführt.

Tabelle 10: Anschaffungspreise für Elektrokesselanlagen zur Heißwassererzeugung²⁴

Anbieter	A	B		C		D	E	
Angebot	Widerstandserhitzeranlage			Elektrodenkessel + Primärkreislauf				
elektrische Nennleistung in MW	10	5	10	5	10	10	10	40
Anschlussspannung in kV	0,69	0,4	0,4	10	10	10	10	10
Gesamtpreis in TEUR	394	329	617	555	752	885	1.000	2.000
spezifischer Anschaffungspreis (netto) in EUR/kW _{el}	39,4	65,8	61,7	111	75,2	88,5	100	50

Im Nennleistungsbereich bis 10 MW_{el} konnten bei Widerstandserhitzern mit durchschnittlich rd. 56 EUR/kW_{el} im Vergleich zu Elektrodenkesseln mit rd. 94 EUR/kW_{el} deutlich geringere spezifische Anschaffungspreise festgestellt werden. Dieser Kostenvorteil wird allerdings häufig durch die notwendige Errichtung von Transformatoren stark vermindert.

Die spezifische Kostenfunktion von Elektrodenkesseln weist mit steigender Leistung einen stark degressiven Verlauf auf. Dies bestätigt sich auch durch die Angebote für Elektrodenkesselanlagen, insbesondere beim Vergleich der Angebote des Herstellers E: Eine Erhöhung der elektrischen Nennleistung um den Faktor 4 geht hier lediglich mit einer Verdopplung des Anschaffungspreises einher.

Dagegen sinken die spezifischen Anschaffungspreise für Widerstandserhitzer durch den modularen Aufbau mit steigender Leistung vergleichsweise moderat (vgl. Angebote Hersteller B).

Die Anschaffungspreise für Sattdampferzeuger können bei beiden Technologien durch einen Aufschlag von jeweils 25 % belastbar abgeschätzt werden. Die Kosten für Widerstandserhitzer zur Dampfüberhitzung können analog ermittelt werden.

²⁴ Die Richtpreise wurden in 2014 abgefragt. Die Preise haben sich in der Zwischenzeit nicht wesentlich verändert.

Der Vergleich der Anschaffungspreise von Widerstandserhitzern mit den im vorherigen Kapitel aufgelisteten Investitionskosten für die Errichtung der Anlagen zeigt, dass je nach den Voraussetzungen des jeweiligen Standortes bei Widerstandserhitzeranlagen teilweise erhebliche Nebenkosten der Inbetriebnahme zu berücksichtigen sind. Bei Elektrodenkesseln trifft dies ebenfalls zu. Allerdings fallen Letztere bei Elektrodenkesseln in Relation zu den Anschaffungspreisen i.d.R. wesentlich geringer aus, da üblicherweise keine zusätzlichen Transformatoren benötigt werden.

Die jährlichen Wartungs- und Instandhaltungskosten für eine Widerstandserhitzeranlage können mit 1% der Investitionssumme abgeschätzt werden. Bei Elektrodenkesseln sind Wartungs- und Instandhaltungskosten in ähnlicher Höhe zu veranschlagen. Jedoch werden bei Heißwasser-Elektrodenkesseln bedingt durch den Primärkreislauf tendenziell etwas höhere Kosten anfallen.

Wärmepumpen

Die Gesamtkosten einer Wärmepumpenanlage bestehen neben den Investitionskosten für die Wärmepumpe überwiegend aus den Kosten zur Erschließung der Umweltwärme. Technisch einfach und nahezu unbegrenzt kann die Außenluft genutzt werden. Allerdings lassen sich dadurch nur geringe COP erreichen. Referenzen in der Leistungsklasse über 100 kW_{th} sind bisher nicht bekannt, obwohl die Leistung von Luft-Wärmepumpen technisch nahezu unbegrenzt ist. Die benötigten Luftmassen sind in der Praxis nicht mehr handhabbar. Zudem ist der COP bei niedrigen Außentemperaturen, wenn die Heizleistung am höchsten ist, am schlechtesten.

Mit Sole kann Wärme im Bereich der Frostgrenze (0-5°C) erschlossen werden, z.B. in Erdwärmekollektoren. Die Installation ist aufwendiger, da für höhere Leistungen größere Flächen mit Erdkollektoren gebaut werden müssen. Auch hier sind die Anlagenleistungen aufgrund der benötigten Fläche begrenzt. Die Umweltwärme kann aber auch aus Oberflächengewässern, Meerwasser, oder dem Grundwasser gewonnen werden. Hier sind Anlagen bis zur Größe von >100 MW_{th} bekannt. Auch die Erschließung von verschiedenen industriellen Abwärmequellen ist möglich (Abwässer, Produktionsreste, Abluft, Abgase, Produktionsabwärme, Abwärme aus Rechenzentren). In der Regel lassen sich hierdurch höhere COP erreichen, jedoch ist die Erschließung der Abwärme deutlich kostenintensiver.

Durch die hohen Investitionen in die Wärmepumpe und die Wärmequellenerschließung, werden Wärmepumpen in der Regel für hohe Auslastungen im Grundlastbereich ausgelegt.

Für die reine Wärmepumpe fallen im Wesentlichen nur Wartungskosten für den Verdichter an. Je nach verwendeter Wärmequelle ist eine Reinigung der Wärmetauscher notwendig (Seewasser, Abluft/Abgas). In Summe sind Wärmepumpen die deutlich kostenintensiveren Anlagen mit mehr bewegten Teilen und damit wartungsintensiver als direktelektrische Kessel.

Strombezugskosten

Auch bei niedrigen oder negativen Stromhandelspreisen infolge eines Überangebotes (oder Netzengpässes) sind mit dem (Fremd-) Strombezug aus dem allg. Stromversorgungsnetz in der Regel erhebliche Kosten verbunden.

In **Abbildung 36** sind die staatlich induzierten Strombezugskosten in €/MWh (netto) für das Jahr 2017 bei Fremdstrombezug i.V.m. verschiedenen Letztverbrauchsgrößen sowie bei Eigenerzeugung dargestellt. Dabei werden folgende Fälle unterschieden:²⁵

- Fremdstrombezug Fall 1: Einfamilienhaus (Jahresstromverbrauch: 5 MWh; Entnahmeebene: NS)
- Fremdstrombezug Fall 2: Mehrfamilienhaus WP-Tarif (Jahresstromverbrauch WP: 5 MWh; Entnahmeebene: NS)
- Fremdstrombezug Fall 3: Großunternehmen mit mittlerem Stromverbrauch wie z.B. ein Krankenhaus (Jahresstromverbrauch: 10.000 MWh; Jahreshöchstlast: 1.500 kW; Entnahmeebene: MS)
- Fremdstrombezug Fall 4: (Produzierendes) Großunternehmen mit hohem Stromverbrauch und ohne Ausnahmetatbestände (Jahresstromverbrauch: 100.000 MWh; Jahreshöchstlast: 15.000 kW; Entnahmeebene: HS)
- Eigenerzeugung Fall 1: Eigenversorgung mittels hocheffizienter KWK-Anlage < 2 MW_{el}
- Eigenerzeugung Fall 2: Eigenversorgung mittels hocheffizienter KWK-Anlage > 2 MW_{el}

Nachteilig sind vor allem die hohen Kosten, die aus der EEG-Umlage, dem Netznutzungsentgelt und der Stromsteuer resultieren, sobald Strom von einem Dritten bezogen und aus dem Netz der allgemeinen Versorgung entnommen wird. Dagegen ist bei einer Eigenversorgung i. S. d. EEG aus einer hocheffizienten KWK-Anlage ausschließlich eine verringerte EEG-Umlage (40% der allgemeinen EEG-Umlage) zu entrichten und je nach Leistungsgröße der Stromerzeugungsanlage (< 2 MW_{el} oder > 2 MW_{el}) die Stromsteuer abzuführen (vgl. Kapitel 2.1).²⁶

Infolgedessen beziehen bestehende Elektrokesselanlagen den Strom häufig nicht aus dem allg. Versorgungsnetz, sondern von Eigenerzeugungsanlagen. Zudem stellen die hohen Strombezugskosten eine grundlegende Ursache dafür dar, dass große Wärmepumpenanwendungen in Deutschland mit Ausnahme von speziellen industriellen Anwendungen mit hohen Abwärmepertemperaturen nur in geringem Umfang verwendet werden.²⁷

²⁵ Strombezugspreise für stromkostenintensive Industrieunternehmen werden in diesem Abschnitt nicht berücksichtigt (siehe Begründung in Kapitel 2.1.1).

²⁶ Ausnahmeregelungen zur vollständigen oder anteiligen Befreiung von der EEG-Umlagepflicht bestehen für Bestandsanlagen bzw. bei Ersetzung von Bestandsanlagen (vgl. Kapitel 2.1).

²⁷ Im Gegensatz dazu sind großtechnische Wärmepumpen beispielsweise in Schweden in der Fernwärmeversorgung mit mehr als 1 GW an installierter thermischer Leistung wesentlich stärker verbreitet und werden

In Wohngebäuden (Neubauten mit Niedertemperaturheizsystem) werden Wärmepumpen dagegen seit mehreren Jahren verstärkt verbaut. Sie gehören wie auch die anderen dezentrale PtH-Technologien gem. 14a EnWG zu den „steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung“, sodass ein reduziertes Netznutzentgelt in Anspruch genommen wird, wenn sie im Gegenzug vom Netzbetreiber zur Netzentlastung gesteuert werden können sowie über einen separaten Zählpunkt verfügen (vgl. Kapitel 2.1). Auch ist im HH- und GHD-Bereich seit mehreren Jahren ebenfalls die Nutzung der Stromeigenerzeugung aus PV-Anlagen ökonomisch interessant. Letzteres hat zu einer verstärkten Nutzung von Heizpatronen in Pufferspeichern oder Warmwasserboilern insbesondere in Einfamilienhäusern (EFH) geführt.

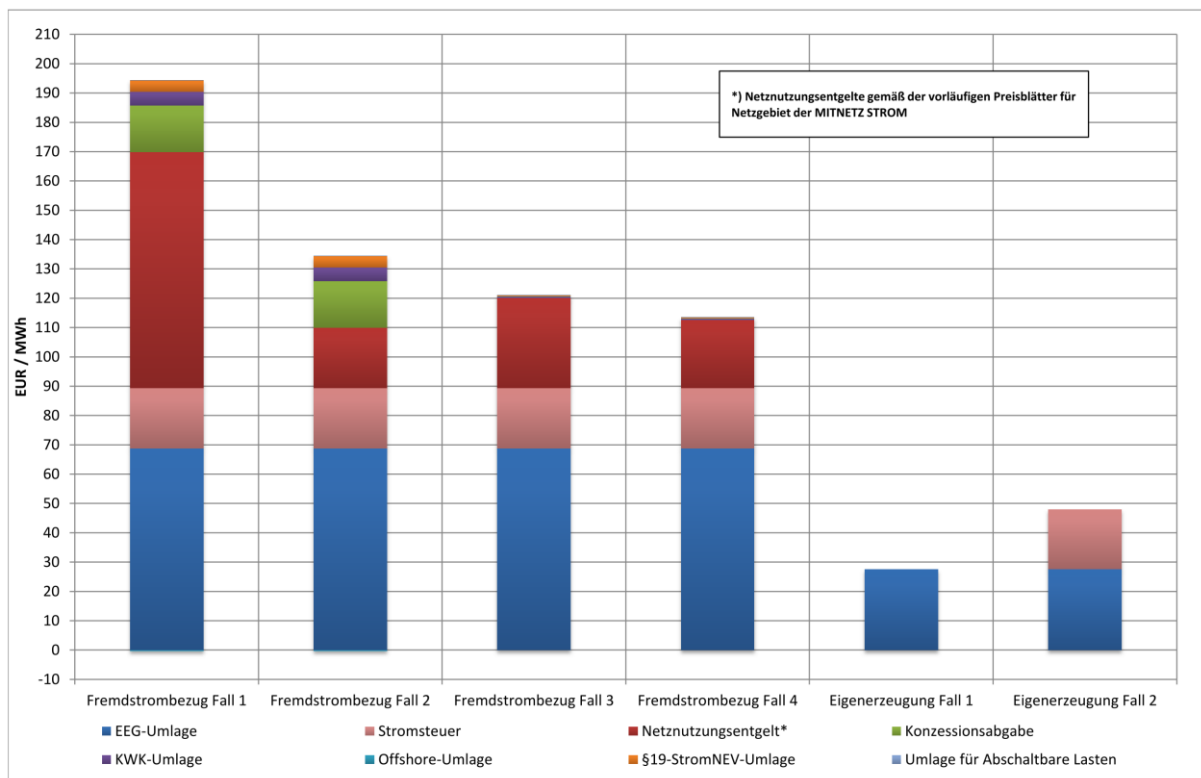


Abbildung 36: Staatlich induzierte Strompreisbestandteile (Beispielrechnung)²⁸

Neben den o. g. sowie in Abbildung 39 aufgeführten Strompreisbestandteilen fällt ggf. im Falle der erstmaligen Entnahme aus dem allg. Stromnetz zusätzlich einmalig ein Baukostenzuschuss (BKZ) an, der sich aus dem Produkt des Leistungspreises der jeweiligen Anschlussnetzebene und der elektrischen Nennleistung der PtH-Anlage ergibt (vgl. Kapitel 2.1).

Ein sektorgekoppeltes Energiesystem ist nur effizient, wenn flexible Verbraucher wie PtH-Systeme auf Marktstrompreissignale reagieren. Anhand der in Abbildung 39 dargestellten Fälle und den entsprechenden spezifischen Strombezugskosten wird deutlich, dass das

bereits seit mehr drei Jahrzehnten eingesetzt (Austrian Institute of Technology, 2015). Groß-Wärmepumpen sind also vielfach und ausreichend erprobt.

²⁸ Eigene Darstellung nach MITNETZ STROM, 2016 b und NETZTRANSPARENZ.DE, 2016.

Marktstrompreissignal durch die anderen Preiskomponenten stark verzerrt wird. Auf die Auswirkungen wird anhand verschiedener Anwendungsfälle in Abschnitt 7.4 eingegangen.

Wärmegestehungskosten von PtH-Technologien im Vergleich

Die Wärmegestehungskosten der PtH-Anlagen setzen sich zusammen aus den betriebsabhängigen Kosten (Strombezug in Abhängigkeit des Wirkungsgrades/Leistungszahl) und den Fixkosten. Die Fixkosten müssen über den Ansatz einer jährlichen Nutzungsdauer in spezifische Kosten umgerechnet werden. Investitionen wurden dabei mit einem Kapitaldienst in Höhe von rund 10% der Investitionssumme berücksichtigt (entspricht einem kalkulatorischen Zinssatz von 5% bei einer Nutzungsdauer von 15 Jahren). So verursachen kostengünstige direktelektrische Wärmeerzeuger geringere spezifische Fixkosten als kostenintensivere Wärmepumpen, sofern die Anlagen nur wenige Stunden im Jahr zur Nutzung des EE-Überschussstromes eingesetzt werden.

Im folgenden Vergleich werden drei dezentrale und vier zentrale PtH-Beispielanlagen verglichen.

Die Wärme wird in Zeiten mit hohem EE-Überschussstrom erzeugt und in einem Pufferspeicher zwischengespeichert.

Dezentral kann die Nutzung von EE-Überschussstrom sowohl mit einer Heizpatrone oder einer Wärmepumpe erfolgen. Bei Wärmepumpen werden Anlagen mit einem niedrigen COP in Höhe von 3,1 (Luft-Wärmepumpe) und einem hohen COP von 5 (Erdwärmepumpe) betrachtet. Die Strombezugskosten wurden mit einem Wärmepumpenstromtarif mit Arbeitspreisen von 150 €/MWh²⁹ angenommen. Trotz erforderlicher großer Pufferspeicherkapazität und deutlich größeren Wärmepumpen ist erkennbar, dass die Wärmepumpe bereits ab 500 h/a eine Kostengleichheit gegenüber der Heizpatrone erreicht und bei steigender Nutzungsdauer große Vorteile erzielen kann.

In der **zentralen** Erzeugung wurden Strombezugskosten von 130 €/MWh angesetzt (Mittelspannung). Für Großanlagen wie einem 20 MW Elektrodenkessel gelten dann niedrigere Netzentgelte, so dass die Stromkosten auf 120 €/MWh gemindert wurden. Ein Commoditypreis kann dabei nur marginal enthalten sein.³⁰ Als direktelektrische Wärmeerzeuger wurden ein 500 kW Widerstandserhitzer und ein 20 MW Elektrodenkessel betrachtet. Mit nur leichten Kostenunterschieden bei der Investitionssumme und den Verbrauchskosten liegen beide Varianten bei fast identischen Kostenniveaus für die Wärmegestehung. In der zentralen Er-

²⁹ Die Strombezugskosten basieren auf den in Abbildung 36 dargestellten Fällen für Fremdstrombezug. Die Differenz beruht auf der Annahme, dass zusätzlich Dienstleistungsentgelte für einhergehende Prozesse (Abruf, Ausgleich Bilanzkreis, Abrechnung, Meldungen, Vorhaltung Kommunikationsleitung, etc.), deren Kosten in niedrigeren Spannungsebenen in der Regel höher sind (spezifisch höhere IKT-Kosten), sowie ein geringfügiger (Überschussstrom) Produktpreis zu veranschlagen sind.

³⁰ Es wird angenommen, dass der Produktpreis im Falle einer EE-Überschussproduktion gegen 0 €/MWh tendiert.

zeugung werden meist höhere Temperaturniveaus benötigt, so dass Wärmepumpen in diesem Bereich deutlich im Nachteil sind. Betrachtet wurde eine (virtuelle) Luft-Wärmepumpe mit geringen COP in Höhe von 1,8. Die Wärmegestehungskosten liegen bei 500 h/a deutlich über den Kosten einer direktelektrischen Variante, weshalb solche Anlagen auch noch nicht ausgeführt wurden. Sollte ein EE-Überschussstrom für mehr als 1.500 h/a zur Verfügung stehen, wäre diese Variante vorteilhaft. Technisch müsste dann jedoch geprüft werden, an welchem Standort sich eine derart große Luft-Wärmetauscheranlage installieren lässt. Mit einem hohen COP steigen die Investitionskosten für die Erschließung einer geeigneten Wärmequelle. Außerdem ist die technische Verfügbarkeit einer Wärmequelle mit großen Leistungen (mehrere MW_{th}) und einer hohen Temperatur (Ansatz > 30°C) eher selten anzutreffen.

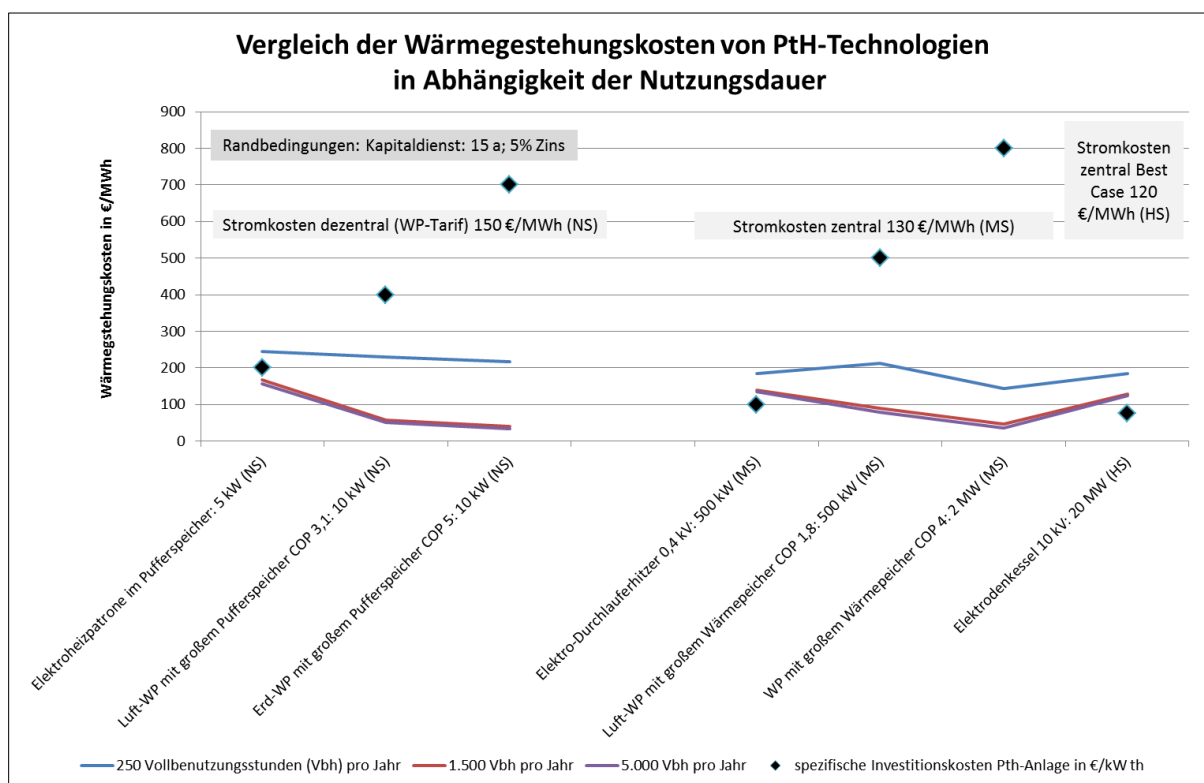


Abbildung 37: Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit der Nutzungsdauer

5.4 Einsatzfelder für Power-to-Heat

Der Einsatz von PtH muss nach der Nutzungsdauer und Anlagengröße differenziert werden.

Elektrokessel in Verbindung mit KWK-Großanlagen (Zentrale Projektanwendungen)

In zentralen Anlagen (Nah- und Fernwärmenetzten, Gewerbe/Industrie) ist der Einsatz von Großanlagen notwendig. Besteht vor Ort eine Erzeugungsanlage mit Kraft-Wärme-Kopplung, kann diese bei geringen Strompreisen an der Börse (Überangebot durch EE-Stromeinspeisung) oder bei einem Abruf negativer Regelleistung abgefahren werden. In kürzeren Zeiträumen mit niedrigen Preisen im Kurzfristhandel oder bei der Erbringung negativer Re-

gelenergie können die KWK-Anlagen häufig nicht abgeschaltet, sondern nur auf eine bestimmte Teillast heruntergeregelt werden, da sie sonst in den entsprechenden Zeitintervallen nicht wieder in den geplanten Arbeitspunkt hochgefahren werden könnten.³¹ Durch eine nachgeschaltete PtH-Anlage kann die verbleibende Stromerzeugung genutzt, die Mindesterzeugung des Erzeugungssystems reduziert und infolgedessen den Strommärkten eine erhöhte Flexibilität zur Verfügung gestellt werden. Zudem kann eine etwaig aus dem Teillastbetrieb folgende verringerte KWK-Nutzwärmeerzeugung durch die PtH-Anlage mindestens (nahezu) ausgeglichen werden. Zumeist kann die Wärmeerzeugung auch in einem vorhandenen Wärmespeicher zwischengespeichert werden, ohne dass ein zeitgleicher Verbrauch der Wärme erforderlich ist. Ein weiterer Vorteil besteht darin, dass bei einer Eigenerzeugung wesentlich geringere Strombezugskosten für die PtH-Anlage anfallen (siehe Kapitel 5.3). Darüber hinaus können die Elektrokessel am Standort zur Besicherung der restlichen Wärmeerzeugungsanlagen oder zum Ausgleich von extremen Wärmebedarfslastspitzen genutzt werden. Zur Bereitstellung negativer Regelleistung werden Elektrokessel in diesen Konstellationen bereits vielfach verwendet.

Diese Anwendung ist aufgrund der im Vergleich mit Wärmepumpen geringen ökologischen Effizienz, bezogen auf den Nutzungsgrad für die Wärmeerzeugung, für die Nutzung von solchen Stromüberschüssen geeignet, die nur in wenigen Stunden im Jahr auftreten (ca. 20-500 h/a). Infolge der derzeit zu beobachtenden sinkenden Erlöse für die Bereitstellung negativer Regelleistung werden zukünftig eher weniger Projekte realisiert.

Für eine Ausweitung der Projekte müsste somit zeitgleich die Installation von KWK-Anlagen, Wärmespeichern sowie von Elektrokesseln gefördert werden. Um die Stromerzeugung weiter zu flexibilisieren, bedarf es zusätzlicher Anreize durch den Strommarkt wie z.B. stromsteuer- und umlagenfreie Eigenstromnutzung für PtH-Anwendungen.

Elektrokessel zur Prozessdampferzeugung in der Industrie (Zentrale Projektanwendungen)

Beispielhaft wird eine elektrische Dampferzeugeranlage zur Erzeugung von Heißdampf mit 400 °C bei 35 bar (ü) erläutert, die für einen Dampfmassenstrom von 100 t/h ausgelegt wird:

Zur Erzeugung von 35-bar-Sattdampf (244,2°C) wird eine Elektrokesselanlage mit einer Nennleistung von rd. 75 MW_{el} benötigt (Annahme: T_{Speisewasser} = 40°C). Aufgrund der geringen spezifischen Investitionskosten von Elektrodenkesseln sollten hierzu Elektrodenkessel verwendet werden. Gemäß der in Kapitel 5.1. genannten Faustformeln zur Beschreibung der Auslegungsgrenzen von Sattdampf-Elektrodenkesseln wären mindestens zwei Elektrodenkessel vorzusehen. Die Dampfüberhitzung auf 400°C kann ausschließlich mittels Widerstandserhitzern erfolgen. Hierbei wird mindestens eine Leistung von rd. 12 MW_{el} benötigt, die auf minimal drei Einheiten aufgeteilt werden kann, da Widerstandserhitzer mit einem Betriebsdruck von 35 bar (ü) nur in Einheiten bis max. 5 MW_{el} hergestellt werden. Für das o.g. Bei-

³¹ Eine Mindesterzeugung kann auch aus der Bereitstellung von Systemdienstleistungen resultieren.

spiel wären somit mindestens zwei Elektrodenkessel und drei Widerstandserhitzer mit einer installierten Leistung von mindestens 87 MW_{el} notwendig.

Grundsätzlich können Elektrokessel zur Prozesswärmeerzeugung in der Industrie ebenfalls für die im vorgenannten Einsatzfeld (vgl. „Elektrokessel in Verbindung mit KWK-Großanlagen“) beschriebenen Verwendungszwecke genutzt werden. Allerdings ergibt sich bei der Prozessdampferzeugung die weitere Einschränkung, dass eine zeitweise Entkopplung von Wärmeerzeugung und -Verbrauch mittels Wärmespeicher nur bedingt möglich ist und somit die vermarktbare Leistung zur Nutzung von Überschussstrom vom jeweiligen Wärmeverbrauch begrenzt wird.

Grundlast WP (zentral)

Die Grundlast in großen Wärmesystemen (Nah- und Fernwärme, Industrie) kann durch Wärmepumpen bereitgestellt werden. Optimal sind Systeme mit geringen Vor- und Rücklauftemperaturen und einer Wärmequelle auf möglichst hohem Temperaturniveau. Die Kombination von beidem ist leider selten anzutreffen, die bestehenden FW-Netze sind in der Regel für Vorlauftemperaturen von > 85°C ausgelegt und industrielle Abwärmequellen lassen sich nur selten erschließen. Mit geringeren Stromkosten lassen sich auch Projekte mit geringerem COP realisieren. Referenzen dafür gibt es in den zahlreichen Wärmepumpenprojekten in der Schweiz, Frankreich und Skandinavien.

Sofern aber nur der EE-Überschussstrom in Wärme umgewandelt wird, können Grundlastanlagen (> 4.000 h/a) nicht wirtschaftlich betrieben werden.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass sich Grundlastanlagen durch eine hohe Laufzeit rechnen müssen. Eine flexible Fahrweise ist nur durch hohe Marktanreize realisierbar. Bei steigendem EE-Anteil an der Stromerzeugung könnten diese Anlagen zukünftig mit z.B. doppelter Leistung gebaut werden und ein wirtschaftlicher Betrieb über Marktanreize mit der halben Betriebsdauer ermöglicht werden, analog zur EEG-Förderung von Biomasseanlagen.

Elektroheizpatrone im Einfamilienhaus-Pufferspeicher (Dezentral)

Pufferspeicher können technisch einfach mit einer Elektroheizpatrone ausgerüstet und kostengünstig nachgerüstet werden. Meist werden die Heizpatronen aber nur als Absicherung für Solaranlagen oder Luft-Wasser-WP projektiert.

Es fehlt (noch) die passende Marktkommunikation um die Heizpatronen im negativen Regelleistungsmarkt vermarkten zu können. Die Nutzung des installierten Potentials an Elektroheizpatronen bedarf einer sinnvollen Marktstrategie der Stromversorger. Die Fernwirktechnik für die WP mit Auslesung der Wärmespeicherfüllstände und Zählerstände müsste flächendeckend installiert werden, um den Kunden ein Angebot für die Stromnutzung zu unterbreiten. Für solche Projekte müssten die Stromnebenkosten, die auch beim Strombezug durch den Abruf negative Regelleistung anfallen gesenkt werden. Ansonsten kostet der

Strom selbst bei der Erbringung negativer Regelleistung für den Endkunden > 100 €/MWh und eine wirtschaftliche Wärmeerzeugung wäre damit nicht gegeben.

Elektro WP im EFH Neubau (dezentral)

Viele Neubauten werden als Niedrig- oder sogar Passivhaus gebaut. Mit dem Niedertemperaturheizsystem sind viele der Neubauten mit Wärmepumpen ausgestattet, meist Luft/Wasser-Wärmepumpen. Wenn die Pufferspeicher in den Anlagen ausreichend groß dimensioniert sind und die Wärmepumpen ausreichend Leistungsreserven aufweisen, kann die Wärmeerzeugung strommarktgeführt in relativ wenigen Stunden erfolgen. Für Neubauten muss ein höheres Invest in Pufferspeicher und Wärmepumpe berücksichtigt werden. In Zeiten mit EE-Stromüberschuss kann die Wärmepumpe dann vorrangig Wärme erzeugen und einspeichern. Der EE-Überschussstrom wird sinnvoll in der Wärme genutzt und in den folgenden Stunden braucht die WP dann nicht wärmegeführt betrieben werden. So können WP in Zeiten mit geringer EE-Stromproduktion das Stromnetz entlasten.

Im Neubausektor müssten die Pufferspeicher und Wärmepumpen für mehr Flexibilität überdimensioniert werden. Analog zu den Elektroheizpatronen müsste die Marktkommunikation und Fernwirktechnik für diese Anwendungsfälle geschaffen werden. Die Stromnebenkosten müssten in diesem Fall nicht zwingend gesenkt werden, da diese Objekte immer mit Strom heizen. Die zusätzlichen Investitionen müssen aber gedeckt werden, dafür reicht eine Senkung der Stromkosten um die Commodity (rd. 3 ct/kWh) nicht aus.

6 Heiz- und Prozesswärmebedarf in Sachsen-Anhalt

Sachsen-Anhalt erstreckt sich auf einer Gebietsfläche von rd. 20.500 km² bei einer Einwohneranzahl von 2,245 Mio. Es ist landschaftlich vielseitig und erstreckt sich von der Altmark, einem hügeligen Gebiet im Norden, über die Magdeburger Börde und dem Mittelgebirge Harz mit der höchsten Bodenerhebung dem Brocken (1.141 m), bis hin zum Thüringer Vorland.

Die beiden größten Städte sind die Landeshauptstadt Magdeburg und Halle (Saale), ein weiteres Oberzentrum ist Dessau-Roßlau. Die Siedlungsstrukturen sind eher ländlich mit vielen kleineren Städten, die allerdings historisch bedingt oft auch über zentrale Wärmeversorgungsstrukturen verfügen. Der nach der Wende 1989 erfolgte Ausbau der Erdgasnetze ist inzwischen weitgehend flächendeckend erfolgt.

Für das Land Sachsen-Anhalt wurde ein flächendeckendes Energie- und Emissionskataster für kleine und mittlere Feuerungsanlagen zuletzt für das Basisjahr 2010 erstellt (ENERKO, 2012), das eine wesentliche Grundlage der Wärmemarktbilanz in dieser Studie bildet.

Zur Erstellung der Wärmemarktbilanz für das Basisjahr 2015 wurden folgende weitere Eingangsdaten berücksichtigt:

- Energie- und Emissionskataster für kleine und mittlere Feuerungsanlagen mit Basisjahr 2010 (ENERKO, 2012). Diese ist bereits klimabereinigt und liegt auf Gemeinde-Ebene vor für die Brennstoffe Erdgas, Kohle, Heizöl und Biomasse.
- Energiebilanzen des Landes Sachsen-Anhalt für die Jahre 2010-2014 (Quelle: Statistisches Landesamt).
- Bevölkerungs- und Wohnflächenentwicklung (Quelle: Statistisches Landesamt).
- Eigene Erhebung und Befragungen von Energieversorgern zu den Stromeinsatzmengen für Stromheizungen (Nachtspeicherheizungen, elektrische Wärmepumpen).
- Eigene Erhebung und Befragungen von Energieversorgern für Fernwärme- und Dampfnetze.
- Gradtagszahlen für den Standort Magdeburg (IWU, 2016) zur Klimabereinigung.

6.1 Einflussfaktoren auf die Wärmebedarfsentwicklung

Basis der Abschätzung des Wärmebedarfes ist die Energie- und Emissionsbilanz kleiner und mittlerer Feuerungsanlagen mit Basisjahr 2010. Diese Bilanz umfasst den Sektor Haushalte komplett sowie auch den größten Teil aller gewerblichen Heizungsanlagen, sofern sie unter 1 MW Feuerungsleistung bleiben.

Um diese Bilanz auf das Jahr 2015 fortzuschreiben, wurden drei wesentliche Treiber berücksichtigt:

- Allgemeine Entwicklung der Endenergieeinsätze in den Sektoren Haushalte und GHD zwischen 2010 und 2014 gemäß Energiebilanz. Diese gibt Aufschluss über Verschiebungen im Brennstoffmix und dem allgemeinen Verbrauchsniveau, lässt aber keine Rückschlüsse auf die regionale Aufteilung zu.
- Entwicklung der Bevölkerung und Wohnflächen auf Landkreisebene: Diese wird genutzt, um das Energiekataster 2010 regional fortzuschreiben.
- Ausbau erneuerbarer Energien im Wärmemarkt: Hier werden die Satellitenbilanzen zu Erneuerbaren Energien (z.B. Solarthermie) und elektrischer Beheizung genutzt und regional aufgeteilt.

Die demografischen Faktoren Einwohner und Anzahl Haushalte besitzen einen wesentlichen Einfluss auf den Energieverbrauch in den untersuchten Sektoren. Der Energieverbrauch zur Deckung des Bedarfs für Raumwärme und Warmwasser hängt hauptsächlich von ihnen ab. Indirekt beeinflussen sie aber auch den Energieeinsatz bei den sonstigen Verbrauchern in Gewerbe, Handel und Dienstleistungen.

Anzahl und Art der Wohngebäude, Wohnungen und Wohnflächen sind ebenfalls wesentliche Bestimmungsgrößen für den Energieverbrauch in den betrachteten Sektoren.

Für den Stichtag 31.12.2015 weist das Statistische Landesamt Sachsen-Anhalt (STALA) eine Fläche von 20.450 km² mit 2,245 Millionen Einwohnern aus. Dies bedeutet einen Bevölkerungsrückgang gegenüber 2010 von 3,6 %.

Die Entwicklung dieser Parameter seit 2010 ist in der folgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 11: Bevölkerungsentwicklung und Wohnungsbestand auf Landkreisebene

	2003	2010	2015			Differenz	
	Bestand Bevölkerung	Bestand Bevölkerung	Bestand Bevölkerung	Wohnungen insgesamt	Bodenfläche insgesamt [ha]	Bevölkerung seit 2010	[%]
kreisfreie Stadt Dessau-Roßlau	94.608	86.906	82.919	51.271	24.474	-3.987	-4,2%
kreisfreie Stadt Halle (Saale)	240.119	232.963	236.991	143.869	13.502	4.028	1,7%
kreisfreie Stadt Magdeburg	227.535	231.525	235.723	141.804	20.100	4.198	1,8%
Altmarkkreis Salzwedel	98.276	89.512	86.164	45.616	229.305	-3.348	-3,4%
Landkreis-Anhalt-Bitterfeld	196.809	176.642	164.817	95.048	145.353	-11.825	-6,0%
Landkreis Börde	193.965	178.880	173.473	91.115	236.665	-5.407	-2,8%
Burgenlandkreis	213.172	194.195	184.081	105.722	141.369	-10.114	-4,7%
Landkreis Harz	253.130	232.343	221.366	127.752	210.452	-10.977	-4,3%
Landkreis Jerichower Land	104.925	96.251	91.693	50.444	157.685	-4.558	-4,3%
Landkreis Mansfeld-Südharz	168.493	150.295	141.408	78.944	144.884	-8.887	-5,3%
Landkreis Saalekreis	211.528	196.946	186.431	100.676	143.367	-10.515	-5,0%
Salzlandkreis	233.603	209.579	196.695	116.166	142.673	-12.884	-5,5%
Landkreis Stendal	135.647	121.899	115.262	65.533	242.314	-6.637	-4,9%
Landkreis Wittenberg	151.131	137.070	128.447	72.322	193.030	-8.623	-5,7%
Sachsen-Anhalt	2.522.941	2.335.006	2.245.470	1.286.282	2.045.174	-89.536	-3,55%

Der Einwohnerrückgang in Sachsen-Anhalt ist weitestgehend charakteristisch für den Zeitraum 1998 bis 2015, dieser stellt sich im Verlauf regional sehr unterschiedlich dar. Es wurde beobachtet, dass die großen Städte zunächst relativ stärker gegenüber den ländlichen Flä-

chen davon betroffen waren, seit 2010 ist hier aber für die Großstädte Magdeburg und Halle eine Trendumkehr erkennbar, in den ländlichen Kreisen setzt sich der Bevölkerungsrückgang in etwas abgeschwächter Dynamik fort.

Die regionale Aufteilung der Bevölkerung (Stand Ende 2015) ist in Abbildung 38 als Absolutwert und in Abbildung 39 als flächenbezogener Kennwert dargestellt. Gut erkennbar sind die großen Unterschiede zwischen den Landkreisen.

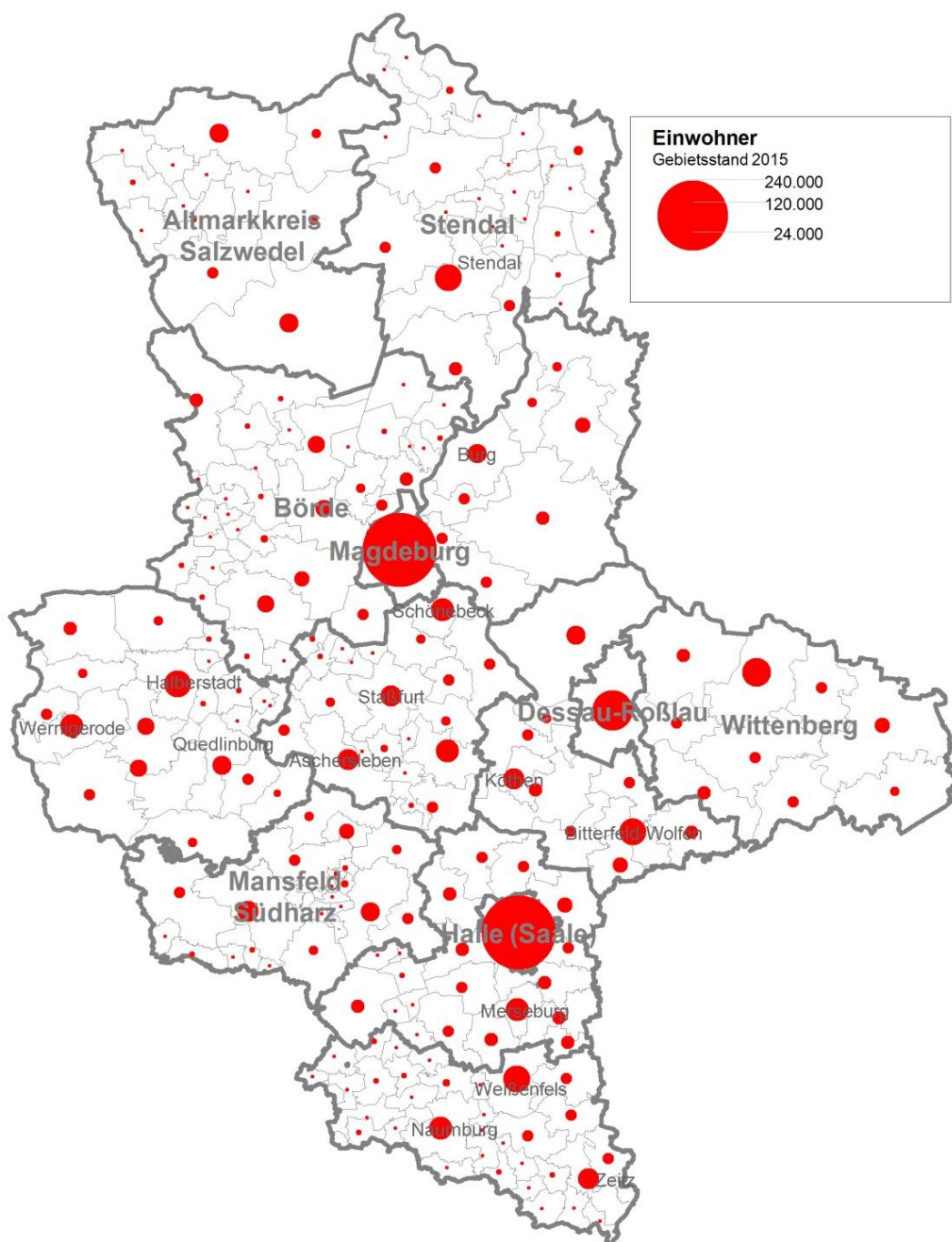


Abbildung 38: Gemeindegliederung und Einwohnerzahlen. Quelle: StALA, Darstellung: ENERKO

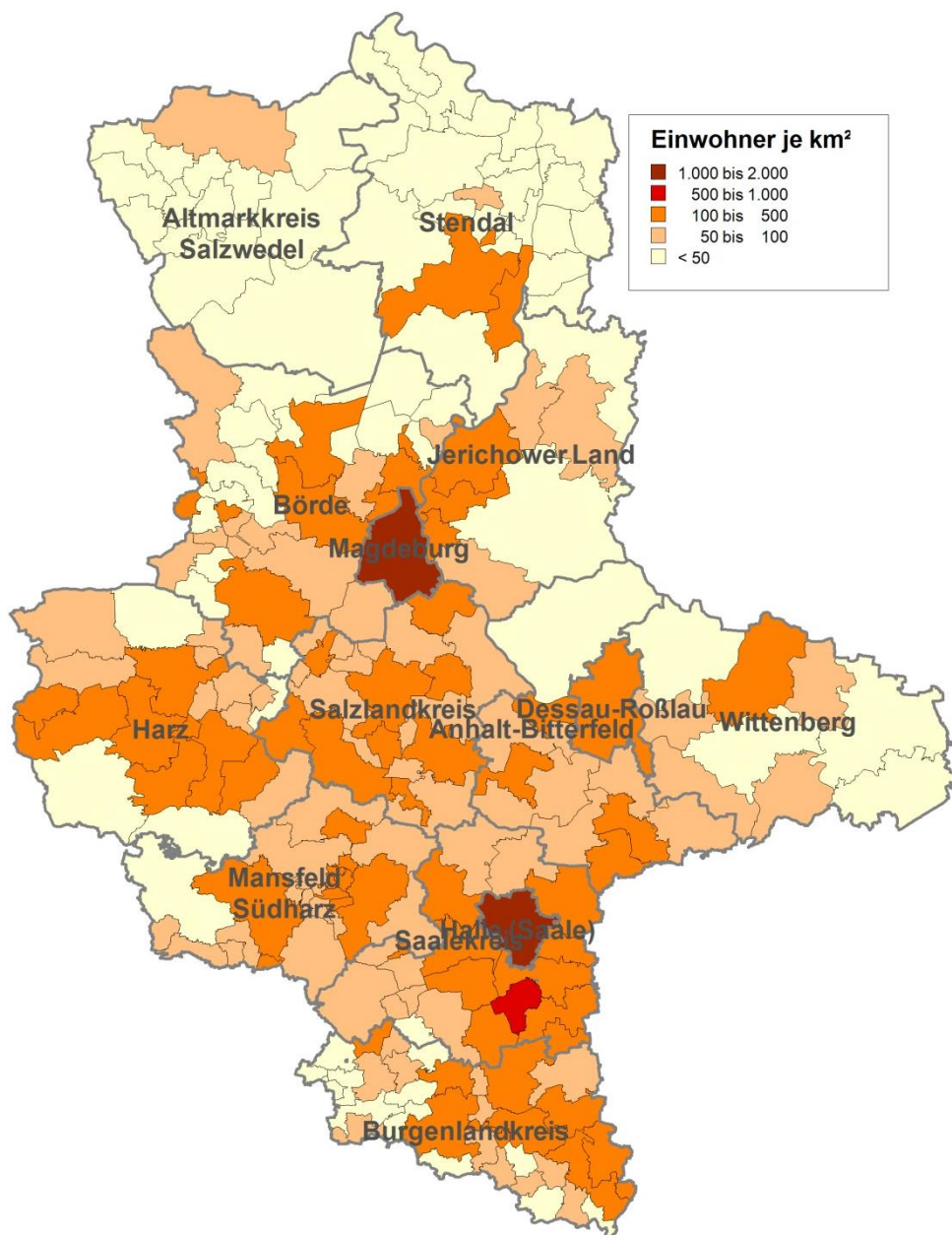


Abbildung 39: Gemeindegliederung und spezifische Einwohnerzahl je Gemeinde Einwohner/km². Quelle: STALA, Darstellung: ENERKO

Die Klimabereinigung wurde anhand der jährlichen Gradtagszahlen bezogen auf eine Heizgrenztemperatur von 15°C und eine Innentemperatur von 20°C vorgenommen (IWU, 2016).

Die resultierenden Werte sind in der Abbildung 40 enthalten. Die Jahre 2011 bis 2015 sind alle eher zu warm gewesen, was zu einer Korrektur der Verbrauchsdaten nach oben führt.

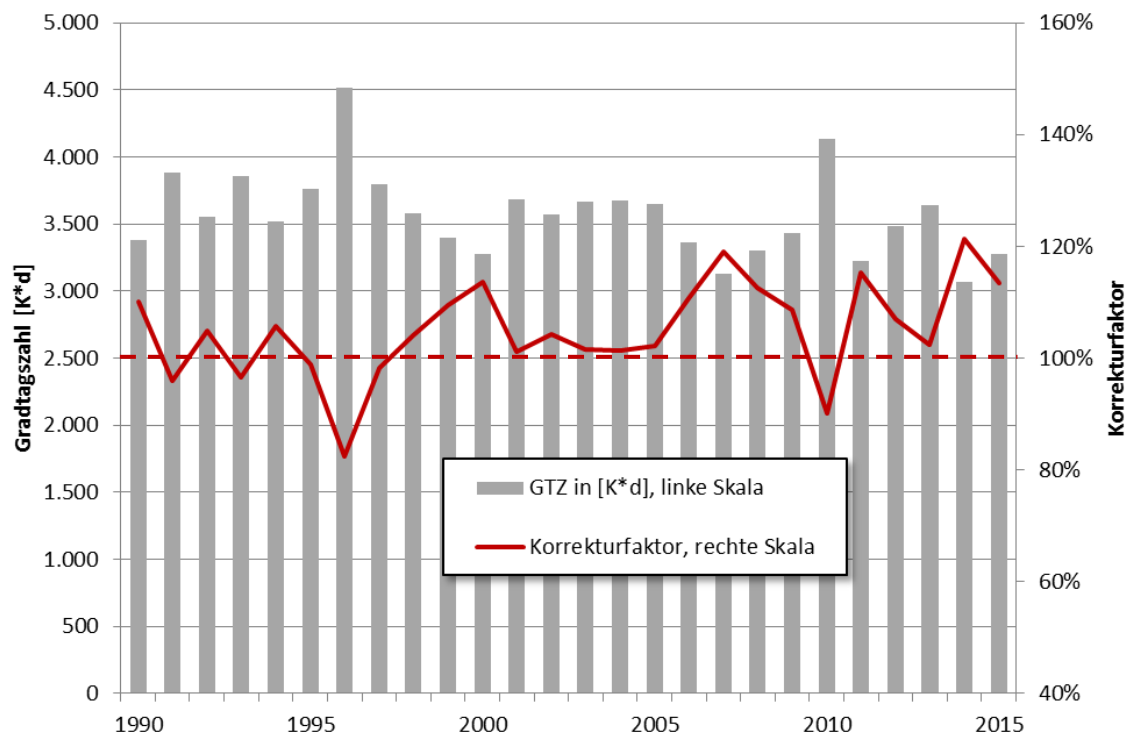


Abbildung 40: Entwicklung der Gradtagszahlen für den Standort Magdeburg seit 1990

6.2 Fern- und Nahwärmenetze in Sachsen-Anhalt

Fern- und Nahwärmenetze sind hervorragend für die Sektorkopplung mit der PtH - Technologie geeignet, weil hier an zentraler Stelle jeweils an den Standorten der Heizkraftwerke die strombetriebenen PtH-Wärmeerzeuger die KWK-Anlagen bei Netzengpässen ablösen können: Aus Stromquellen werden so in Sekundenschnelle Stromsenken. Darüber hinaus verfügen die Betreiber fast alle über größere Wärmespeicher, so dass auch im Sommer größere überschüssige Strommengen mit einer gewissen zeitlichen Flexibilität in Wärmesenken genutzt werden können.

Zur Ermittlung des Umfangs der Fern- und Nahwärmeversorgung in Sachsen-Anhalt wurden folgende Datenquellen genutzt:

- Fragebogen (in Anlehnung an den AGFW-Fragebogen) an alle FW-Netzbetreiber (Anlage),
- Geschäftsberichte und Internet-Auftritte der FW-Netzbetreiber,
- Emissionserklärungen der Betreiber von Anlagen nach 4. und 13. BImSchV mit Angaben zur Art der Anlage und den eingesetzten Brennstoffen,
- Angaben der Deutschen Emissionshandelsstelle (DEhSt) zu den „verified emissions“ der CO₂-handelpflichtigen Anlagen,

- Summarische Angaben des Statistischen Landesamtes zum FW-Absatz (als Endenergie) für das Jahr 2014 in den Bereichen
 - Haushalte mit 1.796 GWh
 - Gewerbe, Handel und Dienstleistungen mit 196 GWh
 - Bergbau und verarbeitendes Gewerbe mit 6.366 GWh

Abweichend von der Darstellung des Statistischen Landesamtes sind in diesem Bericht der „Fern- und Nahwärme“ lediglich die Bereiche Haushalte sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen zugeordnet. Der sehr große Bereich „Bergbau und verarbeitendes Gewerbe“ wird in Kapitel 6.4 vorgestellt unter der Rubrik „Prozesswärme“, weil in diesem Bereich die Anwendungen fast immer bei Temperaturen $> 130^{\circ}\text{C}$ erfolgen.

Aktuell werden in Sachsen-Anhalt rd. 100 größere und kleinere Fern- und Nahwärmenetze betrieben. Aus der Analyse der Emissionserklärungen mit Angaben der Brennstoffeinsätze der FW-Anlagenbetreiber (für die Anlagen nach der 4. BImSchV für das Basisjahr 2012 und für die Anlagen nach der 13. BImSchV für das Jahr 2015) sowie der Fragebögen und Geschäftsberichte haben wir eine gesamte Wärme-Netzeinspeisung von rd. 2.600 GWh/a (Abbildung 41) ermittelt. Der weitaus größte Anteil entfällt dabei mit rd. 2.200 GWh/a auf die von den rd. 30 Stadtwerken und regionalen Energieversorgern betriebenen Wärmenetze.

Die verbleibenden Differenzen zu den Daten aus der Energiebilanz (vgl. Abschnitt 2.2) mit einem Fernwärmeabsatz von rd. 2.000 GWh lassen sich durch die in der Energiebilanz separat ausgewiesenen Netzverluste und Unterschiede bei der Klimabereinigung und der sektoralen Abgrenzung erklären.

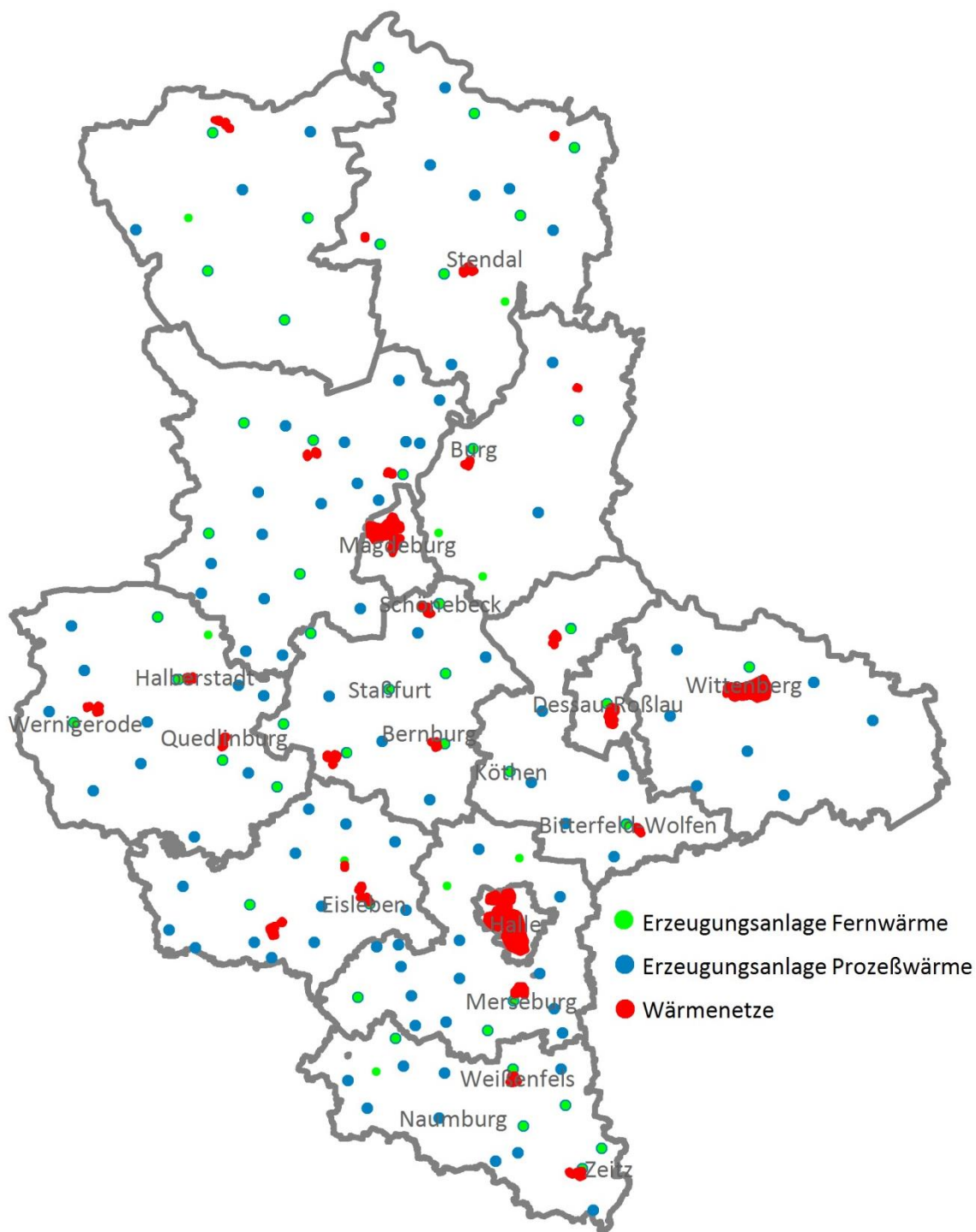


Abbildung 41: Wärmenetze und Erzeugungsanlagen in Sachsen-Anhalt

Bei einer Wärme-Netzeinspeisung von rd. 2.600 GWh/a liegt die Netzhöchstlast über alle rd. 100 Netze gesehen bei rd. 800 MW (Abbildung 42). Als Grundlasterzeuger werden hier stets Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt. Diese decken mit einer gesamten thermischen Leistung von rd. 250 MW rd. 30% der Netzhöchstlast und rd. 2/3 der Jahresarbeit ab.

Da in der öffentlichen Fernwärmeversorgung in Sachsen-Anhalt als Grundlasterzeuger überwiegend erdgasgefeuerte GuD- und Gasturbinen-Anlagen sowie Blockheizkraftwerke mit Erdgas-Motoren in der MW-Klasse eingesetzt werden, kann in einer ersten überschlägigen Betrachtung die thermische Leistung der Grundlasterzeuger mit der elektrischen Leistung gleichgesetzt werden. Ausnahmen bilden hier die großen FW-Systeme in Magdeburg (Lieferung aus der MVA Rothensee) und Dessau (Kombination Braunkohle-Kessel mit Gasturbine und Dampfturbine).

Diese Leistung von 250 MW kann bei Stromüberschüssen durch PtH-Anlagen ersetzt werden. Per Saldo können so bis zu rd. 250 MW Überschussstrom genutzt und gleichzeitig die Einspeisung von bis zu rd. 250 MW KWK-Strom vermieden werden.

Im Sommerhalbjahr sind die großen Wärmespeicher der FW-Netzbetreiber erforderlich um die Wärme aus den PtH-Anlagen, die nicht direkt im Netz „unterbracht“ werden kann, zwischen zu speichern. Die Speicher an den kleineren Standorten sind in der Regel für eine Reichweite von bis zu 2 Stunden ausgelegt. Nur die großen Speicher in Halle, Magdeburg und Dessau haben eine Reichweite von bis zu 6 Stunden.

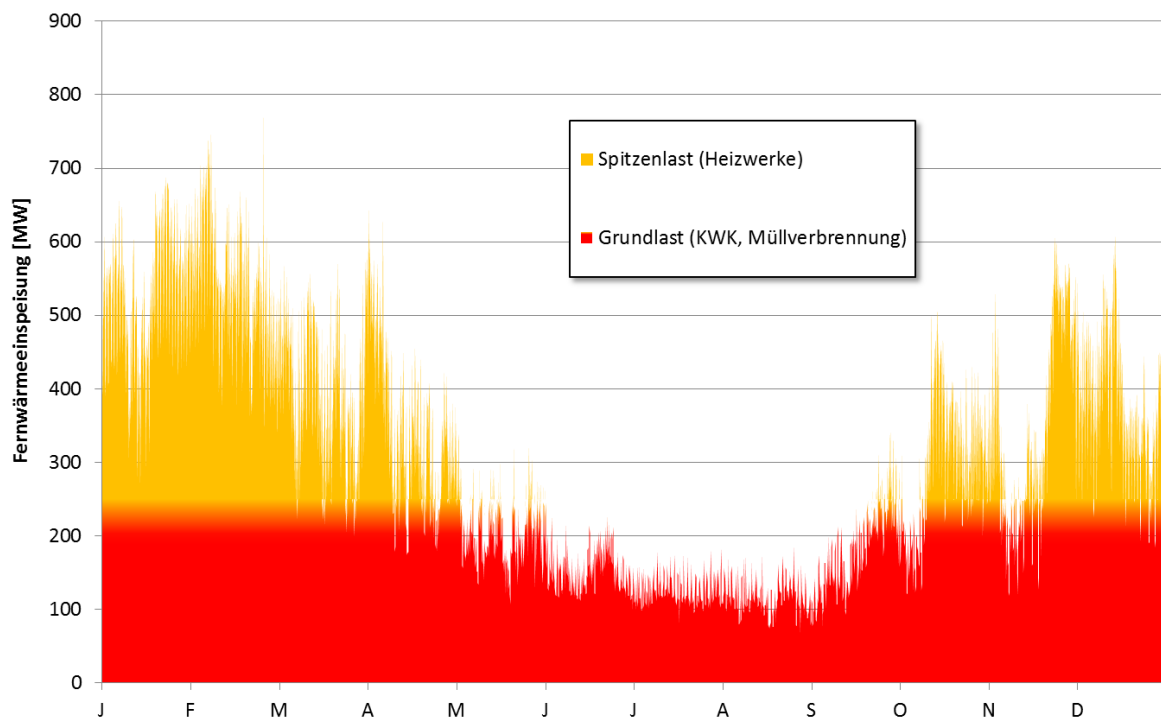


Abbildung 42: Aggregierter stundenscharfer FW-Lastgang in der gesamten Netzeinspeisung aller FW-Netze in Sachsen-Anhalt, Jahr 2015.

6.3 Heizwärmebedarf im Sektor Haushalt und Gewerbe

Die Wärmeversorgung in Sachsen-Anhalt ist seit der Umstrukturierung in den 90er Jahren weitgehend durch den Energieträger Erdgas mit einem klimabereinigten Heizgaseinsatz von rd. 14.500 GWh in den Haushalten und im GHD-Bereich bestimmt. In den meisten Städten sind die örtlichen Stadtwerke als Querverbundunternehmen in den Versorgungsbereichen Strom, Gas, Fernwärme und weiteren Aufgaben, wie z.B. der Wasserversorgung tätig. Viele Städte verfügen über Fernwärmenetze, die vor allem größere Mehrfamilienhäuser und die Stadtkerne versorgen. Der klimabereinigte Fernwärmeverbrauch (Endenergie, ohne produzierendes Gewerbe) lag gemäß Energiebilanz 2014 bei 2.331 GWh.

Der Endenergieverbrauch an Brennstoffen wurde auf Basis der gemeindeschaffen Bilanzen der kleinen und mittleren Feuerungsanlagen (Stand 2010) sowie den aus den Energiebilanzen abgeleiteten mittelfristigen Trends hochgerechnet. Dabei wurden ein konstanter Mineralölverbrauch (inkl. Flüssiggas) und ein Anstieg des Gasverbrauches um 1,5% pro Jahr angesetzt. Kohle nimmt zwischen 2010 und 2015 weiter ab. Die gesamte Endenergiemenge an Brennstoffen erhöht sich zwischen 2010 und 2015 leicht und liegt bei 22.768 GWh. Ursächlich dürften hier die gestiegenen Wohn- und Gewerbeflächen sein sowie konjunkturelle Faktoren. Die Änderungen zum Energiekataster 2010 wurden nicht gleichmäßig auf alle Landkreise übertragen, sondern jeweils mit der Bevölkerungsentwicklung gewichtet.

Der Anteil von Solarthermie wurde der Energiebilanz 2014 entnommen und mit einem Steigerungsfaktor von 5% auf 2015 auf einen Beitrag von 137 GWh hochgerechnet. Die Anteile stromversorgter Heizungssysteme wurden auf Basis von Detail-Informationen einiger Versorgungsunternehmen auf Sachsen-Anhalt hochgerechnet und bevölkerungsanteilig aufgeteilt. Sowohl Wärmepumpen als auch Nachtspeicherheizungen liegen bei unter 1% Marktanteil.

Zu beachten ist, dass sich die hier angesetzten Bilanzgrenzen zwar weitgehend denen der Endenergiebilanz der Sektoren Haushalte und GHD entsprechen, es aber einige kleinere Abweichungen in der jeweiligen Sektorenabgrenzung gibt:

- Die hier verwendete Energiebilanz basiert auf Erhebungen der Schornsteinfeger zu kleinen und mittleren Feuerungsanlagen (i.d.R. unter 1 MW Feuerungsleistung). Diese sind zwar überwiegend in Bereich HH und GHD anzusiedeln, es kann jedoch auch Ausnahmen geben, z.B. kleine Feuerungsanlagen im produzierenden Gewerbe oder große Anlagen nach 13. BimSchV für große Gebäude im Sektor GHD.
- In der Energiebilanz sind im Endenergiesektor auch Energiemengen aufgeführt, die im Einzelfall auch stofflich oder zu Transportzwecken genutzt werden können.
- Die Energiebilanz ist nicht klimabereinigt.

Die Abweichungen in der sektoralen Abgrenzung sind allerdings relativ gering, so liegt der klimabereinigte Endenergieverbrauch an Erdgas im Jahr 2014 bei 14.831 GWh im Vergleich

zu einem Wert von 14.754 GWh für 2015 in der Wärmebilanz dieser Studie. Bei Mineralölen ist die Abweichung mit 4.126 zu 4.846 GWh etwas größer. Im Fernwärmesegment sind die Ansätze nur bedingt vergleichbar, da die Netzverluste in der Energiebilanz nicht sektoral ausgewiesen werden. Der hier ermittelte Wert von 2.589 GWh Netzeinspeisung (mit Netzverlusten) passt aber zum klimabereinigten Endverbrauchswert (ohne Netzverluste) von 2.331 GWh.

Die Bilanz auf Landkreisebene ist in der Abbildung 46 dargestellt.

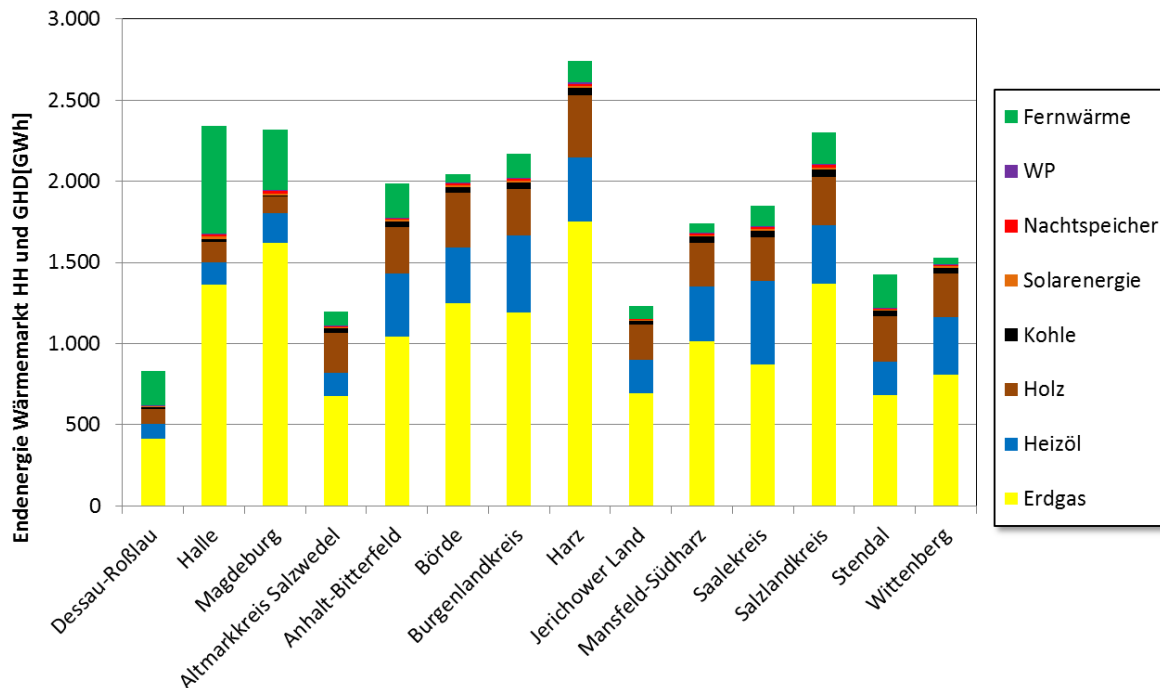


Abbildung 43: Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Landkreisen

Aus dem klimabereinigten Endenergiebedarf lässt sich nun der Wärmebedarf ableiten, wenn man mittlere Nutzungsgrade für einzelne Heizungstechnologien unterstellt. Dabei wurden folgende Werte angenommen:

Tabelle 12: Nutzungsgrade im Bestand aller Anlagen

Endenergieträger	Jahresnutzungsgrad
Erdgas	86%
Heizöl	84%
Holz	65%
Kohle	70%
Solarenergie*	100%
Nachtspeicher	95%
WP (Jahresarbeitszahl)	320%
Fernwärme	99%

*) Bei Solarthermie nach Definition Energiebilanzen ohne physikalische Umwandlungsverluste

Unter Verwendung dieser Faktoren errechnet sich ein bereinigter Wärmebedarf von 21.739 GWh. Dies entspricht rd. 9,7 MWh pro Einwohner. Die Aufteilung ist in folgender Grafik dargestellt. Knapp 60% des Wärmebedarfes werden durch Erdgasheizungen gedeckt, 16% durch Heizöl und 10% durch feste Biomasse. Der Fernwärmeanteil liegt bei 12%.

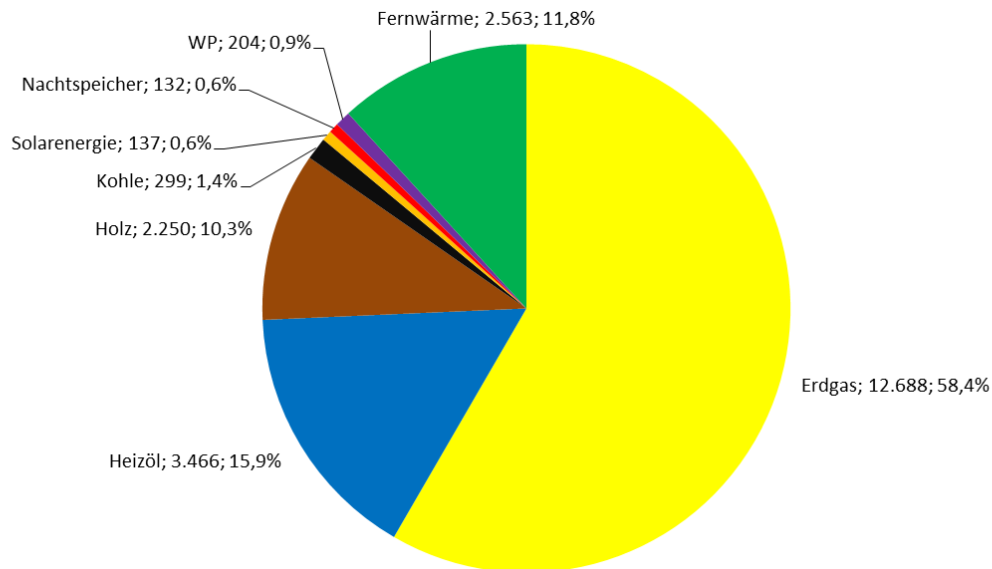


Abbildung 44: Wärmeverbrauch nach Energieträgern in GWh

Der Wärmebedarf auf Kreisebene ist zusammenfassend noch in den folgenden Abbildungen dargestellt. Die Anteile der Energieträger unterscheiden sich leicht, wobei vor allem die Städte durch einen höheren Fernwärme- und Gasanteil geprägt sind, während die eher ländlichen Kreise größere Anteile von Holz und Heizöl aufweisen.

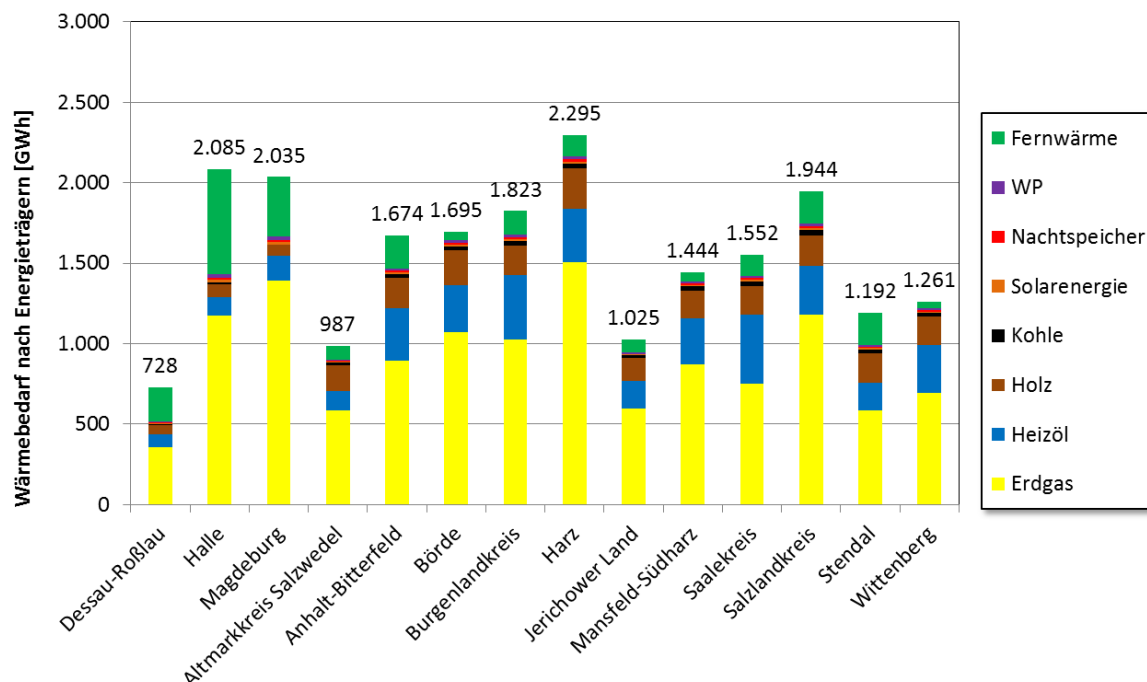


Abbildung 45: Wärmebedarf nach Energieträgern und Landkreisen

Ergänzend ist in der folgenden Abbildung noch die Altersstruktur der Heizungsanlagen in Sachsen-Anhalt gemäß Energie- und Emissionskataster dargestellt (Quelle: (ENERKO, 2012)). Rd. 75% aller Anlagen sind vor 2000 eingebaut worden, meist in den frühen 90er Jahren, so dass in diesem Bereich in den nächsten Jahren ein erheblicher Ersatzbedarf entsteht.

Die genaue Aufteilung ist im Anhang B dargestellt.

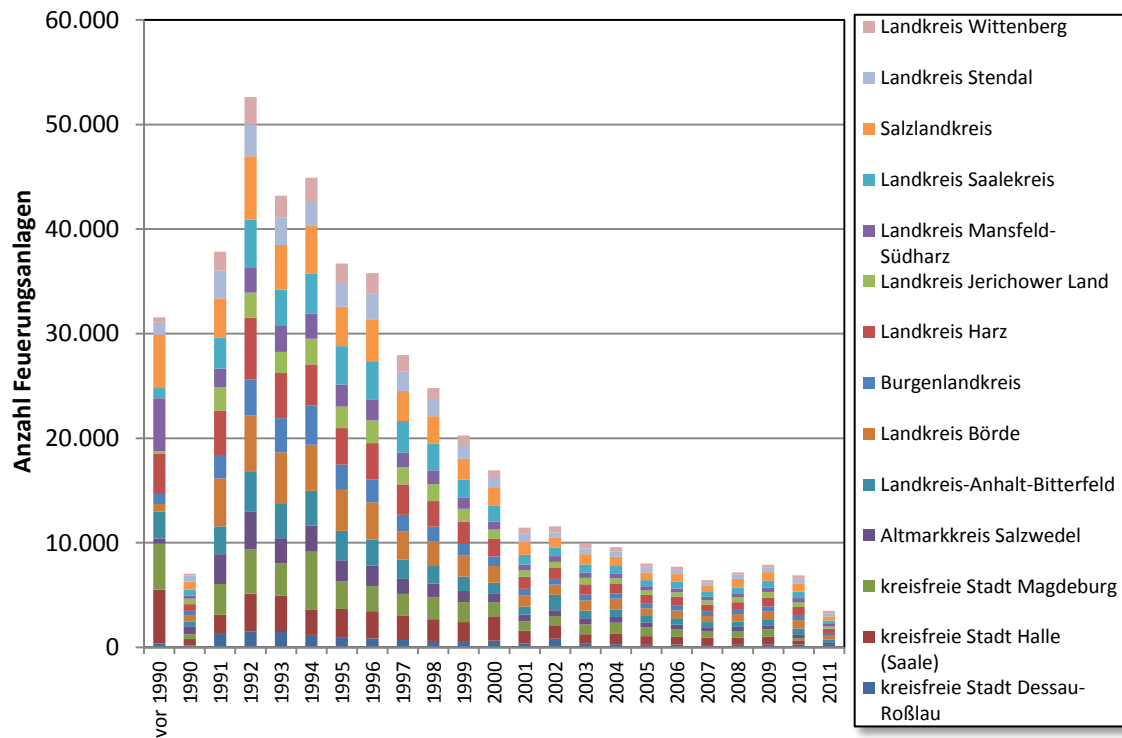


Abbildung 46: Aufteilung der Altersklassen der kleinen und mittleren Feuerungsanlagen

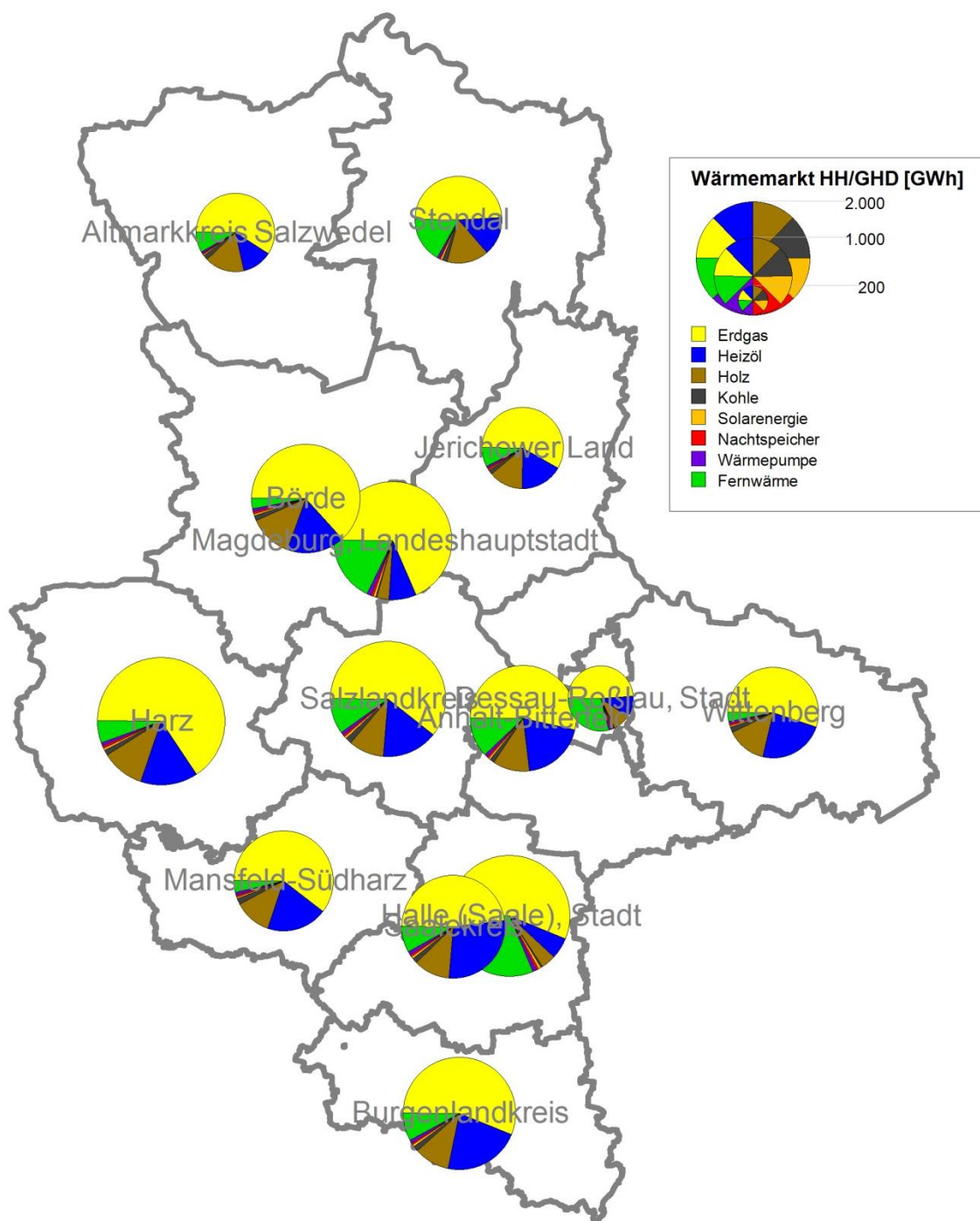


Abbildung 47: Wärmebedarfsstruktur regional nach Energieträgern und Landkreisen

6.4 Prozesswärmebedarf

Zur Ermittlung des Umfangs der Prozesswärmeversorgung in Sachsen-Anhalt wurden folgende Datenquellen genutzt:

- Emissionserklärungen der Betreiber von Anlagen nach 4. und 13. BImSchV mit Angaben zur Art der Anlage und den eingesetzten Brennstoffen,

- Angaben der Deutschen Emissionshandelsstelle (DEhSt) zu den „verified emissions“ der CO₂-handelpflichtigen Anlagen,
- Summarische Angaben des Statistischen Landesamtes zum FW-Absatz (als Endenergie) im Bergbau und verarbeitendem Gewerbe,
- Internet-Auftritte der Anlagenbetreiber.

Abweichend von der Bezeichnung des Wärmeeinsatzes im Bergbau und verarbeitendem Gewerbe als „Fernwärme“ beim Statistischen Landesamt wird in dem vorliegenden Bericht für den Wärmeeinsatz in diesem Sektor die Bezeichnung „Prozesswärme“ verwendet, da in der Regel die Wärme in Temperaturbereichen > 130°C eingesetzt wird. Insgesamt werden hier in über 300 Anlagen rd. 78.000 GWh/a Brennstoffe eingesetzt (Abbildung 48).

Brennstoffeinsatz: 77.629 GWh

4. BImSchV (2012) bzw. 13. BImSchV (2015)

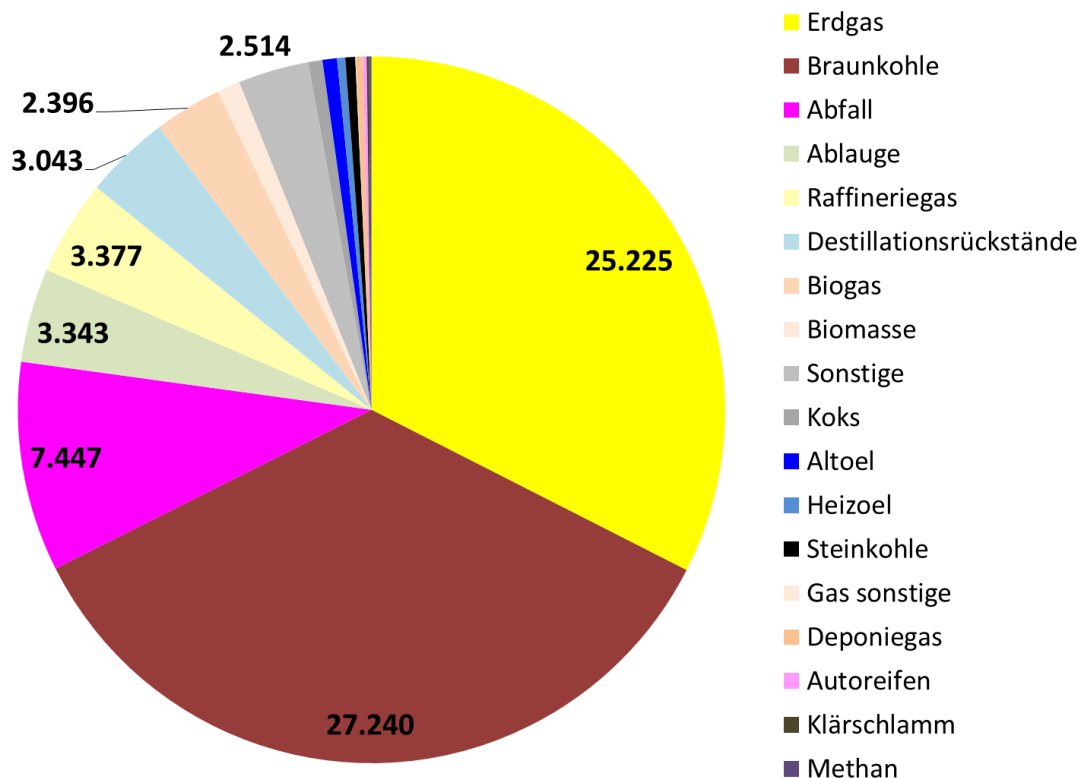


Abbildung 48: Brennstoffeinsatz im produzierenden Gewerbe nach Brennstoffen
(Quelle: STALA)

Die Braunkohle-Kraftwerke der MIBRAG haben wir dem Bereich „Fernwärme“ zugeordnet, weil diese Kraftwerke praktisch alle kleine FW-Netze beliefern.

Um den Wärmebedarf in diesem großindustriellen Bereich abzuschätzen, wurden gemeldete Daten der genehmigungsbedürftigen Anlagen durch das Landesamt für Umweltschutz Sachsen-Anhalt (LAU) zur Verfügung gestellt. Diese enthalten alle Brennstoffverbräuche von An-

lagen gem. 4.BImSchV (Meldezyklus 4 Jahre) sowie Großfeuerungsanlagen (jährlicher Meldezyklus).

Aus diesem Anlagenkataster lässt sich die Prozesswärmeerzeugung abschätzen, indem Heizkraftwerke herausgefiltert werden (diese sind bereits in der Fernwärmebilanz als Endenergie enthalten). Zu den größten Anlagen in Sachsen-Anhalt gehören:

- Großkraftwerk in Schkopau betrieben von Uniper und der Saale Energie GmbH mit Dampflieferung an die chemische Industrie
- SKW Stickstoffwerke in Piesteritz
- Zementwerk in Karsdorf
- Total Raffinerie in Leuna
- Zellstoffwerk der Zellstoff Stendal GmbH in Arneburg
- Zementwerk der Schwenk Zement KG in Bernburg

Diese 6 Großanlagen decken bereits mehr als 50% des gesamten industriellen Brennstoffeinsatzes von insgesamt rd. 64.000 GWh ab, hinzukommen weitere 280 kleinere Anlagen.

Fast alle Betreiber setzen Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung für die gleichzeitige Strom- und Wärmeerzeugung zur Versorgung der Standorte ein (Tabelle 13). Die Aufteilung des Brennstoffeinsatzes auf die Produkte Strom- und Wärme wurde aus der Stromerzeugungsbilanz für Sachsen-Anhalt abgeleitet. Danach wurden in diesen Anlagen rd. 6.000 GWh/a Strom und rd. 19.000 GWh/a Prozesswärme erzeugt.

Diese Prozesswärmeabschätzung liegt um den Faktor 3 über dem Ansatz des Statistischen Landesamtes für den „Fernwärmeeinsatz“ in diesem Sektor. Grund für die Abweichung, die mit dem Statistischen Landesamt weiter geklärt wurde, ist die direkte Bilanzierung von wärmebedingten Energieeinsätzen im Sektor produzierendes Gewerbe.

Tabelle 13: Kraftwerke > 10 MW in Sachsen-Anhalt (Quelle: Bundesnetzagentur)

Unternehmen	Kraftwerksname	Ort (Standort Kraftwerk)	Blockname	IBN (Jahr)	Hauptenergie- träger	Wärmeaus- kopplung (KWK) (ja/nein)	el. Netto- Nennleistung in MW
							2.472
E.ON Kraftwerke GmbH	Schkopau	Schkopau	A	1996	Braunkohle	Ja	450
E.ON Kraftwerke GmbH	Schkopau	Schkopau	B	1996	Braunkohle	Ja	450
KWG-Kraftwerksgesellschaft	GuD-Ikw Staßfurt	Staßfurt		1996	Erdgas	Ja	132
envia THERM GmbH	Spitzenlastkraftwerk	Großkayna		1994	Mineralölprodukte	Nein	120
envia THERM GmbH	GuD Bitterfeld	Bitterfeld		2000	Erdgas	Ja	106
EVH GmbH	HKW Halle Trotha	Halle	Block A und B	2005	Erdgas	Ja	97
TOTAL Raffinerie Mitteldeutschland	Raffineriekraftwerk	Leuna		1997	Mineralölprodukte	Ja	93
Vattenfall Europe Generation AG	Wendefurth	Wendefurth	PSS A	1967	Pumpspeicher	Nein	80
Mitteldeutsche	Deuben	Teuchern		1936	Braunkohle	Ja	67
Solvay Chemicals GmbH	Industriekraftwerk	Bernburg		1994	Erdgas	Ja	66
Heizkraftwerk Halle-Trotha GmbH	HKW Halle Trotha	Halle	GuD	2013	Erdgas	Ja	54
envia THERM GmbH	GuD Leuna	Leuna		1998	Erdgas	Ja	52
K+S AG	Zielitz	Zielitz	Zielitz	1996	Erdgas	Ja	52
Kraftwerk Dessau GmbH	Kraftwerk Dessau	Dessau-Roßlau		1996	Braunkohle	ja	49
ROMONTA GmbH	Grubenheizkraftwerk	Seegebiet Mansfelder		1979	Braunkohle	Ja	49
envia THERM GmbH	Spitzenlastkraftwerk	Wolfen		1997	Erdgas	Nein	40
InfraLeuna GmbH	ILK-GuD	Leuna	GT3	1994	Erdgas	Ja	37
Solvay Chemicals GmbH	Dampfturbinenanlage	Bernburg		2010	Abfall	Ja	35
InfraLeuna GmbH	ILK-GuD	Leuna	GT1	1994	Erdgas	Ja	35
InfraLeuna GmbH	ILK-GuD	Leuna	GT2	1994	Erdgas	Ja	35
Mitteldeutsche	Wühlitz	Wühlitz		1994	Braunkohle	Ja	31
Müllheizkraftwerk Rothensee	MHKW Rothensee	Magdeburg	Block 1	2005	Abfall	Ja	29
Müllheizkraftwerk Rothensee	MHKW Rothensee	Magdeburg	Block 2	2006	Abfall	Ja	29
SITA Abfallverwertung GmbH	SITA	Lützen OT Zorbau		2005	Abfall	ja	25
EVZA Energie- und		Staßfurt		2008	Abfall	Ja	24
Nordzucker AG		Klein Wanzleben		1994	Erdgas	Ja	23
SW Stendal	Heizkraftwerk	Stendal		1994	Erdgas	ja	22
Pfeifer & Langen	P&L Werk	Könnern	Kessel 1 und 2	1993	Braunkohle	ja	20
InfraLeuna GmbH	ILK-GuD	Leuna	KT1	2010	Energieträger	Nein	20
Südzucker AG	EZ1	Zeitz	WSK	1993	Braunkohle	Ja	19
Südzucker AG	EZ1	Zeitz	DTI	1993	Mineralölprodukte	Ja	19
Cargill Deutschland GmbH	KWK-Anlage Barby	Barby	-	1993	Erdgas	Ja	18
CropEnergies Bioethanol GmbH		Zeitz		2005	Braunkohle	Ja	18
MVV Energie AG	TREA Leuna	Leuna	Linie 1	2005	Abfall	Nein	16
MVV Energie AG	TREA Leuna	Leuna	Linie 2	2007	Abfall	Nein	16
InfraLeuna GmbH	ILK-EKT	Leuna	EKT	2000	Energieträger	Nein	14
GDF SUEZ E&P DEUTSCHLAND	Steinitz	Steinitz	GUD	1995	Erdgas	Ja	11
PD energy GmbH	PD energy GmbH	Bitterfeld - Wolfen		2010	Abfall	ja	10
InfraLeuna GmbH	ILK-GuD	Leuna	DT1	1994	Energieträger	Ja	9
Vattenfall Europe Generation AG	Wendefurth	Wendefurth	PSS B	1968	Pumpspeicher	Nein	

In einer ersten Abschätzung gehen wir davon aus, dass das Potenzial für den Einsatz von PtH im Bergbau und verarbeitenden Gewerbe mit rd. 2.500 MW um den Faktor 10 höher liegt als im Bereich Fern- und Nahwärme. Zu berücksichtigen ist allerdings, dass Industrieprozesse aus technologischen Gründen nicht immer durch Elektrowärme ersetzt werden können, z.B. im Bereich der Raffinerieprozesse oder bei der Zementherstellung.

Die Aufteilung auf die Landkreise ist in der folgenden Tabelle dargestellt. Bestimmend ist der Saalekreis mit dem Chemiestandort Leuna und dem Braunkohlekraftwerk Schkopau.

Tabelle 14: Abgeschätzter Prozesswärmebedarf genehmigungspflichtiger Anlagen

KKZ	Kreis / Kreisfreie Stadt	Betreiber und Standort [Anzahl]	Prozesswärme [GWh/a]
15001	Dessau-Roßlau, Stadt	3	36
15002	Halle (Saale), Stadt	3	12
15003	Magdeburg, Landeshauptstadt	12	97
15081	Altmarkkreis Salzwedel	17	172
15082	Anhalt-Bitterfeld	33	368
15083	Börde	36	1.012
15084	Burgenlandkreis	23	2.199
15085	Harz	27	518
15086	Jerichower Land	13	197
15087	Mansfeld-Südharz	29	971
15088	Saalekreis	48	8.171
15089	Salzlandkreis	41	2.192
15090	Stendal	23	1.135
15091	Wittenberg	17	2.029
Gesamt		325	19.111

Der zusammenfassende Wärmebedarf ist geografisch auf Kreisebene in der folgenden Abbildung zusammengefasst, differenziert nach den Kategorien Fernwärme, dezentrale Wärme Kleinverbrauch (HH und GHD) und Großanlagen (Industrie). Gut zu erkennen ist die Zweiteilung in die eher prozesswärmeintensiven Bereiche des Chemiedreiecks im Vergleich zu den eher durch Heizwärmebedarf geprägten sonstigen Kreisen.

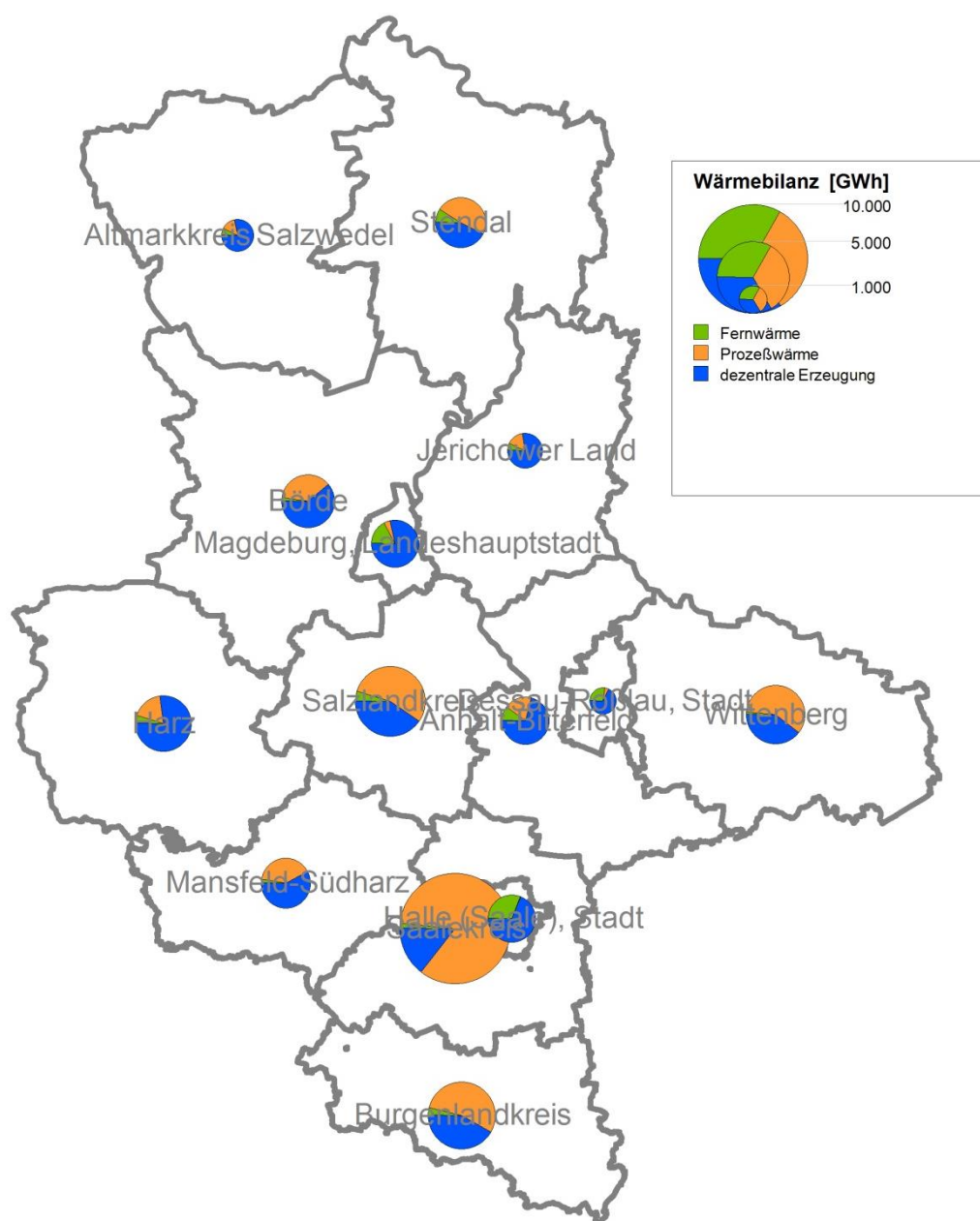


Abbildung 49: Wärmeverbrauch gesamt in Sachsen-Anhalt nach Landkreisen

7 Kosten-Nutzen-Analyse

Die Kosten-Nutzen-Analyse führt die Ergebnisse der vorangegangenen Untersuchungsschritte zusammen. Zum einen wird auf Ebene des Bundeslandes bewertet, inwiefern regionale Überschussmengen bzw. bisher abgeregelte Strommengen thermisch genutzt werden können und welche Entlastungseffekte sich daraus ergeben. Dabei wird sowohl eine bilanzielle Gegenüberstellung vorgenommen als auch eine zeitliche Einordnung anhand von Erzeugungs- und Verbrauchslastgängen. Eine Detailanalyse der Netzengpasssituation bzw. deren zukünftige Entwicklung sind nicht Gegenstand der Untersuchung. Die Bewertung der zukünftig zu erwartenden disponiblen Strommengen nach Einspeisemanagement oder Redispatch entfällt und deren Einsatz im Rahmen zuschaltbarer Lasten erfolgt daher ohne detaillierte netztopologische Analyse.

Weiterhin werden einzelne typische Anwendungsfälle untersucht und einzelwirtschaftlich bewertet. Dabei werden aufgrund der z.Z. bestehenden Diskussionen um den zukünftigen Ordnungsrahmen von Sektorkopplungsanlagen auch verschiedene Sensitivitätsanalysen hinsichtlich Abgaben und Umlagen durchgeführt.

7.1 Netzausbau und Netzsicherheitsmanagement

Bei der Betrachtung der Auswirkungen von PtH-Anlagen auf das Netzsicherheitsmanagement (NSM) und den Netzausbau wirken mehrere Faktoren. Dabei ist es sinnvoll, die Spannungsebenen differenziert zu betrachten, da der Netzverknüpfungspunkt der PtH-Anlagen in Abhängigkeit von ihrer Leistungsklasse relevant für eine mögliche Reduktion der Netzauslastung ist.

In Verbindung mit dem prognostizierten EE-Ausbau für Sachsen-Anhalt werden kurz die zugrundeliegenden netzplanerischen Prämissen sowie der notwendige Netzausbau der einzelnen Netzebenen aufgeführt. Daraus ergeben sich unterschiedliche Prognosen für eine Reduktionsmöglichkeit des Netzausbaus in den jeweiligen Spannungsebenen. An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass die Diskussion der Einflussfaktoren auf den Netzausbau und das NSM nur qualitativ erfolgt. Eine genauere Analyse möglicher Reduktionspotenziale des Netzausbaus durch PtH-Anwendungen anhand einer quantitativen Betrachtung bedingt die Simulation der Lastflüsse anhand eines Netzmodells des Verteilungsnetzes und ist nicht Bestandteil dieser Studie.

7.1.1 Netzengpässe im Verteilnetz im oberen Ausbauszenario

Das in Abschnitt 3.2 dargestellte obere Szenario der EE-Ausbauprognose für Sachsen-Anhalt beinhaltet den Ausbau der Photovoltaik von heute 1,8 GW auf 7,3 GW im Jahr 2040. Dieser PV-Ausbau wird zum einen durch Freiflächenanlagen in Leistungsklassen im Bereich von mehreren MW_p erfolgen, die in der Regel im Mittelspannungsnetz bzw. an der Mittelspannungssammelschiene im Umspannwerk angeschlossen werden. Auch ein Anschluss im Hochspannungsnetz ist in Einzelfällen denkbar. Zum anderen erfolgt der PV-Ausbau durch Dach-

anlagen in Leistungsklassen mit einstelligen bis dreistelligen kW_p. Diese Anlagen werden in der Regel im Niederspannungs- bzw. Mittelspannungsnetz angeschlossen. In aktuellen Prognosen der MITNETZ Strom wird angenommen, dass im Jahr 2040 circa die Hälfte der installierten PV-Leistung (3,7 GW) als Freiflächenanlage und die andere Hälfte als Dachanlage realisiert ist.

Des Weiteren beinhaltet das obere Ausbauszenario einen EE-Ausbau der Windkraft von heute 4,9 GW auf ca. 8,0 GW im Jahr 2040. Aufgrund der mittlerweile durchschnittlichen Leistungsklasse von 3 MW einer einzelnen Windkraftanlage und des hauptsächlich realisierten Windparkanschlusses wird der Großteil der zusätzlichen installierten Leistung an der Mittelspannungssammelschiene im Umspannwerk bzw. im Hochspannungsnetz angeschlossen. Der EE-Ausbau von Kleinwindanlagen unter 100 kW wird als gering eingestuft. Diese würden in der Regel in der Niederspannung angeschlossen werden.

Die Folgen des oben skizzierten EE-Ausbauszenarios lassen sich qualitativ folgendermaßen zusammenfassen:

- Die dargestellten EE-Ausbauziele bedeuten einen Leistungszuwachs der EE von 229 % verglichen mit dem Jahr 2016.
- In der Niederspannung wird erwartet, dass der PV-Ausbau vermehrt zu unzulässigen Spannungsanhebungen führt. Dabei haben insbesondere Kleinanlagen bis 30 kWp gemäß § 9 Abs. 2 Nr.2 EEG ein Wahlrecht auf die ferngesteuerte Regeleinrichtung zu verzichten. NSM-Maßnahmen können in diesem Fall nicht eingesetzt werden. Im Ausgleich muss die Wirkleistungseinspeisung dieser Anlagen vom Betreiber dauerhaft um 30 % auf 70 % der installierten Leistung reduziert werden. Das bedeutet, dass – unabhängig von einem möglichen Engpass bei hoher EE-Einspeisung – abgeregelte Energie z.B. für PtH-Anwendungen zur Verfügung steht.
- In der Mittel- und Hochspannung sind vor allem unzulässige thermische Belastungen der Betriebsmittel zu erwarten. Im Gegensatz zur Niederspannung werden nur bei auftretenden Engpässen NSM-Maßnahmen eingesetzt.
- Durch die im § 12 Abs.1 EEG gesetzlich verankerte Ausbaupflicht hat der Netzbetreiber aus den Netzengpässen die notwendigen Netzausbaumaßnahmen abzuleiten und umzusetzen.

Auf der anderen Seite müssen die zusätzlichen Lasten von PtH-Anlagen bei der Betrachtung der Netzbelastung berücksichtigt werden. Die in Kapitel 5 dargelegten PtH-Technologien sind weitestgehend im Mittelspannungsnetz angeschlossen. In Zeiten einer Dunkelflaute³² könnte der z.B. bedarfsgesteuerte Einsatz der PtH-Anlagen zu einer zusätzlichen Netzbelastung und damit zu einem Engpass führen. Durch den in Abschnitt 5 skizzierten, punktuellen Einsatz weniger, großtechnischer PtH-Systeme beschränkt sich der Einfluss auf das Mittelspannungsnetz nur auf die wenigen Leitungen und Betriebsmittel, die sich entlang des Lastflusses

³² Keine EE-Einspeisung aus PV und Windkraft, hohe Bezugslast

zur PtH-Anlage befinden. Bei einem netzdienlichen Einsatz von PtH werden diese verbrauchsinduzierten Netzengpässe durch das PtH-Management beseitigt. Allerdings besteht auf Verlangen des Anschlussnehmers die bisherige Anschlusspflicht gemäß § 18 Abs.1 EnWG weiter. Der Netzbetreiber hat in der Regel auf Kundenwunsch das Verteilnetz für den Leistungsbedarf auszubauen.

7.1.2 Netzausbau im oberen Ausbauszenario

Der Netzausbau erfolgt auf Basis der Planungs- und Betriebsgrundsätze (PuB) des Verteilernetzbetreibers. Demnach wurden die Verteilernetze bisher für die maximal auftretenden Ströme durch EE-Einspeisung ausgelegt und gerade in diesem Szenario steht die Frage nach möglichen Einsparungen von Netzausbau.

Der Gesetzgeber hat dem Netzbetreiber mit dem Planungsinstrument der Spitzenkappung gemäß § 11 Abs. 2 EnWG eine Möglichkeit gegeben, von der 100%igen Ausbauverpflichtung gemäß §12 Abs.1 EEG abzuweichen. Im FNN Hinweis zur Konkretisierung des Planungskriteriums sind konkrete Umsetzungshilfen verfügbar.³³

Die Spitzenkappung wird simulativ bei der Netzplanung berücksichtigt. Im späteren Betrieb des Netzes werden Engpässe weiterhin im Rahmen des Engpassmanagements behoben. Es ist danach ohne weitere Ausbauverpflichtung zulässig, dass der Netzbetreiber EE-Anlagen generell in dem Maße abregeln darf, so dass die abgeregelte Energie nicht 3% der möglichen eingespeisten Jahresarbeit der Anlage übersteigt. Eine von der Netzsituation abhängige Abregelung der EE-Anlagen erfolgt zumeist zu den Zeiten der Einspeiseleistungsspitze an wenigen Stunden im Jahr. Diese Reduktion der im Verteilnetz zu übertragenden Leistung führt zu einem reduzierten Netzausbau. Die Verteilnetzstudie des BMWi beziffert ein Einsparpotential von bis zu 50 %.³⁴ (Vgl. Abbildung 50).

³³ Spitzenkappung - ein neuer planerischer Freiheitsgrad, FNN/VDE, Februar 2017

³⁴ Moderne Verteilernetze für Deutschland, Studie im Auftrag des BMWi, 12.09.2014

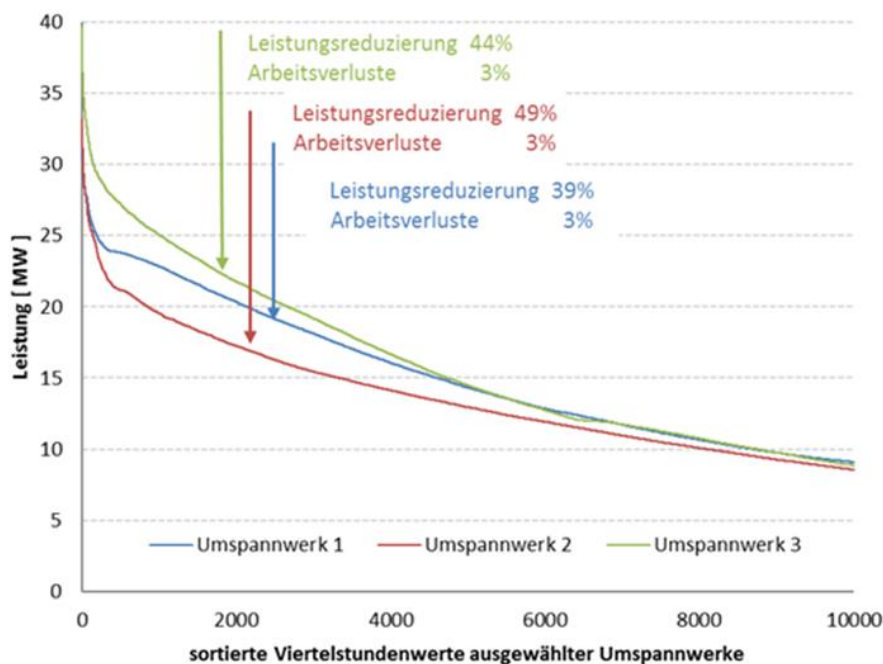


Abbildung 50: Beispiele der Reduktion der Einspeiseleistung durch 3%-Spitzenkappung

Die tatsächliche netzentlastende Wirkung der Spitzenkappung ist lokal sehr unterschiedlich (Abbildung 50) und hängt von mehreren Faktoren ab:

- Die technische Auslegung von erneuerbare Energieanlagen hat maßgeblichen Einfluss auf die Netzbelastung. Neu errichtete Windkraftanlagen werden zum Beispiel so ausgelegt, dass die im Binnenland häufiger auftretenden geringen Windgeschwindigkeiten besser genutzt und seltene höhere Windgeschwindigkeiten vernachlässigt werden (Schwachwindanlagen). Bei höherer, jährlicher Energieausbeute sinkt die ans Netz anzuschließende installierte Leistung. Gleichzeitig erfolgt eine Vergleichmäßigung der Erzeugung, das heißt, dass die Leistungsspitzen weniger stark bei gleichzeitig breiterer Basis ausgeprägt sind.
Ein lokaler Energieträgermix erneuerbarer, dargebotsabhängiger Energien führt zu geringeren Netzauslastungen. Meteorologisch bedingt wirken die Leistungsspitzen der EE-Technologien Solar- und Windkraft z.B. bei sonnenarmen und windreichen Tiefdruckgebieten sowie bei sonnenreichen und windarmen Hochdruckgebieten nicht zeitgleich. Bei den exemplarisch ausgewählten Umspannwerk-Versorgungsbereichen in Tabelle 15 beträgt dieser ausgleichende Effekt bis zu 17%.
- Eine räumliche Verteilung der einzelnen Windkraftanlagen bewirkt zum Beispiel bei windreichen Tiefdruckwindlagen, dass die Spitzengeschwindigkeiten zeitlich versetzt auf die einzelnen Windkraftanlagen treffen. Die höchsten Einspeiseleistungen treten somit zeitversetzt auf, was wiederum bezogen auf ein räumlich ausgedehntes Verteilnetz zu einer Vergleichmäßigung der Netzbelastung führt.

Die oben aufgeführten Effekte werden bereits bei der Netzplanung berücksichtigt. Sie relativieren die technische Wirkung des zusätzlich eingeführten Planungsinstrumentes Spitzenkappung.

Tabelle 15: Leistungswerte realer Umspannwerke

	installierte Leistung			gemessene, maximale Einspeiseleistung		Jahresarbeit MWh	Vollaststunden h
	Gesamt kW	PV kW	Wind kW	kW	Quote		
Umspannwerk 1	34.304	10.579	23.725	31.780	-7%	59.973	1.748
Umspannwerk 2	39.831	17.820	22.011	33.110	-17%	53.674	1.348
Umspannwerk 3	42.905	30.605	12.300	39.610	-8%	58.473	1.363

Im oberen Szenario ist eine schnelle Zunahme der installierten EE-Leistung vorgesehen. Das führt dazu, dass die durch Spitzenkappung herausgearbeiteten Übertragungsreserven des Verteilnetzes in der Regel schnell aufgezehrt werden. Die wirtschaftliche Wirkung der Spitzenkappung entsteht durch:

- Den Wegfall von Netzausbaumaßnahmen,
- Eine geringere Dimensionierung von Netzbetriebsmitteln,
- Ein zeitliches Verschieben der Investitionen.

Die Anwendung der Spitzenkappung bedarf der Einzelfallprüfung durch den verantwortlichen Netzbetreiber.

7.1.3 Entwicklung des NSM und Einfluss von PtH

In der Realität erfolgen insbesondere durch Anforderungen bei ÜNB-Netzengpässen auch zu Zeitpunkten mit niedrigerer Einspeiseleistung Abregelungen. Das bedeutet, dass es weitaus häufiger zu Abregelungen kommen kann, als theoretisch ermittelt wurde. Im Netzgebiet der MITNETZ Strom in Sachsen-Anhalt traten im Jahr 2016 Abregelungen an über 500 Stunden mit unterschiedlich abgegener Leistung auf.

Der Einfluss von PtH-Anlagen auf das NSM ist je nach Spannungsebene unterschiedlich ausgeprägt:

- Niederspannungsnetz – Niederspannungs-Engpassreduzierend können nur PtH-Anlagen im unmittelbaren Engpassbereich wirken. Im Best Case sind die dezentralen PtH-Anlagen am selben Netzverknüpfungspunkt wie die engpassverursachenden PV-Dachanlagen angeschlossen. Die netzdienlich gesteuerte PtH-Anlage würde in diesem Fall direkt auf den Engpass wirken und könnte diesen damit effizient reduzieren. Der

allgemeine Wärmebedarf ist in Zeiten hoher solarer Energiegewinnung (Sommerhalbjahr) gering. Die Entlastungswirkung kann sich im Niederspannungsnetz nicht entfalten.

- **Mittelspannungsnetz** – In dieser Netzebene werden vorrangig große PtH-Anlagen angeschlossen. Die PtH-Anlagen sind in der Regel im urbanen Raum angesiedelt und versorgen Nah- bzw. Fernwärmenetze sowie Industrienetze. Sie können KWK-Wärmeerzeugung ersetzen. Die elektrische Energieerzeugung wird durch einen Stromverbrauch ersetzt. Das wirkt in erzeugungsdominierten Netzen doppelt engpassentlastend. Mit der Errichtung der PtH-Anlagen erfolgt in der Regel auch eine steuerungstechnische Erschließung. Damit ist eine netzdienliche Betriebsweise möglich. Der Installationsort unterscheidet sich jedoch von den Installationsorten der engpassverursachenden Wind- und Solaranlagen. Eine direkte Entlastungswirkung auf Mittelspannungsnetzengpässe ist nur in konkreten Einzelfällen zu erwarten.
- **Hoch- und Höchstspannungsnetz** – In diesen Netzebenen wird ein direkter PtH-Netzanschluss selten erfolgen. Gleichzeitig haben die Netzengpässe im Hoch- und Höchstspannungsnetz die größten Einspeiseverluste zur Folge. Die mittelbar in den Nieder- und Mittelspannungsnetzen angeschlossenen dezentralen PtH-Anlagen wirken natürlich auch auf Engpässe der überlagerten Spannungsebenen. Hoch- und Höchstspannungsnetzengpässe werden im Allgemeinen durch einen Energiemix aus Wind-, Solar- und anderen Erzeugungsanlagen verursacht. Das erweitert die PtH-Einsatzfälle erheblich. Wenn im Nieder- und Mittelspannungsnetz angeschlossene PtH-Anlagen spannungsebenen-, netzbetreiberübergreifend und situationsabhängig angesteuert werden können, ist mit diesen PtH-Anlagen eine effiziente Engpassentlastung möglich. Für diese Einsatzfälle fehlt den Niederspannungs-PtH-Anlagen die steuerungstechnische Erschließung. Die nötige Infrastruktur wird erst im Zusammenhang mit dem Smart Meter Rollout geschaffen.

7.2 Netzdienliche Systemintegration von PtH-Anlagen

Im vorangegangenen Abschnitt wurde gezeigt, welche Auswirkungen der Einsatz von netzdienlichen PtH-Anlagen auf den Netzausbau und das NSM haben. Dieser Abschnitt befasst sich mit der Frage, welche technischen Voraussetzungen sind heute bereits vorhanden bzw. müssen zukünftig geschaffen werden, um die netzentlastende Wirkung der PtH-Anlagen nutzen zu können.

Netzdienliche PtH-Systeme müssen analog zu regelbaren EE-Anlagen folgende technische und betriebliche Anforderungen bei der Integration ins bestehende Verteilernetz erfüllen:

- Der primärtechnische Anschluss der PtH-Anlage über Schaltfelder der entsprechenden Netzebene erfolgt nach Standardbauweise der technischen Regeln des Netzbetreibers.
- Ebenso kann die leit- und fernwirktechnische Einbindung der Schaltfelder ins Leitsystem anhand der Standardbauweise nach technischer Richtlinie erfolgen.

- Für die leit- und fernwirktechnische Einbindung der PtH-Anlage sind folgende Maßnahmen erforderlich, die zusätzlich in den technischen Regelungen definiert werden müssen:
 1. Grundsatzentscheidung, ob Aufbau des Steuermoduls im Netzleitsystem oder dezentral vor Ort und fernwirktechnische Anbindung der PtH-Sensoren und –Regler
 2. Definition des Prozessdatenmodells der zu übertragenden Meldungen, Befehle und Messwerte (Tabelle 16).
 3. Definition der Wirkleistungssteuerung bei Verbindungsausfällen oder Hochläufen der Übertragungsverbindung (autonome Regelung) bzw. Parametrierung einer PtH-Automatik
 4. Definition von Regelprozessen, um einen sanften Übergang der Leistungswerte nach Sollwertvorgabe zu ermöglichen
- Für das Schaltpersonal sind Anweisungen zum Einsatzmanagement von PtH-Anlagen zu entwickeln und zu schulen. Dafür sind mögliche Betriebszustände im Verteilernetz und die entsprechenden Arbeitspunkte der PtH-Anlagen zu definieren. Ansätze dafür können aus den Betriebserfahrungen mit dem NSM gewonnen werden.

Tabelle 16: Beispiele zur Erweiterung des Datenmodells im Netzleitsystem für PtH-Anlagen

	Funktion	Status
Power-to-Heat	PtH-Anlage	
	P IST [MW]	
	P Soll / P N [%]	
	Rückmeldung P Soll / P N [%]	
	P BINST [MW]	
	Kommunikationsstörung	
	Kessel Temperatur Ist / Temperatur N [%]	
	Umgebungstemperatur [°C]	

In der Praxis müssen das NSM und das PtH-Management aufeinander abgestimmt betrieben werden. Je nach Engpasssituation und Wärmebedarf schalten sich zuerst die PtH-Anlagen zur Reduktion des Engpasses zu. Erst danach reagiert bei Bedarf das NSM und steuert EE-Anlagen herunter, bis der Engpass beseitigt ist.

7.3 Gesamtwirtschaftliche Betrachtung und Potenzial für PtH

Die Auswertungen der Energiebilanz für Sachsen-Anhalt sowie der Wärmebilanzen im Versorgungs- und Industriebereich und der Stromerzeugung sind in folgender Abbildung zusammengefasst.

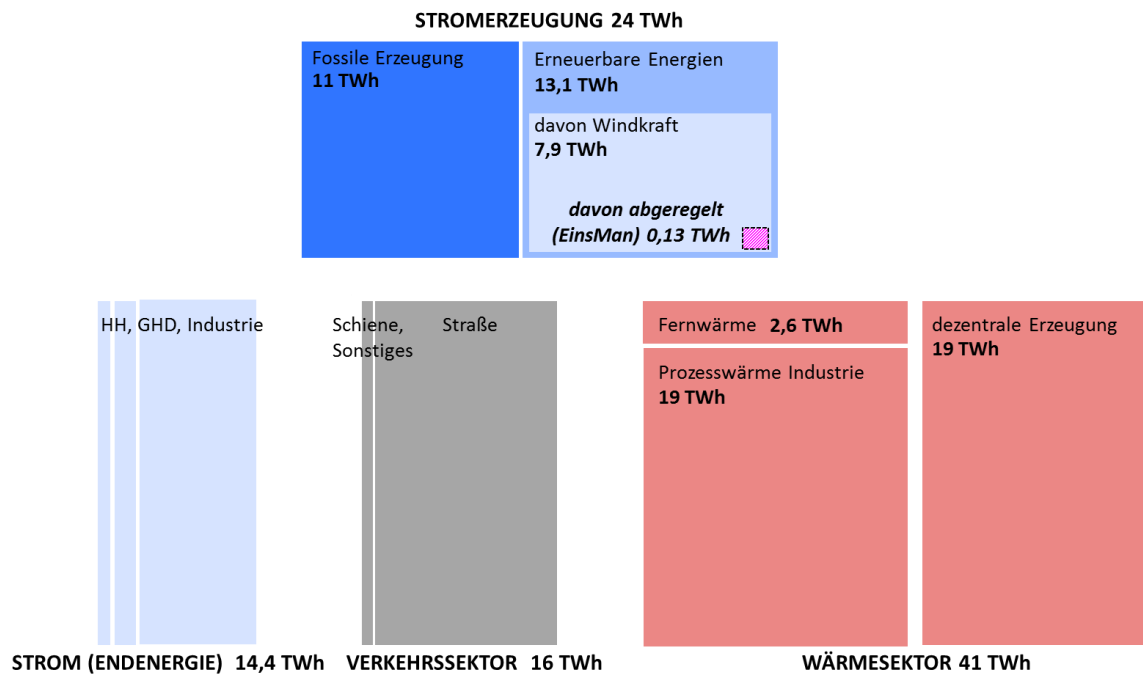


Abbildung 51: Gesamtbilanz Wärmesektor und Stromerzeugung mit Anteilen Erneuerbarer Energien sowie Abregelungen aus Einspeisemanagement

Der Vergleich der Erzeugungsmengen mit den Verbrauchssektoren zeigt, dass einerseits z.B. die Gesamterzeugung³⁵ aus Wind bilanziell schon mehrfach größer ist als der Fernwärmesektor, dass aber die darin enthaltenen abgeregelten Mengen nur 5% des Fernwärmebedarfes und weniger als 1% des Prozesswärmebedarfes ausmachen.

Bei der Bewertung müssen jedoch zwei zusätzliche Faktoren berücksichtigt werden. Zum einen sind die Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen meist auf Teilbereiche des Verteilnetzes bezogen (vgl. Abschnitt 7.1), so dass eine Zuordnung zu Wärmesenken auf Ebene des Bundeslandes nicht immer statthaft ist.

Zum anderen fallen Abregelungen Erneuerbarer Erzeuger und Wärmebedarf zeitlich nicht unbedingt zusammen. Allerdings bestehen in vielen Fällen in Sachsen-Anhalt bereits Wärmespeichersysteme, die solche Schwankungen aufnehmen können, und auch Wärmenetze selber tragen durch ihr Wasservolumen mit einem gewissen Speichereffekt bei.

Die mögliche Entwicklung der maximal zur Verfügung stehenden Mengen im Einspeisemanagement wird im Folgenden anhand der in vorigem Abschnitt erläuterten Prämissen abgeleitet. Da im Rahmen des Projektes auftragsgemäß keine detaillierte Netzanalyse durchgeführt wird, muss die Mengenbilanz pauschal abgeleitet werden.

³⁵ Tatsächliche Erzeugung im Jahr 2015 plus zusätzlich mögliche Erzeugung (abgeregelte Mengen gem. EinsMan Bilanz)

Dabei ist ein Orientierungspunkt die neu definierte Maßnahme der Spitzenkappung als Beitrag zur Netzausbauplanung. Dieses Instrument ist im Jahr 2016 durch die Bundesregierung durch das Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes eingeführt worden.

Um Verteilnetze nicht mehr auf den absoluten Höchstbedarf auslegen zu müssen, wurde 2016 das Modell zur Spitzenkappung in § 11 Abs. 2 EnWG neu eingeführt. Verteilnetzbetreiber haben so im Rahmen der Ausbauplanung die Möglichkeit, statt Netzausbau die jährlich erzeugte Strommenge von Windkraft- und Photovoltaikanlagen um bis zu drei Prozent zu reduzieren.

Für diese Studie wird nun angenommen, dass das Instrument der Spitzenkappung durch den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien Netzausbau bis 2030 zunehmend zum Einsatz kommt, zumindest im oberen Ausbauszenario.

Konkret bedeutet das in den Szenarien folgende Prämissen:

- Für die Abregelung von Windenergie gehen wir von einer Inanspruchnahme der Spitzenkappung von bis zu 2,5% bis 2025 im oberen Ausbauszenario aus und in den beiden anderen Szenarien von 2 % bzw. 1 %.
- Für die Abregelung von PV ist eine deutlich geringere Spitzenkappung zu erwarten, sowohl im Bereich großer Anlagen, mittelfristig aber auch auf der Niederspannungsebene. Wir gehen von bis zu 1% bis 2025 im oberen Ausbauszenario aus und in den beiden anderen Szenarien von nur 0,2-0,5 %.
- Für Stromerzeugung aus Biomasse erwarten wir keine signifikante Spitzenkappung in allen Szenarien.

Damit ergibt sich folgende Entwicklung der Mengen an abgeregeltem Strom aus erneuerbaren Quellen:

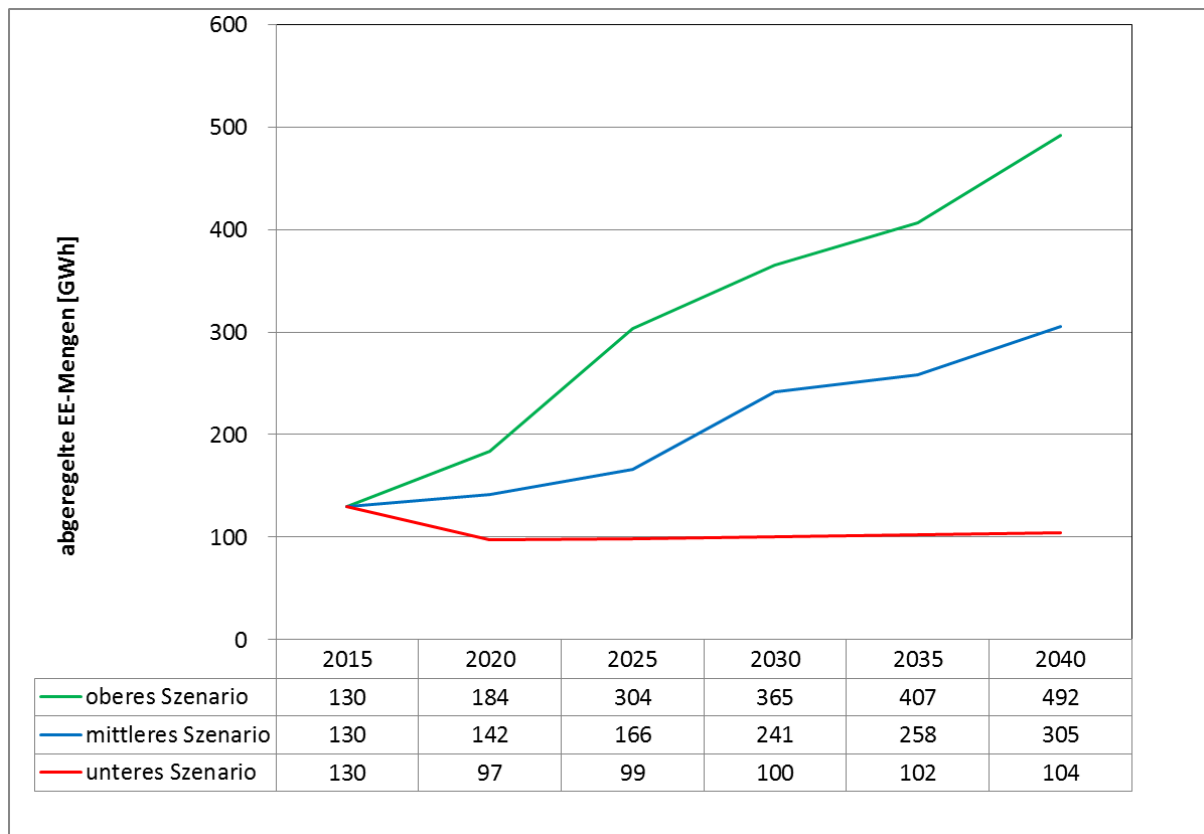


Abbildung 52: Entwicklungspfade der Mengenentwicklung der Abregelung von EE-Erzeugung durch Einspeisemanagement und Spitzenkappung

Während im unteren Szenario, das einen nur noch sehr restriktiven Ausbau unterstellt, durch weitere Netzverstärkung ein Rückgang der Mengen bis 2020 erwartet wird, steigt der Anteil an abgeregeltem Strom aus erneuerbarer Erzeugung im mittleren und oberen Szenario deutlich an. Im oberen Szenario wird bis 2025 in etwa eine Verdopplung der heutigen Mengen erwartet und bis 2035 in etwa eine Verdreifachung. Diese Mengen sind grundsätzlich im Rahmen der Sektorenkopplung nutzbar. Da der größte Anteil durch Windparks und PV-Großanlagen im Mittelspannungsbereich verursacht wird, kommt PtH Anlagen, die ebenfalls mittelspannungsseitig angeschlossen sind, die größte Bedeutung zu.

Wenn man eine vollständige Nutzung im Wärmesektor unterstellt, kann man die Überschussmengen in Relation zum Wärmemarkt setzen. Dabei wird im Folgenden unterschieden zwischen direkter Nutzung durch E-Kessel in der Fernwärmeerzeugung, indirekter Nutzung durch Wärmepumpen (Ansatz: Jahresarbeitszahl 2,8) und direkter Nutzung in der industriellen Dampferzeugung.

Für den Wärmemarkt wird dabei ein Rückgang von 1%/a angenommen basierend auf rd. 2.600 GWh im Jahr 2015, der industrielle Dampf-Bedarf wird als konstant (2015: rd. 19.000 GWh) angenommen.

Die in Tabelle 16 dargestellten Ergebnisse zeigen, dass vor allem bei Nutzung mittels Wärmepumpen ein signifikanter Anteil an der Wärmeerzeugung für Fernwärme möglich wäre.

Die grau hinterlegten Werte mit Anteilen >10% weisen darauf hin, dass bei höheren Anteilen allerdings auch Speichermöglichkeiten ausgebaut werden müssen.

Im Industriebereich ist der Bedarf so hoch und auch gleichmäßig verteilt, dass eine Nutzung sämtlicher EinsMan-Mengen in allen Szenarien bei einem maximalen Anteil von 3% unproblematisch wäre.

Im Fernwärmebereich wären Deckungsgrade von 5-40% bis 2030 möglich, je nach Szenario und angewandter Technologie.

Bezogen auf den dezentralen Wärmebedarf entsprächen die zu erwartenden Überschussmengen einem bilanziellen Anteil von maximal 7%, was allerdings ein eher theoretischer Wert ist, da hierfür mehrere 100.000 Wohngebäude von insgesamt rd. 570.000 Gebäuden mit Wärmepumpen nachgerüstet werden müssten, die dann kaum ausgelastet wären.

Tabelle 17: maximale Anteile an „EE-Überschussmengen“ aus Abregelung und Spitzenkappung bei Nutzung im Wärmesektor

Sektor	Technologie	Szenario	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Fernwärme	E-Kessel	oberes	5%	7%	12%	14%	16%	19%
		mittleres	5%	6%	6%	9%	10%	12%
		unteres	5%	4%	4%	4%	4%	4%
	Wärmepumpe	oberes	14%	20%	33%	40%	44%	54%
		mittleres	14%	15%	18%	26%	28%	33%
		unteres	14%	11%	11%	11%	11%	11%
Industrie	E-Dampferzeuger	oberes	1%	1%	2%	2%	2%	3%
		mittleres	1%	1%	1%	1%	1%	2%
		unteres	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Dezentral	Wärmepumpe	oberes	2%	3%	6%	7%	7%	9%
		mittleres	2%	3%	3%	4%	5%	6%
		unteres	2%	2%	2%	2%	2%	2%

Würden die in Abbildung 52 gezeigten Überschussmengen ausschließlich im dezentralen Wärmemarkt eingesetzt werden (z.B. durch Heizpatronen in Warmwasserspeichern), ergäben sich ebenfalls nur geringe Anteile von bis zu 2% bis 2030.

Wenn man einen für die Praxis eher zu erwartenden Mix aus Einsatzgebieten (Fernwärme, Industrie und dezentraler Einsatz) und Anwendungsfällen (E-Kessel, Wärmepumpen) unterstellt, scheint eine weitgehende Nutzung im Wärmemarkt auch ohne deutlichen Ausbau von Speicherkapazitäten möglich.

Die resultierende CO₂-Einsparung wird in folgender Tabelle abgeschätzt. Insbesondere bei weitgehendem Einsatz von Wärmepumpen ergibt sich eine erhebliche Einsparung³⁶, die allerdings in der Praxis wegen der fehlenden Möglichkeit längerfristiger Wärmespeicherung (über Tage und Wochen) schwer umsetzbar ist.

Die bis 2030 maximal erreichbare Einsparung im oberen Szenario von rd. 120.000 t/a bei konsequenter Stromnutzung durch Wärmepumpen entspricht in etwa 1,5% der CO₂-Emissionen des Sektors Haushalte und GHD bzw. rd. 0,5% der Gesamtemissionen Sachsen-Anhalts gem. Emissionsbilanz des STALA.

Zu berücksichtigen ist jedoch, dass dies nur eine Grenzbetrachtung ist mit den Einspareffekten durch zusätzliche Nutzung überschüssiger Strommengen. Bei einem kontinuierlich „grüner“ werdenden Strom-Mix könnten darüber hinaus natürlich mittelfristig wesentlich höhere Einsparbeiträge erreicht werden bei Einsatz klimafreundlichen Stroms im Wärmesektor.

Die vorrangige Nutzung von regionalen Strommengen im Rahmen des Netzsicherheitsmanagements ist somit eine Brücke zu einer zunehmend regenerativ geprägten Stromwirtschaft insgesamt, in der ab etwa 2030 keine Unterscheidung zwischen „grünem“ und „grauem“ Strom mehr notwendig ist.

Tabelle 18: maximale CO₂-Einsparung durch Nutzung von „EE-Überschussmengen“ im Wärmesektor in t/a

Sektor	Technologie	Szenario	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Fernwärme	E-Kessel	oberes	18.200	24.400	38.500	44.000	46.600	53.600
		mittleres	18.200	18.900	21.000	29.000	29.600	33.200
		unteres	18.200	12.900	12.500	12.100	11.700	11.400
	Wärmepumpe	oberes	51.000	68.400	107.800	123.100	130.400	149.900
		mittleres	51.000	52.800	58.900	81.300	82.800	93.100
		unteres	51.000	36.200	35.000	33.900	32.700	31.800
Industrie	E-Dampferzeuger	oberes	15.600	22.000	36.500	43.800	48.800	59.000
		mittleres	15.600	17.000	19.900	28.900	31.000	36.600
		unteres	15.600	11.700	11.900	12.100	12.300	12.500

7.4 Anwendungsfälle

Die Kosten-Nutzen Relation aus einzelwirtschaftlicher Perspektive wird in diesem Abschnitt für verschiedene Anwendungsfälle untersucht:

³⁶ Auf Basis folgende durchschnittlicher CO₂-Faktoren der substituierten Erzeugung: Fernwärme: 140 g/kWh (Verdrängung von KWK-Mix bzw. Heizwerken, Mischkalkulation auf Basis der Fragebögenrückläufe). Industrie: 120 g/kWh (Verdrängung von Dampf aus Gasturbinen-KWK)

- Große Power-to-Heat Anlage mit 30 MW thermischer Leistung als Elektrodenkessel in einem größeren Fernwärmenetz (rd. 500 GWh Wärmenetzeinspeisung, 180 MW_{th} Spitzenlast) mit Substitution von KWK- und Erdgaswärme
- Kleine Power-to-Heat Anlage mit 5 MW_{th} Leistung als Elektrodenkessel in einem mittleren Fernwärmenetz (rd. 40 GWh Wärmenetzeinspeisung, 12 MW_{th} Spitzenlast) Substitution von KWK- und Erdgaswärme
- Wärmepumpenanlage mit 5 MW thermischer Leistung in einem mittleren Fernwärmenetz (rd. 40 GWh Wärmenetzeinspeisung, 12 MW_{th} Spitzenlast) Substitution von KWK- und Erdgaswärme
- Industrielle Anwendung mit Dampferzeugung in Elektrodenkesseln und Substitution von Dampferzeugung aus Erdgaskesseln

In allen Fällen wird die Nutzung von sonst abgeregelter Strommengen (EinsMan) und der Betrieb in Zeiten niedriger Börsenpreise und hoher EE-Einspeisung angenommen.

In einem Simulationsmodell wird eine stundenscharfe Einsatzplanung durchgeführt auf Basis eines typischen Bedarfslastganges (abgeleitet aus realen Einspeiselastgängen für 2015) mit Einschaltkriterien für die PtH Anlage. Berechnet wird ein Szenario über eine Nutzungsdauer von 20 Jahren unter Verwendung der in Abschnitt 3.2 definierten Strommarktszenarien und einem Kalkulationszinssatz von 4%.

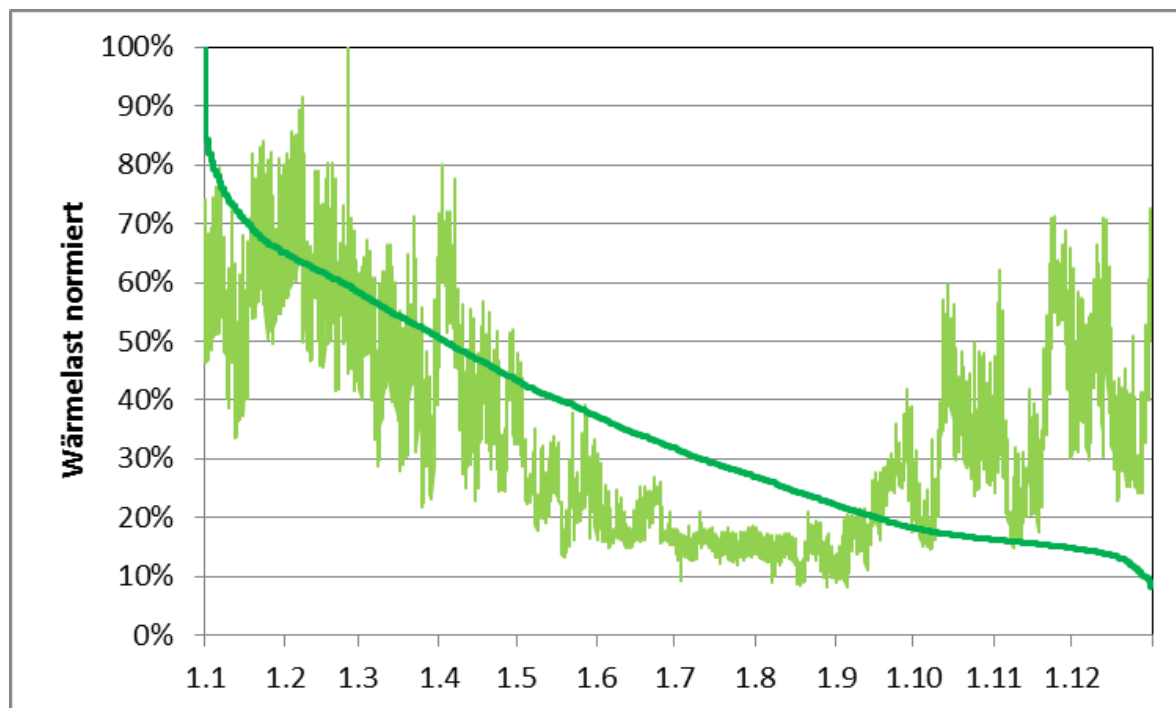


Abbildung 53: normierter Wärmelastgang Fernwärmenetz für die berechneten Anwendungsfälle: Lastgang (hellgrün) und Jahresdauerlinie (dunkelgrün)

Die weiteren energiewirtschaftlichen Randbedingungen für den Referenzfall sind aus der Situation im Jahr 2017 abgeleitet:

- Netzentgelte gemäß Preisblatt der Mitnetz Strom, Ebene Mittelspannung. Die Netzentgelte im Netzbereich der Avacon liegen in fast gleicher Größenordnung.
- Umlagen (EEG Umlage: 68,80 EUR/MWh, KWK-Umlage 4,38 EUR/MWh, Stromsteuer 20,50 EUR/MWh, weitere Umlagen gem. Veröffentlichung auf (NETZTRANSPARENZ.DE, 2016).
- Berechnung in nominalen Geldwerten mit 2% p.a. Inflation.
- Kalkulationszinssatz von 4%.

Für die Sensitivitäten werden dann die Systematik von Netzentgelten und Umlagen angepasst sowie die Randbedingungen hinsichtlich Strommarktpreisen und Regelenenergiemarkt variiert. Bewertungskennzahl sind die Amortisationszeit des jeweiligen Anwendungsfalles sowie der Kapitalwert über 20 Jahre.

In Variation aller Parameter ergibt sich somit für jeden Anwendungsfall ein Szenariobaum:

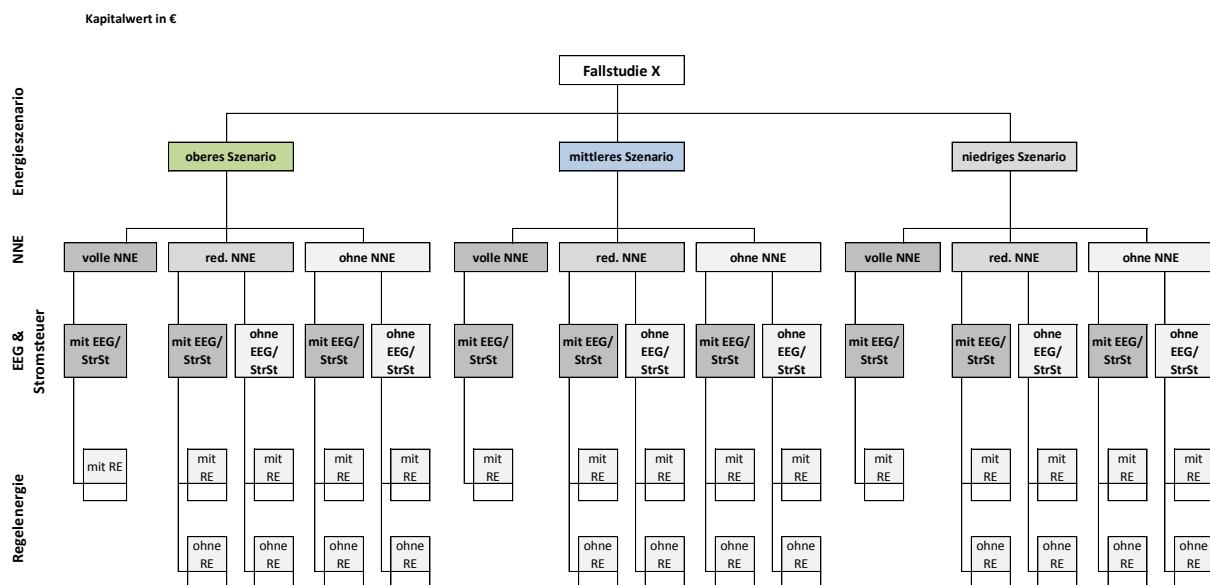


Abbildung 54: Untersuchte Varianten der Anwendungsfälle

Variiert werden in den Anwendungsfällen

- **Ebene 1 - Energieszenario:** Die drei definierten Szenarien bestimmen vor allem das allgemeine Preisniveau der Strompreise und die Anzahl von Stunden mit niedrigen oder negativen Preisen. Dadurch ergibt sich in den Szenarien mit höherem EE-Anteil (blau, grün) ein größeres Einsatzzeitfenster für PtH-Anwendungen in allen Anwendungsbeispielen. Zudem wird die Wirtschaftlichkeit positiv beeinflusst wegen der höheren Auslastungen bei niedrigeren Strompreisen

- **Ebene 2 – Netzentgelte:** Drei Varianten werden hier betrachtet. In der Grundvariante werden die vollen Netzentgelte gem. Preisblatt Mittelspannungsnetz angesetzt ohne Einschränkung der Laufzeit der PtH Anlage. In der Variante mit reduzierten NNE wird ein Einsatz der PtH Anlage mit atypischer Netznutzung außerhalb des Hochlastzeitfensters unterstellt; die heute bereits vorhandenen entsprechenden Regelungen zur Leistungspreisreduktion werden berücksichtigt. Die Variante „ohne NNE“ ist eine Perspektivvariante, in der ein netzdienlicher Einsatz der PtH Anlage ohne Netzentgeltzahlung unterstellt wird.
- **Ebene 3 – EEG & Stromsteuer:** Hier wird zum einen der Status Quo mit vollen Umlagen abgebildet und zum anderen der z.Z. fiktive Fall eines Wegfalls der Umlagen für Sektorkoppler. Diese Variante wird nur in Verbindung mit eingeschränktem Einsatzzeitfenstern außerhalb der Netzhöchstlast untersucht. Es wird also eine Umlagensystematik unterstellt mit einer Befreiung der Sektorkoppler von den ökologisch motivierten Umlagen EEG-Umlage und Stromsteuer (Agora Energiewende, 2017).
- **Ebene 4 – Regelenergie:** Hier wird unterschieden zwischen Teilnahme am Sekundärregelleistungsmarkt mit Vermarktung der Abschaltleistung als negative Regelenergie. Berücksichtigt werden nur Leistungsvorhaltungen außerhalb der Hochlastzeitfenster.

Die vier definierten Anwendungsfälle werden im Folgenden dargestellt und kurz analysiert

7.4.1 Große Power-to-Heat Anlage (Elektrodenkessel)

Untersucht wird in dieser Fallstudie ein prototypisches größeres Fernwärmenetz mit 500 GWh Wärmenetzeinspeisung.

Für die Erzeugungsstruktur wird eine Mischung aus Abwärme (z.B: Müllverbrennung, 20% der Maximalleistung, 53% der Wärmearbeit), Erdgas-KWK (30% der Leistung, 39% der Arbeit) und Spitzenheizwerken (50% der Leistung, 8% der Arbeit) angenommen.

Für diese Erzeugungsstruktur wird nun eine Power-to-Heat Anlage mit 30 MW thermischer (=elektrischer) Leistung als Elektrodenkessel ergänzt. Die Investitionskosten werden mit 3 Mio. EUR bzw. 100 EUR/kW angesetzt.

In einer stundenscharfen Simulation wird bewertet, in welchen Einsatzzeiten sich eine solche Anlage betriebswirtschaftlich sinnvoll einsetzen lässt. Die Einsatzzeitpunkte variieren dabei natürlich mit den Szenariobedingungen. So sind im oberen Ausbauszenario mehr Stunden mit negativen Preisen zu finden, die zu einer größeren PtH Erzeugung führen. Ebenso sind in den Varianten mit reduzierten Netzentgelten und/oder Umlagen die Grenzkosten der PtH Anlage öfters unterhalb der Grenzkosten der anderen Erzeugung.

Weitere Prämissen dieses Anwendungsfalles sind:

- Betriebskosten der PtH Anlage: 1% der Investition bzw. 30.000 EUR p.a.

- Keine Verdrängung von Grundlastwärme aus der Müllverbrennung; dadurch Limitierung des Einsatzes auf die Heizperiode
- Nutzung von Überschussmengen aus Einspeisemanagement erfolgt auf Abruf des Netzbetreibers ohne zusätzliche Umlagen, für zusätzliche (marktbedingte) Einschaltzeiten fallen alle Umlagen an. Ein Einsatz erfolgt nur, wenn die Grenzkosten inkl. aller Umlagen unter den Grenzkosten der Alternativerzeugung (KWK, Heizwerk) liegen
- Wirkungsgrad der PtH-Anlage von 100%

Die Abbildung 55 zeigt einen typischen Erzeugerlastgang. In der Grundlast wird die Wärme entsprechend der definierten Prämissen durch eine Abwärmenutzung bereitgestellt, die Mittellast erfolgt durch KWK und die Spitzenwärme durch Heizwerke.

Gelegentliche Einsatzzeiten der PtH Anlage zur Nutzung von EinsMan Mengen sind rot gekennzeichnet, in diesem Fall werden aber nur rd. 100 h erreicht.

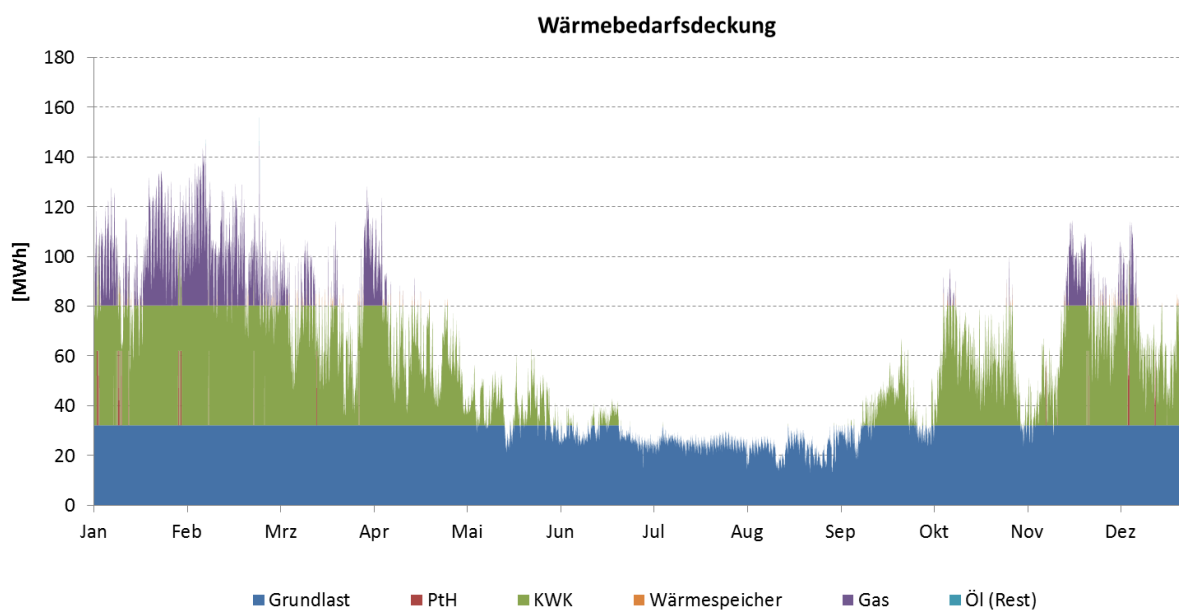


Abbildung 55: Erzeugungslastgang mit Einsatzzeiten PtH Anlage, mittleres Szenario, Variante mit Netzentgelten und Umlagen

Diese Einsatzzeiten erhöhen sich im Zeitverlauf etwas, führen aber in dieser Variante nicht zu auskömmlichen Betriebszeiten (vgl. Tabelle 19). Über den gesamten Betrachtungszeitraum bleibt der Erzeugungsanteil unter 1%, auch wenn ab 2035 einige Stunden aus der Nutzung negativer Strompreise dazukommen.

Die Aufstellung der Kosten und Erlöse zeigt, dass auch operativ kein Deckungsbeitrag zu erwirtschaften ist und somit auch keine Refinanzierung der Investition möglich ist.

Tabelle 19: Kennzahlen Fallbeispiel „große PtH Anlage“ mittleres Szenario, Variante mit Netzentgelten und Umlagen

			2017	2020	2025	2030	2035	2040
Einsatz PtH-Anlage	Stromverbrauch PtH gesamt	MWh/a	3.448	3.448	3.448	3.448	3.853	4.408
	Einsatz PtH Einspeisemanagement	MWh/a	3.448	3.448	3.448	3.448	3.314	3.146
	Einsatz PtH neg. Strompreise	MWh/a	0	0	0	0	539	1.261
Erlöse	Summe Erlöse	€/a	262.055	192.044	183.002	267.597	417.498	569.278
	aus Regelleistung	€/a	169.486	93.809	74.543	147.849	247.672	332.422
	aus Gaseinsparung	€/a	46.954	49.828	55.014	60.740	67.062	74.042
	aus Heizöleinsparung	€/a	0	0	0	0	0	0
	aus KWK-Einsparung	€/a	45.614	48.406	53.445	59.007	76.713	102.204
	aus niedrigen Spotmarktpreisen	€/a	0	0	0	0	26.050	60.610
	aus Einspeisemanagement	€/a	0	0	0	0	0	0
Kosten	Summe Kosten	€/a	334.951	355.453	392.449	433.295	524.375	636.682
	EEG-Umlage	€/a	0	0	0	0	23.699	55.501
	Netznutzungsentgelt	€/a	304.951	323.617	357.299	394.487	440.854	494.774
	Stromsteuer	€/a	0	0	0	0	11.042	25.859
	KWK-Umlage	€/a	0	0	0	0	3.369	7.237
	Konzessionsabgabe	€/a	0	0	0	0	592	1.388
	Sonderumlage §19 StromNEV	€/a	0	0	0	0	2.090	4.894
	Sonderumlage §17 EnWG	€/a	0	0	0	0	-151	-353
	Sonderumlage §18 AbLaV	€/a	0	0	0	0	32	76
	Betriebskosten	€/a	30.000	31.836	35.150	38.808	42.847	47.307
spezifische Kosten	Spezifische Kosten PtH-Anlage	€/MWh	21	47	61	48	28	15
Deckung Wärmebedarf	Summe	MWh/a	501.966	501.966	501.966	501.966	501.966	501.966
	Grundlast	MWh/a	264.193	264.193	264.193	264.193	264.193	264.193
	PtH	MWh/a	3.448	3.448	3.448	3.448	3.853	4.408
	KWK	MWh/a	192.277	192.277	192.277	192.277	191.873	191.317
	Gas	MWh/a	42.027	42.027	42.027	42.027	42.027	42.027
	Öl (Rest)	MWh/a	20	20	20	20	20	20
Einsatzzeiten	Summe	h/a	123	123	123	123	150	184
	neg. Strompreise	h/a	0	0	0	0	34	75
	Einspeisemanagement	h/a	123	123	123	123	116	109

Ein deutlich anderes Bild zeigt sich, wenn Energieszenario und das Abgaben und Umlagenregime gemäß dem definierten Szenariobaum angepasst werden. So erhöhen sich die Einsatzzeiten bei unterstelltem Wegfall der EEG-Umlage um bis zu 400 h/a (je nach Energieszenario) und bei Wegfall von Umlagen und Netzentgelten (aber Beibehaltung einer Fahrweise außerhalb der Hochlastzeitfenster) um bis zu 600 h/a.

Dementsprechend sieht in diesen Fällen auch die betriebswirtschaftliche Sicht positiver aus, in einigen Fällen wird auch ein Break-Even erreicht (bei Betrachtungszeitraum 20a).

In der folgenden Abbildung sind alle Varianten, die einen Kapitalwert unterhalb der Investitionskosten erreichen, rot dargestellt, d.h. dass auch im operativen Betrieb zusätzlich Verluste entstehen. Insbesondere bei den Varianten mit vollen oder auch nur teilweise reduzierten Netzentgelten (die aufgrund der geringen Auslastung sehr hohe Zusatzkosten verursachen) ist dies der Fall.

Gelb dargestellt sind Varianten mit einem negativen Kapitalwert zwischen 0 und Investitionssumme, also einer zumindest teilweisen Refinanzierung.

Grün sind die Varianten mit positivem Kapitalwert, die somit eindeutig wirtschaftlich sind.

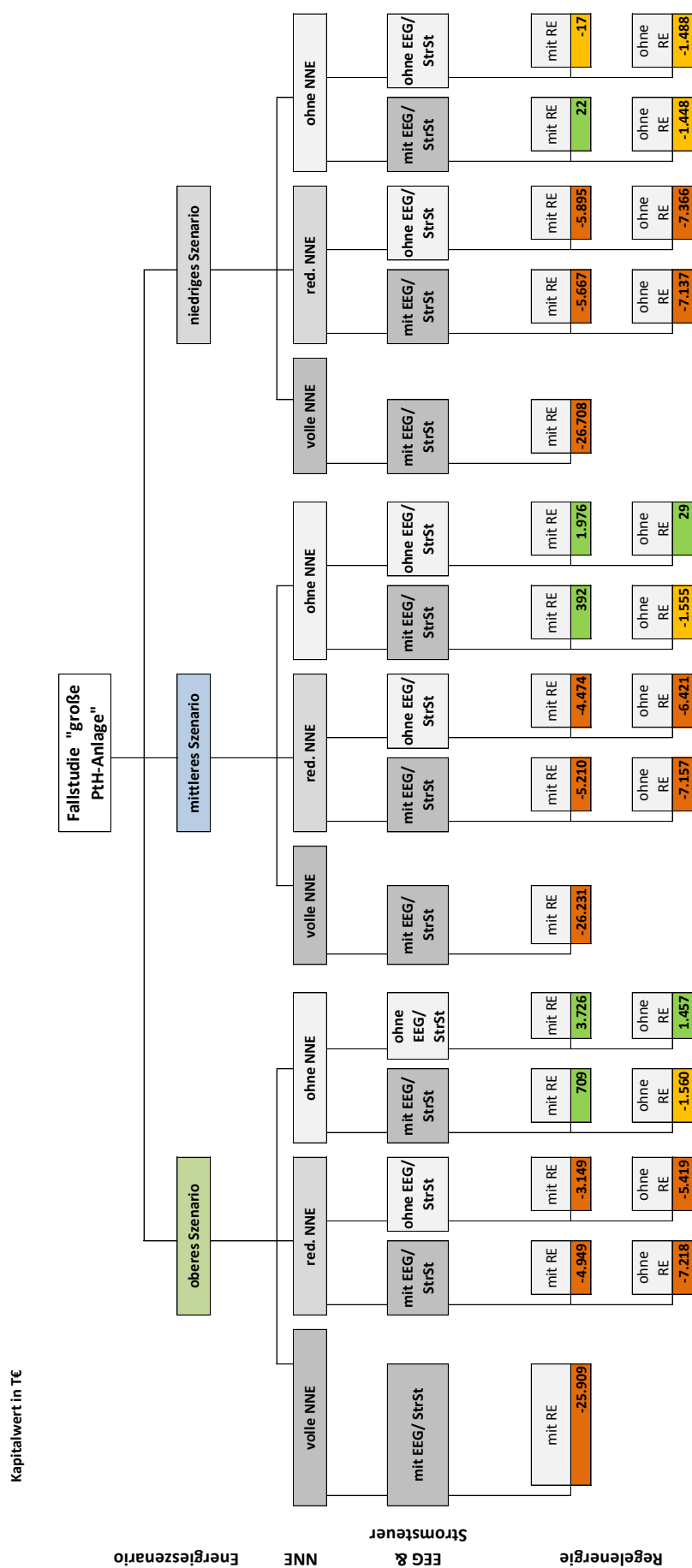


Abbildung 56: Berechnete Szenarien und Varianten Fallbeispiel „große PtH Anlage“

Die Varianten ohne Netzentgelte sind wirtschaftlich eher tragfähig, teilweise auch bei Berücksichtigung der Umlagen. Diese Variante kann in der Praxis als eigenständige Anlage nicht auftreten, da bei jedem Letztverbraucher immer Netzentgelte fällig sind, auch wenn Sonderregelungen ausgenutzt werden. Sehr wohl tritt dieser Fall aber auf, wenn in einem Arealnetz Strom aus eigenen Anlagen entnommen werden kann, z.B. aus der hier ebenfalls angenommenen Müllverbrennung. Ob in einem solchen Fall auch Umlagen zu zahlen sind und welche, hängt von dem Betreibermodell und den Inbetriebnahmezeitpunkten ab.

Diese Variantenübersicht zeigt schon deutlich, dass nur bei einem Regime mit reduzierten Netzentgelten und/oder reduzierten Umlagen eine PtH Anlage als Sektorkoppler wirtschaftlich zu betreiben ist.

Die ebenfalls berechnete CO₂-Einsparung liegt bei den untersuchten Varianten zwischen 500 und 1.900 t/a (je nach Jahr und Randbedingungen), das entspricht relativen Einsparungen zwischen knapp 2 und 6%.

7.4.2 Kleinere Power-to-Heat Anlage (Elektrokessel)

Diese Fallstudie bildet den Einsatzfall eines kleineren Fernwärmenetzes einer Mittelstadt ab, wie sie in Sachsen-Anhalt häufig zu finden sind. Die Netzlast wird hier mit 40 GWh pro Jahr angenommen bei einer Spitzenlast von 12 MW.

Weitere Prämissen dieses Anwendungsfalles im Vergleich zur „großen PtH Anlage“ sind:

- Auslegung auf 5 MW mit Ausführung als Widerstandskessel („E-Kessel“)
- Höhere Investitionskosten von 150 EUR/kW bzw. 750.000 EUR
- Fernwärmeerzeugung basierend auf KWK (Grund- und Mittellast) sowie Spitzenheizwerken
- Einsatz von PtH ganzjährig möglich, Substitution von KWK oder Kesselwärme
- Wärmespeicher mit rd. 200 m³ Wärmespeicher vorhanden, ausreichend um die PtH Leistung 2 h zwischenzuspeichern

Die nächste Abbildung zeigt einen beispielhaften Erzeugerlastgang. Neben dem Jahresverlauf ist auch eine typische Übergangswoche dargestellt mit einem Abruf der PtH Anlage in Verbindung mit Wärmespeichereinsatz.

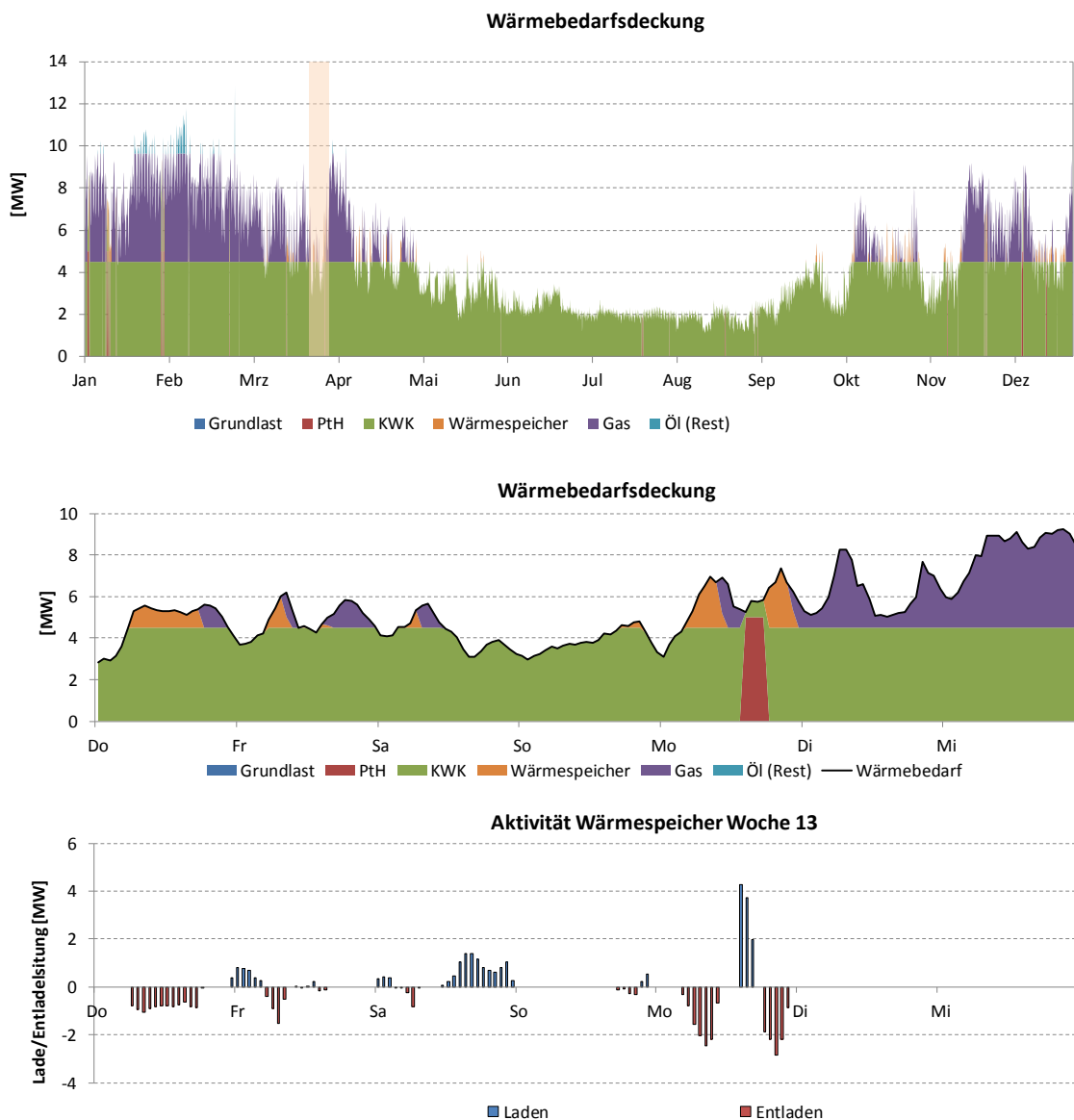


Abbildung 57: Erzeugungslastgang mit Einsatzzeiten PtH Anlage, mittleres Szenario, Variante mit Netzentgelten und Umlagen

Diese Einsatzzeiten sind etwas höher als in der großen PtH-Variante, der Beitrag zur Wärmeerzeugung in dem beispielhaften Städtetz bleibt aber in den Varianten ohne reduzierte Umlagen und NNE bei rd. 1,5%.

Die Aufstellung der Kosten und Erlöse zeigt dann auch, dass auch hier operativ kein Deckungsbeitrag zu erwirtschaften ist und somit auch keine Refinanzierung der Investition möglich ist.

Tabelle 20: Kennzahlen Fallbeispiel „große PtH Anlage“ mittleres Szenario, Variante mit Netzentgelten und Umlagen (oben) und „Optimalfall“ ohne NNE und Umlagen

			2017	2020	2025	2030	2035	2040
Einsatz PtH-Anlage	Stromverbrauch PtH gesamt	MWh/a	662	662	662	662	798	945
	Einsatz PtH Einspeisemanagement	MWh/a	662	662	662	662	625	593
	Einsatz PtH neg. Strompreise	MWh/a	0	0	0	0	173	352
Erlöse	Summe Erlöse	€/a	49.428	38.112	37.240	52.041	84.124	115.185
	aus Regelleistung	€/a	28.248	15.635	12.424	24.642	41.279	55.404
	aus Gaseinsparung	€/a	15.797	16.764	18.508	20.435	23.267	25.940
	aus Heizöleinsparung	€/a	4	4	4	5	5	6
	aus KWK-Einsparung	€/a	5.380	5.709	6.304	6.960	11.224	16.895
	aus niedrigen Spotmarktpreisen	€/a	0	0	0	0	8.349	16.940
	aus Einspeisemanagement	€/a	0	0	0	0	0	0
Kosten	Summe Kosten	€/a	59.125	62.744	69.274	76.484	99.294	124.145
	EEG-Umlage	€/a	0	0	0	0	7.612	15.491
	Netznutzungsentgelt	€/a	51.625	54.785	60.487	66.782	75.519	85.503
	Stromsteuer	€/a	0	0	0	0	3.546	7.217
	KWK-Umlage	€/a	0	0	0	0	1.082	2.432
	Konzessionsabgabe	€/a	0	0	0	0	190	387
	Sonderumlage §19 StromNEV	€/a	0	0	0	0	671	1.366
	Sonderumlage §17 EnWG	€/a	0	0	0	0	-48	-99
	Sonderumlage §18 AbLaV	€/a	0	0	0	0	10	21
	Betriebskosten	€/a	7.500	7.959	8.787	9.702	10.712	11.827
	spezifische Kosten	€/MWh	15	37	48	37	19	9
Deckung Wärmebedarf	Summe	MWh/a	40.157	40.157	40.157	40.157	40.157	40.157
	Grundlast	MWh/a	0	0	0	0	0	0
	PtH	MWh/a	662	662	662	662	798	945
	KWK	MWh/a	30.835	30.835	30.835	30.835	30.711	30.569
	Gas	MWh/a	8.539	8.539	8.539	8.539	8.526	8.522
	Öl (Rest)	MWh/a	122	122	122	122	122	122
	Öl (Rest)	MWh/a	122	122	122	122	122	122
Einsatzzeiten	Summe	h/a	154	154	154	154	195	234
	neg. Strompreise	h/a	0	0	0	0	51	97
	Einspeisemanagement	h/a	154	154	154	154	144	137

			2017	2020	2025	2030	2035	2040
Einsatz PtH-Anlage	Stromverbrauch PtH gesamt	MWh/a	9.191	4.710	2.755	3.062	4.371	4.842
	Einsatz PtH Einspeisemanagement	MWh/a	451	497	602	582	493	448
	Einsatz PtH neg. Strompreise	MWh/a	8.739	4.212	2.153	2.480	3.878	4.394
Erlöse	Summe Erlöse	€/a	73.960	67.992	62.043	112.476	209.265	294.301
	aus Regelleistung	€/a	28.248	15.635	12.424	24.642	41.279	55.404
	aus Gaseinsparung	€/a	117.752	68.385	43.344	47.168	71.045	81.279
	aus Heizöleinsparung	€/a	80	62	68	69	83	92
	aus KWK-Einsparung	€/a	125.173	65.866	42.976	55.730	89.491	112.258
	aus niedrigen Spotmarktpreisen	€/a	-197.293	-81.956	-36.769	-15.132	7.367	45.268
	aus Einspeisemanagement	€/a	0	0	0	0	0	0
Kosten	Summe Kosten	€/a	7.500	7.959	8.787	9.702	10.712	11.827
	EEG-Umlage	€/a	0	0	0	0	0	0
	Netznutzungsentgelt	€/a	0	0	0	0	0	0
	Stromsteuer	€/a	0	0	0	0	0	0
	KWK-Umlage	€/a	0	0	0	0	0	0
	Konzessionsabgabe	€/a	0	0	0	0	0	0
	Sonderumlage §19 StromNEV	€/a	0	0	0	0	0	0
	Sonderumlage §17 EnWG	€/a	0	0	0	0	0	0
	Sonderumlage §18 AbLaV	€/a	0	0	0	0	0	0
	Betriebskosten	€/a	7.500	7.959	8.787	9.702	10.712	11.827
	spezifische Kosten	€/MWh	-7	-13	-19	-34	-45	-58
Deckung Wärmebedarf	Summe	MWh/a	40.160	40.160	40.157	40.157	40.157	40.157
	Grundlast	MWh/a	0	0	0	0	0	0
	PtH	MWh/a	9.191	4.710	2.755	3.062	4.371	4.842
	KWK	MWh/a	24.846	28.001	29.270	28.950	27.971	27.545
	Gas	MWh/a	6.004	7.329	8.012	8.025	7.695	7.650
	Öl (Rest)	MWh/a	120	120	120	121	120	120
	Öl (Rest)	MWh/a	120	120	120	121	120	120
Einsatzzeiten	Summe	h/a	2508	1210	708	795	1128	1266
	neg. Strompreise	h/a	2414	1105	581	675	1027	1174
	Einspeisemanagement	h/a	94	105	127	120	101	92

Im „Optimalfall“ ohne Abgaben und Umlagen würden sich allerdings deutlich höhere Einsatzzeiten von über 1.000 Stunden im Jahr ergeben und auch ein positives operatives Ergebnis (Tabelle 20, unten). Auch die Gesamtrechnung wäre dann deutlich positiver, wie der Szenarienbaum zeigt (gelbe und grüne Fälle).

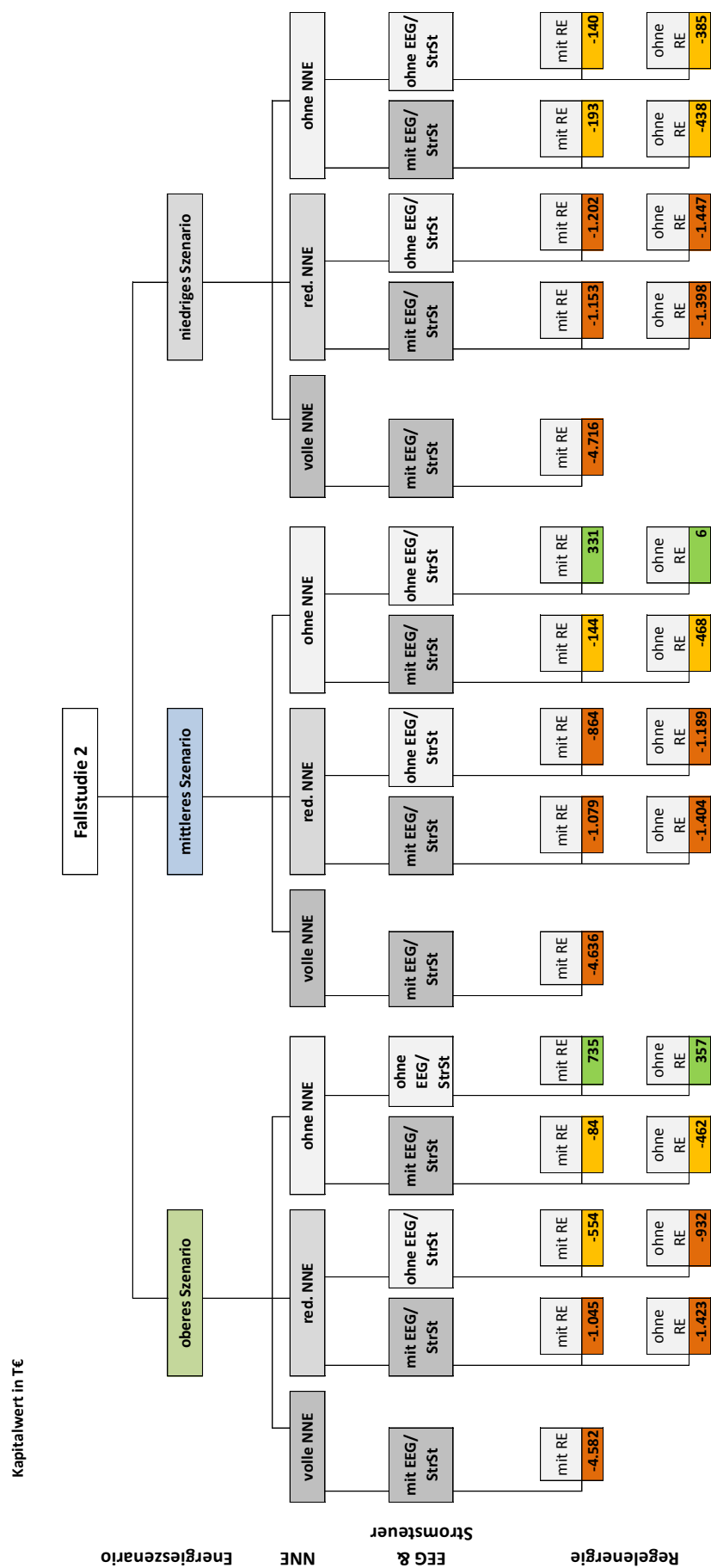


Abbildung 58: Berechnete Szenarien und Varianten Fallbeispiel „kleine PtH Anlage“

Auch hier zeigt die Variantenübersicht wie im ersten Fallbeispiel, dass die Doppelbelastung mit Netzentgelten und Umlagen für eine netz- und marktdienlich eingesetzte PtH Anlage nicht wirtschaftlich tragbar ist.

Die resultierende CO₂-Einsparung liegt bei den untersuchten Varianten zwischen 130 und 500 t/a (je nach Jahr und Randbedingungen), das entspricht relativen Einsparungen zwischen 2% und 10%. Dass die Werte etwas höher sind als im ersten Fallbeispiel, liegt an der etwas größeren Dimensionierung des E-Kessels (in Relation zur Netzlast) und dem größeren Einsatzzeitfenster, da hier wegen fehlender Abwärme ein ganzjähriger Einsatz „erlaubt“ ist.

7.4.3 Hochtemperaturwärmepumpe

Die folgende Fallstudie untersucht den Einsatz einer Hochtemperaturwärmepumpe in Kombination mit einem mittleren Fernwärmenetz mit 40 GWh Wärmenetzeinspeisung und einer Spitzenlast von 12 MW.

Die angenommene Erzeugungsstruktur setzt sich aus Erdgas-KWK (30% der Leistung, 69,9% der Wärmearbeit) und Spitzenheizwerken (70% der Leistung, 30,1% der Wärmearbeit) zusammen. Auf Abwärme, von z.B. Müllverbrennung, wird in dieser Fallstudie verzichtet, wodurch keine Limitierung der Wärmepumpe auf die Heizperiode erfolgt. Die Wärmepumpe verdrängt, wie auch schon bei den vorangegangenen PtH-Varianten, die Erzeugung der Erdgas-KWK Anlagen und Spitzenheizkessel.

Weiterhin wird nun eine Hochtemperaturwärmepumpe mit einer thermischen Leistung von 5 MW und einem Wirkungsgrad von 280% definiert. Dies entspricht einer elektrischen Leistung von 1,78 MW. Die Investitionskosten werden mit 440 EUR/kW_{th} angesetzt. In der hier beschriebenen Variante entspricht dies Investitionskosten von 2,2 Mio. EUR.

Weitere Prämissen des vorliegenden Anwendungsfalles sind:

- Betriebskosten der Hochtemperaturwärmepumpe: 1% der Investitionskosten bzw. 22.000 EUR
- Einsatz von Wärmepumpe ganzjährig möglich, Substitution von KWK oder Kesselwärme
- Einsatz eines Wärmespeichers mit einer Speicherkapazität von 10 MWh

Durch Festlegung den Wirkungsgrad von 280%, wird die Anlage auch schon bei höheren Spotmarktpreisen eingesetzt. Weiterhin gibt es in dieser Fallstudie keine Grundversorgung durch Abwärme, sodass das Wärmepotenzial, welches durch die Wärmepumpe gedeckt werden kann, steigt. Diese beiden Ausprägungen führen zu insgesamt höheren Einsatzzeiten der Wärmepumpe.

Die nachfolgende Abbildung zeigt einen beispielhaften Erzeugungslastgang. Zu sehen ist der simulierte Verlauf des Jahres 2020. Ausgewählt wurde das mittlere Energiepreisszenario und eine Variante mit vollen Netzentgelten (wegen der höheren Einsatzzeiten), aber ohne EEG-

Umlage und ohne Stromsteuer. Es ist zu sehen, dass die Wärmepumpe in diesem Fall deutlich häufig eingesetzt wird als reine E-Kessel. In diesem Beispiel werden rd. 1500 h/a Einsatzzeit erreicht.

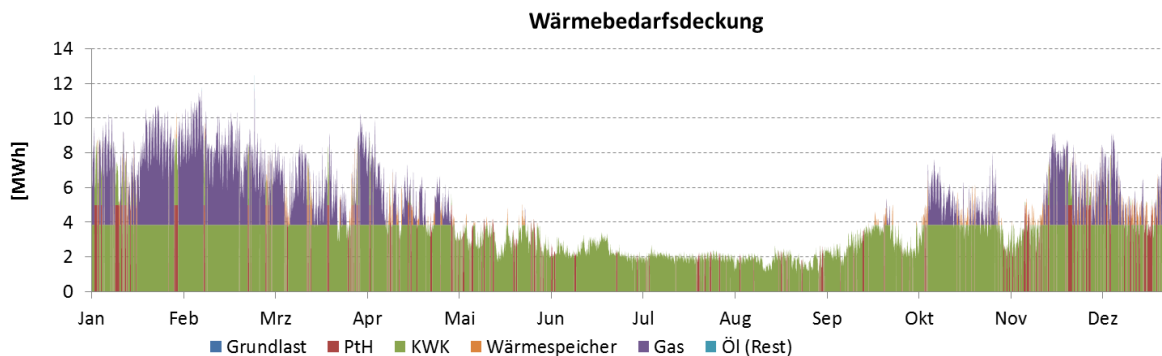


Abbildung 59: Erzeugungslastgang mit Einsatzzeiten Wärmepumpe, mittleres Szenario, Variante mit red. Netzentgelten, ohne EEG-Umlage/ StrSt

Abbildung 59 zeigt die Ergebnisübersicht für die zuvor beschriebene Variante für einen Betrachtungszeitraum von 2017 bis 2040. Auch hier sind die hohen Einsatzzeiten der Wärmepumpe auffällig. Jedoch zeigt die Tabelle auch, dass die jährlichen Einsatzzeiten im Zeitverlauf sinken. Ausschlaggebend hierfür ist das steigende Preisniveau. Hierdurch liegen die Spotmarktpreise in den späteren Jahren häufiger oberhalb der rentablen Einsatzgrenze der Anlage, ab 2030 dreht sich die Entwicklung aber wieder um.

Tabelle 21: Kennzahlen Fallbeispiel „Hochtemperaturwärmepumpe“ mittleres Szenario, Variante ohne EEG-Umlage/ StrSt

			2017	2020	2025	2030	2035	2040
Einsatz PtH-Anlage	Stromverbrauch PtH gesamt	MWh/a	4.126	1.916	1.120	1.134	1.608	1.795
	Einsatz PtH Einspeisemanagement	MWh/a	140	175	209	207	174	158
	Einsatz PtH neg. Strompreise	MWh/a	3.986	1.741	910	927	1.434	1.637
Erlöse	Summe Erlöse	€/a	240.100	130.858	92.377	116.678	193.127	248.918
	aus Regelleistung	€/a	10.056	5.566	4.423	8.772	14.695	19.724
	aus Gaseinsparung	€/a	191.552	96.463	65.118	64.996	98.022	114.833
	aus Heizöleinsparung	€/a	0	0	0	0	0	0
	aus KWK-Einsparung	€/a	135.791	65.868	41.105	49.866	79.848	101.433
	aus niedrigen Spotmarktpreisen	€/a	-97.300	-37.038	-18.269	-6.957	562	12.928
	aus Einspeisemanagement	€/a	0	0	0	0	0	0
Kosten	Summe Kosten	€/a	318.109	216.176	189.881	210.232	266.037	307.813
	EEG-Umlage	€/a	0	0	0	0	0	0
	Netznutzungsentgelt	€/a	270.471	179.377	155.223	172.242	221.190	257.785
	Stromsteuer	€/a	0	0	0	0	0	0
	KWK-Umlage	€/a	6.769	5.277	4.672	5.254	6.752	7.711
	Konzessionsabgabe	€/a	4.385	1.915	1.002	1.020	1.577	1.801
	Sonderumlage §19 StromNEV	€/a	15.467	6.755	3.533	3.598	5.564	6.353
	Sonderumlage §17 EnWG	€/a	-1.116	-488	-255	-260	-402	-458
	Sonderumlage §18 AbLaV	€/a	239	104	55	56	86	98
	Betriebskosten	€/a	21.894	23.234	25.652	28.322	31.270	34.525
	spezifische Kosten	€/MWh	7	16	31	29	16	12
	spezifische Kosten PtH-Anlage	€/MWh	7	16	31	29	16	12
Deckung Wärmebedarf	Summe	MWh/a	40.160	40.160	40.157	40.157	40.157	40.157
	Grundlast	MWh/a	0	0	0	0	0	0
	PtH	MWh/a	11.553	5.365	3.136	3.176	4.501	5.026
	KWK	MWh/a	21.479	25.165	26.515	26.341	25.473	25.053
	Gas	MWh/a	7.126	9.627	10.505	10.638	10.181	10.077
	Öl (Rest)	MWh/a	2	2	2	2	2	2
Einsatzzeiten	Summe	h/a	3147	1398	800	823	1164	1313
	niedrige Strompreise	h/a	3066	1296	676	703	1064	1222
	Einspeisemanagement	h/a	81	102	124	120	100	91

Bei Betrachtung des Szenarienbaumes, vgl. Abbildung 60, fällt auf, dass trotz höherer Laufzeiten und Auslastung lediglich die Szenarien mit unterstelltem Wegfall der EEG-Umlage,

Stromsteuer und Netzentgelte einen positiven Kapitalwert (grün markiert) erzielen. Dieses Ergebnis ist unabhängig vom gewählten Energiepreisszenario. Zu begründen sind die nicht deutlich positiver ausfallenden Ergebnisse mit den hohen spezifischen Investitionskosten der Wärmepumpe. Die Anfangsinvestition von rd. 2,2 Mio. EUR, bei einer Anlage mit 5 MW_{th}, kann nur in Varianten ohne EEG-Umlagen und Stromsteuer, sowie unter Nichtberücksichtigung der Netznutzungsentgelte bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes vollständig getilgt werden.

In allen gelb dargestellten Varianten kann zumindest eine teilweise Refinanzierung der anfänglichen Investitionssumme erreicht werden. Hierbei handelt es sich um alle Varianten, in denen entweder keine Netznutzungsentgelte oder keine EEG-Umlage / Stromsteuer aufgebracht werden müssen.

Im Gegensatz zu den E-Kesselvarianten zeigt sich jedoch eine deutlich besser Effizienz. Die CO₂-Einsparungen liegen bei rd. 15% (gemittelt über den Betrachtungszeitraum).

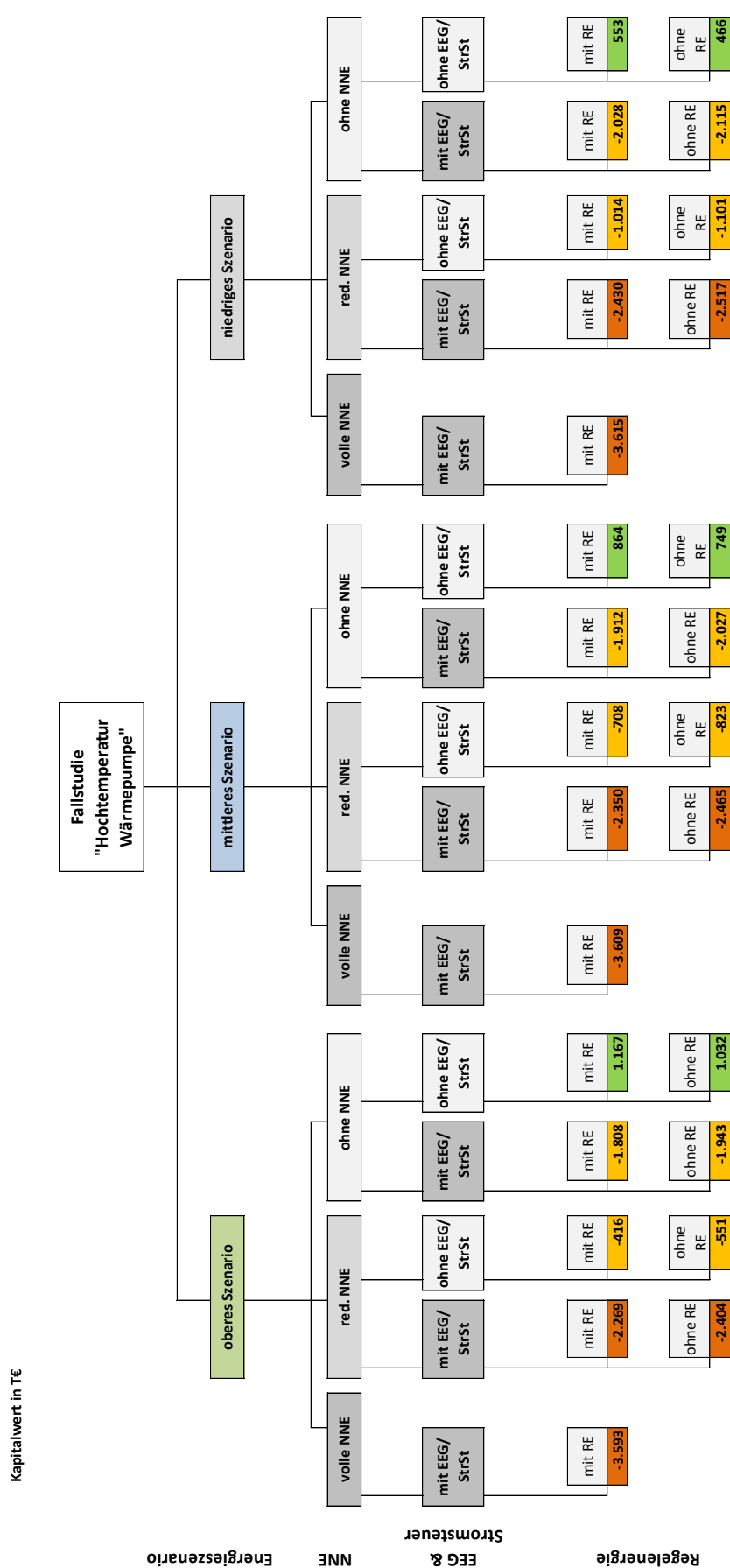


Abbildung 60: Berechnete Szenarien und Varianten Fallbeispiel „Hochtemperaturwärmepumpe“

Versorgungslösungen mit großen Wärmepumpen sind somit energetisch deutlich effizienter als Elektrokessel oder Elektrodenkessel, zeigen aber aufgrund der höheren Investitionskosten auch keine deutlich bessere Wirtschaftlichkeit. In Einsatzfällen, in denen keine Abgaben und Netzentgelte abgeführt werden müssen (also z.B. in Arealnetzen, in denen Strom aus benachbarten Bestandsanlagen zur Stromerzeugung eingesetzt werden kann), ist ein Einsatz mit hinreichender Auslastung aber möglich.

In der Praxis sind an einen Wärmepumpeneinsatz im Megawattbereich weitere Bedingungen geknüpft. So muss eine örtlich benachbarte Wärmesenke vorhanden sein, aus der man Abwärme entnehmen kann. Das können z.B. Kläranlagen (sauberes Ende), Fließgewässer oder ggf. Industrieabwärme sein. Zudem sind niedrige Netztemperaturen im Rücklauf und möglichst auch Vorlauf sinnvoll.

In folgender Tabelle sind ohne Anspruch auf Vollständigkeit einige Faktoren grob bewertet worden für verschiedene Standorte in Sachsen-Anhalt. Aufgeführt sind Netztemperaturen auf Basis der Fragebögenrückläufe sowie die Entfernungen zu möglichen Abwärmequellen mit Maximalwert von 5 km. Wärmenetze, in deren Nähe keine Abwärmequelle identifiziert wurde, sind nicht enthalten.

Es wird deutlich, dass in vielen Fällen die Entfernung zu Flüssen oder Kläranlagen eine Wärmequellennutzung möglich machen könnte. So kann in Halle die Saale als Wärmequelle genutzt werden, was durch die bereits vorhandene Kühlwasseranbindung vergleichsweise einfach möglich wäre. In anderen Fällen kämen auch Flüsse oder Kläranlagen in Frage, wobei die Entfernung zu Erzeugungsstandorten zwischen 400 m und 5 km liegt. Im Einzelfall müssen diese Potenziale natürlich hinsichtlich der technisch-wirtschaftlichen Machbarkeit näher geprüft werden.

Tabelle 22: Übersicht und Vorprüfung möglicher Standorte für große Wärmepumpenanlagen

Versorger	Standort	Netzeinspeisung insgesamt [GWh]	Netztemperaturen		Mögliche Abwärmequellen im Umkreis von bis zu 5 km					
			VL Sommer [°C]	RL Sommer [°C]	Kläranlage [j/n]	Entf. [km]	Fluss [j/n]	Entf. [km]	Industrie (DehSt) [j/n]	Entf. [km]
Energieversorgung Halle	HKW Halle Trotha	703	98	60	j	5	j Saale	0,4	n	
Städtische Werke Magdeburg	MHKW Rothensee	350	110	60	j	3,6	j Elbe	0,4	n	
DVV	Heizwerk Ost	280					j Mulde	0,1	n	
Stadtwerke Stendal	Heizwerk Schillerstr.	129	80	50	j	4,7	j Uchte	2,4	n	
Stadtwerke Bernburg	Heizwerk Friedenhall	83	105	70	j	3,2	j Saale	3,5	n	
Stadtwerke Bernburg	BHKW Paul Schneider Str.	83	105	70	j	2,7	j Saale	2,3	n	
Stadtwerke Merseburg	Heizwerk West	82	78	60	j	4,9	j Saale	2,6	n	
Halberstadtwerke	Heizwerk Ost	55	80	65	j	0,4	n		n	
Stadtwerke Weißenfels	Hochheimweg	52	75	60	j	3	j Saale	1,3	n	
Stadtwerke Quedlinburg	Magdeburger Str.	37	85	65	j	2,4	j Bode	0,4	n	
Stadtwerke Eisleben	Kurt Wein Str.	26	105	70	j	2,3	n		n	
Stadtwerke Eisleben	Heizhausweg	26	105	70	j	1,8	n		Dow Olefin- verbund GmbH	1,6
Danpower	Wanzleben	23	80	60	j	5,1	n		n	
Danpower	Holzdorf	23	80	60	n		j Schwarze Elster	2,6	n	
Danpower	Benndorf	23	80	60	n		n		n	
Stadtwerke Wolmirstedt	Friedrich Ebert Str.	22	90	60	n		j Mittelland- kanal	1,9	Dachziegelwerke Nelskamp GmbH	2,4
Technische Werke Naumburg	Steinkreuzweg	10	75	60	j	2,4	j Saale	1,7	n	

7.4.4 Industrielle Dampferzeugung

Als Fallbeispiel für eine industrielle Anwendung wird ein Anwendungsfall mit Dampferzeugung in der Industrie bewertet, wie er für chemische Industrie, Raffinerien oder Grundstoffindustrie typisch ist.

Auch hier wird ein bivalenter Einsatz, also eine ergänzende Dampferzeugung durch Elektrodenkessel zu einer bestehenden Erzeugung aus Erdgas-KWK (z.B. Gasturbinen) und Spitzendampfkesseln angenommen.

Für diese Erzeugungsstruktur wird nun eine Power-to-Heat Anlage wie in Abschnitt 5.4 beschrieben mit 50 MW thermischer Leistung als Kombination aus Elektrodenkessel (Satt-dampferzeuger) und Widerstandserhitzer (Überhitzer) ergänzt. Die Investitionskosten werden mit 5 Mio. EUR bzw. 100 EUR/kW angesetzt.

Die weiteren Prämissen dieses Anwendungsfalles sind ähnlich zu der bereits beschriebenen großen PtH Anwendung mit Elektrodenkessel:

- Betriebskosten der PtH Anlage: 1% der Investition bzw. 50.000 EUR p.a.
- Nutzung von Überschussmengen aus Einspeisemanagement erfolgt auf Abruf des Netzbetreibers ohne zusätzliche Umlagen, für zusätzliche (marktbedingte) Einschaltzeiten fallen werden reduzierte Umlagen und Netzentgelte eines energieintensiven Industriebetriebes angesetzt. Ein Einsatz erfolgt nur, wenn die Grenzkosten inkl. aller Umlagen unter den Grenzkosten der Alternativerzeugung (Erdgas-KWK, Spitzendampfkessel) liegen
- Wirkungsgrad der PtH-Anlage von 98%

Die Abbildung 55 zeigt einen typischen Erzeugerlastgang. Es werden an rd. 800 h die Dampferzeugung aus der PtH Anlage abgerufen, der Rest erfolgt durch Gasturbinen bzw. Spitzendampferzeuger.

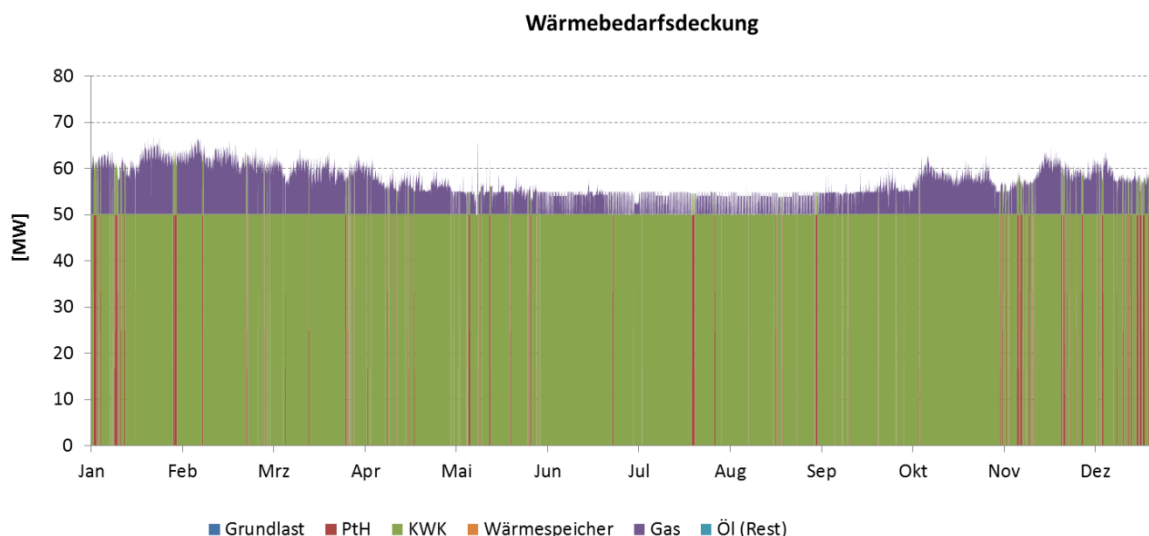


Abbildung 61: Erzeugungslastgang Industrie mit Einsatzzeiten PtH Anlage, mittleres Szenario, Variante mit Netzentgelten und Umlagen

Diese Einsatzzeiten erhöhen sich im Zeitverlauf etwas, führen aber auch in dieser Variante nicht zu auskömmlichen Betriebszeiten (vgl. Tabelle 19). Über den gesamten Betrachtungszeitraum ist der Beitrag der PtH Dampferzeugung höher als im vergleichbaren Fernwärmerechenfall, bleibt aber unter 15% des gesamten Dampfbedarfes .

Die Aufstellung der Kosten und Erlöse zeigt, dass hier die Netzentgelte trotz Ansatz reduzierter Leistungspreise der größte Kostenfaktor sind. Erst in den letzten Jahren des Betrachtungszeitraumes wird ein operativer Deckungsbeitrag erwirtschaftet, eine Refinanzierung der Investition ist auch in diesem Einsatzfall nicht möglich, der Kapitalwert liegt mit -15 Mio. EUR deutlich im negativen Bereich.

Zwar sind die Gestehungskosten günstiger als in den kommunalen FW-Anwendungsfällen, allerdings sind für eine PtH Anlage mit Dampferzeugung auch etwas höhere spezifische Investitionskosten zu berücksichtigen, und ein wirtschaftlicher Einsatz wird dadurch erschwert, dass auch alternative Erzeuger niedrigere Grenzkosten aufweisen.

Tabelle 23: Kennzahlen Fallbeispiel „industrielle PtH Anlage“ mittleres Szenario, Variante mit reduzierten Netzentgelten und Umlagen für energieintensives Gewerbe

				2017	2020	2025	2030	2035	2040
Einsatz PtH-Anlage	Stromverbrauch PtH gesamt	MWh/a	35.248	38.798	35.248	25.899	32.248	48.447	58.497
	Einsatz PtH Einspeisemanagement	MWh/a	6.650	6.550	6.650	7.050	6.300	5.300	4.700
	Einsatz PtH neg. Strompreise	MWh/a	28.599	32.248	28.599	18.849	25.948	43.147	53.797
Erlöse	Summe Erlöse	€/a	456.624	444.647	456.624	449.718	921.324	1.877.726	2.704.193
	aus Regelleistung	€/a	0	0	0	0	0	0	0
	aus Gaseinsparung	€/a	151.036	156.475	151.036	122.887	162.662	267.840	351.317
	aus Heizöleinsparung	€/a	0	0	0	0	0	0	0
	aus KWK-Einsparung	€/a	639.374	663.302	639.374	518.415	717.213	1.191.048	1.591.923
	aus niedrigen Spotmarktpreisen	€/a	-333.786	-375.130	-333.786	-191.584	41.449	418.838	760.953
	aus Einspeisemanagement	€/a	0	0	0	0	0	0	0
Kosten	Summe Kosten	€/a	1.344.061	1.281.813	1.344.061	1.444.086	1.615.788	1.843.253	2.067.992
	EEG-Umlage	€/a	0	0	0	0	0	0	0
	Netznutzungsentgelt	€/a	1.208.380	1.140.227	1.208.380	1.329.384	1.471.320	1.634.520	1.811.536
	Stromsteuer	€/a	0	0	0	0	0	0	0
	KWK-Umlage	€/a	24.279	25.799	24.279	17.668	26.854	49.300	67.866
	Konzessionsabgabe	€/a	31.459	35.473	31.459	20.734	28.543	47.462	59.176
	Sonderumlage §19 StromNEV	€/a	14.299	16.124	14.299	9.425	12.974	21.574	26.898
	Sonderumlage §17 EnWG	€/a	10.868	12.254	10.868	7.163	9.860	16.396	20.443
	Sonderumlage §18 AbLaV	€/a	1.716	1.935	1.716	1.131	1.557	2.589	3.228
	Betriebskosten	€/a	53.060	50.000	53.060	58.583	64.680	71.412	78.845
spezifische Kosten	Spezifische Kosten PtH-Anlage	€/MWh	25	22	25	38	22	-1	-11
Deckung Wärmebedarf	Summe	MWh/a	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000
	Grundlast	MWh/a	0	0	0	0	0	0	0
	PtH	MWh/a	35.248	38.798	35.248	25.899	32.248	48.447	58.497
	KWK	MWh/a	409.104	406.064	409.104	417.106	411.508	397.533	388.753
	Gas	MWh/a	55.647	55.138	55.647	56.995	56.244	54.020	52.750
	Öl (Rest)	MWh/a	0	0	0	0	0	0	0
Einsatzzeiten	Summe	h/a	705	776	705	518	645	969	1170
	neg. Strompreise	h/a	572	645	572	377	519	863	1076
	Einspeisemanagement	h/a	133	131	133	141	126	106	94

Da dieser Anwendungsfall bereits reduzierte Umlagen (EEG-Befreiung, reduzierte Netzentgelte gem. §19 StromNEV) enthält, wurde keine weitere Variantenanalyse mehr durchgeführt.

Die ebenfalls berechnete CO₂-Einsparung liegt bei den untersuchten Varianten zwischen 3.000 und 7.000 t/a (je nach Jahr und Randbedingungen), das entspricht relativen Einsparungen zwischen 5 und 12%.

8 Fazit und Handlungsempfehlungen

Die Bestandsaufnahme von Wärmebedarf, Netzstrukturen und Erneuerbaren Erzeugern zeigt ein grundsätzlich großes Nutzungspotenzial. Unter Zugrundelegung von drei Szenarien zur Entwicklung Erneuerbarer Energien wurden die maximal verfügbaren Mengen aus erneuerbarem „Überschuss“-Strom bis 2030 auf bis zu 360 GWh abgeschätzt. Diese Mengen, die ohne zusätzliche Nutzungsmöglichkeiten in anderen Sektoren durch Einspeisemanagement bzw. Spitzenkappung verloren gehen würden, könnten bei direkter Nutzung in Elektrokesseln rd. 15% der Fernwärmeerzeugung oder rd. 2% des industriellen Dampfbedarfes ersetzen.

Bei Einsatz von höher effizienten Wärmepumpen wäre bilanziell ein Deckungsgrad von bis zu 40% der Fernwärme oder 6% der dezentralen Wärmeerzeugung möglich. Die dadurch mögliche zusätzliche CO₂-Einsparung bei Vermeidung von Abregelungen liegt bis 2030 szenarioabhängig bei bis zu 120.000 t/a, entsprechend rd. 1,5% der CO₂-Emissionen des Sektors Haushalte und GHD bzw. rd. 0,5% der Gesamtemissionen Sachsen-Anhalts.

Die Anwendungsfälle in Kapitel 7 zeigen allerdings, dass für eine spürbare und wirtschaftlich vorteilhafte Ausweitung des Einsatzes von PtH Anlagen zur Nutzung von (ansonsten abzuregeldem) EE-Strom eine Anpassung der Umlagensystematik ebenso notwendig ist wie eine Weiterentwicklung der Netzentgelte. Nach dem bestehenden Ordnungsrahmen werden netzgespeiste PtH-Anlagen nicht besser gestellt als direkt stromnutzenden Endverbraucher. Bestehende Ausnahmetatbestände, wie sie z.B. für Batterie- und Pumpspeicher, energieintensive Produktionsprozesse oder Eigenerzeugungsmodelle bestehen, sind meist nicht anwendbar.

Im Gegensatz zu anderen Verbrauchern und auch der Elektromobilität hat aber die Sektorkopplung im Wärmebereich den Vorteil, dass i.d.R. Alternativerzeuger (konventionelle Spitzenkessel, Wärmespeicher, KWK Anlagen) vorhanden sind, so dass neue Anlagen auch wirklich ganzjährig netz- und marktdienlich in das Energiesystem eingebunden werden können.

Als steuerbare Verbraucher bzw. Sektorkoppler erzeugen sie eine zeitlich variable und steuerbare zusätzliche Last, die selbst bei einer weitgehenden Umlagebefreiung (EEG-Umlage, KWK-Umlage, Konzessionsabgabe usw.) nicht zu einer Erhöhung der Abgaben anderer Verbraucher führen würde.

Kurz und mittelfristig sollte der Schwerpunkt der Nutzung erneuerbarer Strommengen im Wärmebereich der Bereich der Fern- und Nahwärmeerzeugung sowie die industrielle Dampferzeugung sein:

- Anlagen in der MW-Klasse sind meist mittelspannungsseitig angebunden und können somit sehr viel leichter in ein weiterentwickeltes Netzsicherheitsmanagement eingebunden werden, da die meisten durch erneuerbare Einspeisung verursachten Engpasssituationen im Verteilnetz oder sogar dem Übertragungsnetz (50Hz) stattfinden.

Eine Ausregelung durch PtH Lasten sollte netztopologisch und auch hinsichtlich der Spannungsebene möglichst nah am Engpass-Verursacher erfolgen.

- Die administrative Umsetzung ist bei Anlagen, die fernwirktechnisch eingebunden sind und über entsprechende Leittechnik verfügen, deutlich einfacher

Anlagen im privaten Bereich sind meist im kleinen Leistungsbereich bis 10 kW angesiedelt, die dort nutzbaren Strommengen pro Anlage sind sehr viel geringer, so dass der Aufwand zur Steuerung und Abrechnung noch deutlich höher ist. Mit der zunehmenden Marktdurchdringung intelligenter Messsysteme („smart metering“) bieten sich mittelfristig jedoch auch in diesem Bereich Chancen.

8.1 Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik für Sektorenkoppler

Wichtig ist aus Sicht der Autoren, dass ein zukünftiger Ordnungsrahmen sachgerecht und praxistauglich ist. Wesentlich sind dabei drei Grundregeln:

- Sektorkoppler, die in Zeiten hoher Netzlast und geringer EE-Einspeisung die Stromnetze durch zusätzlich Ausspeiseleistung belasten, müssen so wie andere Verbraucher gestellt werden und mit regulären Netzentgelten belastet werden
- In Zeiten niedriger Netzlast und hoher EE-Einspeisung bzw. Vorliegen regionaler Engpasssituationen sollten Sektorkoppler netzdienlich abgerufen werden können. Dies kann kaum durch Marktsignale wie die Börsenpreise erfolgen, da diese keine Regionalfaktoren enthalten. Hier sollte – nach Bereitstellung und Freigabe durch den Betreiber – ein diskriminierungsfreier Abruf durch regionale Netzbetreiber möglich sein.
- In Zeitphasen, die weder durch eine hohe Netzbelastung durch Verbraucher noch durch eine hohe Netzlast durch Erzeuger geprägt sind, sollten Sektorkoppler durch den Betreiber frei eingesetzt werden können. Um einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen, sind reduzierte Netzentgelte notwendig.

Diese - teils widersprüchlichen – Anforderungen könnten in einem „Leitplankenmodell“ zusammengeführt werden, das eine Weiterentwicklung heute bereits bestehender Systeme aus atypischer Netznutzung (§19 StromNeV) und zuschaltbaren Verbrauchern (§ 13 Abs 6a EnWG) darstellt und diese kombiniert.

Sinnvoll wäre es, auf Ebene der Verteilnetze durch den jeweiligen Verteilnetzbetreiber zeitliche und ggf. auch stärker regionalisierte „Leitplanken“ zu setzen, in denen eine zuschaltbare Last entweder

- 1) **Netzbelastend** wirkt (Hochlastzeitfenster) und daher wie alle anderen Verbraucher behandelt wird und volle Netzentgelte (Arbeits- und Leistungspreis) zu zahlen hat.
- 2) **Netzneutral** wirkt (Mittellastzeitfenster) und nur eine reduziertes Netzentgelt anfällt (z.B. nur der Arbeitspreis). In diesen Zeiträumen kann die PtH Anlage marktgeführt

eingesetzt werden, und z.B. niedrige Strompreise mit reduzierter Umlagenzahlung nutzen. Netzbetreiber haben keinen Zugriff auf die Leistung (und brauchen diesen auch nicht), diese kann als Regelenenergie oder thermischer Erzeuger durch den Anlagenbetreiber eingesetzt werden.

- 3) **Netzentlastend** wirkt und daher für den Abruf durch den Verteilnetzbetreiber zur Nutzung regionaler EE-Überschüsse bereitsteht. In diesen Zeiträumen ist keine Vermarktung durch den Betreiber (Börse, Regelenenergie) möglich, da die Leistung für den (ggf. auch kurzfristigen) Abruf durch Netzbetreiber reserviert werden muss. Da beim Abruf Wärme erzeugt und die Wärmesenke des lokalen Wärmenetzes genutzt werden muss, sollte der Betreiber allerdings in Zeitprofilen die Anlage ganz oder anteilig zur Nutzung freigeben können (analog zur Poolung bei Regelenenergie). Da hier Strommengen thermisch genutzt werden, die ansonsten im Rahmen von EinsMan oder Spitzenkappung weggeregelt würden, findet auch keine Marktbeeinflussung statt, weil der Lastabruf eine zeitgleiche Abregelung anderer EE-Erzeuger ersetzt. Für die erzeugte Wärme würde der abrufende Netzbetreiber vom PtH Anlagenbetreiber eine geringe Entschädigung erhalten.

Ein solches Regime müsste in seiner zeitlichen Dynamik an die bestehenden Märkte für Regelenenergie und Börsenhandel angepasst werden. Sinnvoll wäre eine Day-ahead oder D-2 Vorgabe von Zeitfenstern bzw. Leitplanken durch den jeweiligen Netzbetreiber in 4 Stunden Zeitscheiben analog zum Markt für Regelenenergie (Sekundärregelleistung und Minutenreserve) jeweils vor den Auktionszeitpunkten Spotmarkt (12.00 Uhr) bzw. Regelenenergiemarkt (11.00 MRL, 9.00 SRL ab Juli 2018)). Dabei können die Zeitfenster je nach Netzlastsituation auch kombiniert werden, z.B. kann im netzneutralen „gelben“ Zeitfenster nur ein Teil der Sektorkopplungsleistung freigegeben werden oder auch nur Anteile davon im „grünen“ Zeitfenster abgerufen werden.

Ein Beispiel für ein solches Zeitregime ist beispielhaft in Abbildung 62 gezeigt.

Phase 1 (rot) entspricht in etwa dem heutigen Hochlastzeitfenster, allerdings mit dem Unterschied, dass es nicht für ein Jahr fest vorgegeben ist sondern je nach prognostizierter Netzlast dynamisch am Vortag festgelegt wird.

Phase 3 (grün) entspricht der Logik nach der Regelung in § 13 Abs 6a EnWG zur Nutzung zuschaltbarer Lasten durch Netzbetreiber, aber ohne Kostenkompensation und nur in Zeiten mit erwartbar hoher Einspeisung Erneuerbarer Energien. Der Betreiber profitiert in diesen Zeiten durch die zusätzliche Wärme, die in der Wärmeversorgung nutzbar ist. Die beispielhafte Visualisierung zeigt solche Phasen in der Winterwoche vor allem nachts und am Wochenende bei hoher negativer Netzlast durch Windeinspeisung und in der Sommerwoche auch durch PV bedingt.

Phase 2 umfasst den restlichen Zeitraum und dürfte die meiste Zeit des Jahres ausmachen.

typische Winterwoche (beispielhaft)

	Mo	Di	Mi	Do	Fr	Sa	So
Uhrzeit							
0-4	3	3	2	2	2	2	3
4-8	2	2	1	1	1	2	3
8-12	2	2	1	1	2	2	3
12-16	2	2	2	2	2	2	2
16-20	2	1	1	1	1	2	2
20-24	3	2	2	2	1	3	3

typische Sommerwoche (beispielhaft)

	Mo	Di	Mi	Do	Fr	Sa	So
Uhrzeit							
0-4	2	3	2	2	2	2	2
4-8	2	3	2	2	2	2	2
8-12	2	2	2	2	2	2	2
12-16	2	2	2	2	2	3	3
16-20	3	2	1	1	2	2	2
20-24	3	2	2	2	2	2	2

1	Hochlastzeitfenster: Volle Netzentgelte
2	Mittellastzeitfenster: Netzneutral
3	Niedriglastzeitfenster: Vorhaltung zum Abruf durch Netzbetreiber

Abbildung 62: Leitplankenmodell zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik für Sektorkoppler (beispielhafte Visualisierung)

Durch eine solche Flexibilisierung und Dynamisierung der Netzentgelte könnten die Anforderungen an eine regionale Netzdienlichkeit mit einer marktorientierten Betriebsweise kombiniert werden, ohne den Spotmarkt unzulässig zu beeinflussen oder Netzentgelte für andere Verbraucher zu erhöhen. Regionale Flexibilitäten können zumindest mittelfristig bei hinreichend vielen Teilnehmern auch zunehmend wettbewerblich organisiert und vermarktet werden (vgl. (VDE, 2014)).

Zudem wäre ein solches System selbstregulierend, da bei zunehmendem Zubau von PtH Anlagen sowohl die Abrufe in den „grünen Zeitscheiben“ für die Einzelanlagen weniger werden als auch die gelben Zeitscheiben kürzer und damit der Anreiz zum Zubau automatisch geringer.

Der administrative Aufwand wäre nur wenig höher als bei der heutigen Regelung, da bei größeren Lasten und Verbrauchern im RLM-Bereich sowieso schon zeitstempelabhängige Tarifstaffelungen üblich sind (z.B. bei atypischer Netznutzung oder Kunden mit Monatsleistungspreissystem). Auch Abrufe von zuschaltbaren Lasten durch Netzbetreiber sind üblich und fernwirktechnisch einfach umzusetzen, z.B. wie heute schon bei Anlagen die an Regelennergiepools angeschlossen sind oder die nach der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) heruntergefahren werden. Mögliche Verfahrensweisen dazu sind in Abschnitt 7.2 skizziert worden.

8.2 Weiterentwicklung der Umlagensystematik für Sektorenkoppler

Ein weiteres Hemmnis für den stärkeren Einsatz von PtH Anlagen ist die bisherige Umlagensystematik, die Strom für Endverbraucher in hohem Maße mit Energiewende-bezogenen Umlagen belegt, z.B. im Gegensatz zu Brennstoffen (vgl. auch (Agora Energiewende, 2017), (VDE, 2015)). Dies zeigen auch alle berechneten Anwendungsfälle.

Eine komplette Befreiung von allen Umlagen für Sektorkopplungs-Anlagen wäre zwar aus Betreibersicht wünschenswert, würde aber auch zu Fehlsteuerungen und Fehlanreizen führen. Ähnlich wie bei den Netzentgelten ist eine sachgerechte und umsetzbare Lösung anzustreben.

Verschiedene Varianten sind möglich und zurzeit auch in der Diskussion:

- Grundsätzliche Neufassung der gesamten Umlagen- und Abgabensystematik mit Verbreiterung der Kosten der Energiewende auf alle Sektoren. Dies könnte z.B. wie von Agora Energiewende vorgeschlagen in Form einer umfassenden CO₂-Besteuerung erfolgen, wodurch sich Brenn- und Treibstoffe für Endverbraucher verteuern und sich Strom verbilligen würde. Da ein solches Konzept weitreichende energiewirtschaftliche, fiskalische und soziale Implikationen hätte und über den Untersuchungsrahmen dieser Studie weit hinaus ginge, wird es hier erwähnt aber nicht weiter ausgeführt.
- Dynamisierung der EEG Umlage: Auch diese Konzept wird seit einigen Jahren diskutiert: Eine dynamische EEG-Umlage wird dabei stundenscharf durch die Multiplikation der Spotmarktpreise mit einem Multiplikator berechnet, analog in etwa zur Umsatzsteuer. Dadurch wird eine Preisverstärkung der Börsenpreissignale erreicht und ein erheblicher Anreiz gesetzt, Lasten in Phasen niedriger Preise zu verlagern. Um eine Umlage in Größenordnung der aktuellen rd. 7 ct/kWh darzustellen, müsste allerdings ein Multiplikator von rd. 2,2 angesetzt werden. Ein solches Konzept ist z.B. in (Agora Energiewende, 2014) oder (frontier economics/BET, 2016) dokumentiert. Auch eine solche Dynamisierung der Umlage hätte massive Auswirkungen auf die Stromerzeugungsstrukturen, Preisbildung und die Abrechnungssystematik.
- Sonderregelung für Sektorkoppler mit teilweiser Befreiung bzw. Reduzierung der Umlagen in Verbindung mit einer zeitlichen Dynamisierung.

Die ersten beiden Konzepte wären mit einem massiven Paradigmenwechsel der Umlagesystematik verbunden und hätten bei Umsetzung erhebliche Auswirkungen auf alle Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen.

Der letzte Punkt wäre eher ein punktueller Eingriff und ließe sich auch mit dem hier vorgeschlagenen Konzept der dynamischen Netzentgelte verbinden.

Denkbar wäre folgendes Modell:

- In Phase 1 (Hochlastzeitfenster, rot) fallen alle Umlagen auch für ausgewiesene steuerbare Lasten an und werden über die RLM-Abrechnung abgerechnet. PtH Anlagen sind damit nicht anders gestellt als alle anderen Verbraucher.
- In Phase 2 (Mittellast, gelb) werden Sektorkoppler von netzbezogenen Abgaben (u.a. KWK-Umlage, Konzessionsabgabe) sowie der Stromsteuer befreit, für die Stromlieferung wird eine reduzierte EEG Umlage von 40% fällig. PtH-Anlagen würden somit so gestellt wie Eigenerzeugungsanlagen, die direkt angeschlossenen Verbraucher beliefern).
- In Phase 3 (grün) wird die Anlage durch den VNB abgerufen, es findet kein Stromlieferprozess mehr statt und es sind auch keine Umlagen zu entrichten. Dies entspricht der heutigen Systematik des Abrufes von Regelleistung, bei dem auch keine Umlagen oder Steuern anfallen.

Ein solcher Ordnungsrahmen würde in vielen Fällen einen auskömmlichen PtH Betrieb ermöglichen und gleichzeitig aber nicht zu einer Systemschiefelage führen, sondern durch die Hinzunahme weiterer umlagepflichtiger Verbraucher (wenn auch in reduzierter Form) andere Endverbraucher entlasten.

Die administrative Abwicklung wäre etwas aufwändiger als bei der heutigen Pauschalregelung, da sich Abgabenbestandteile nicht mehr nur auf die Monats- oder Jahresmengen beziehen, sondern zeitanteilig aufgeteilt werden müssten. Der Mehraufwand ist allerdings bei Lasten im MW-Bereich, wie sie im Bereich der Fernwärmeerzeugung vorkommen, vertretbar. Perspektivisch könnte eine solche Systematik zeitflexibler Netzentgelte und Abgaben auch auf den Bereich dezentraler PtH Anlagen ausgerollt werden, z.B. sobald über smart metering entsprechende Mess- und Kommunikationssysteme zur Verfügung stehen.

8.3 Weiterentwicklung durch eine Verzahnung von Markt und Netzbetrieb

Power-to-Heat Anlagen bieten dem Netzbetreiber eine Flexibilität zur Engpassbewirtschaftung an. Diese kann vom Netzbetreiber in mehreren Phasen genutzt werden (Abb. 62).



Abbildung 63: Einbindung der PtH-Anlagen in den Marktprozess

- **Marktphase** – Den Energiehändlern bzw. den Anlagenbetreibern werden Informationen zum Netzzustand bereitgestellt. Das in Kapitel 8.1 beschriebene Leitplankenmodell kann dazu die notwendigen Preissignale geben. Die Präqualifizierungsanforderungen an eine Regelleistungsbereitstellung erfordern zur Wahrung der Systemsicherheit zusätzliche, technische Signale zur anlagenkonkreten Engpasssituation an die Anbieter. Der Anbieter könnte bei bestehenden Netzrestriktionen nur Anlagen außerhalb des Engpassbereiches vermarkten.
- **Redispatchphase** – Der marktwirtschaftliche Einsatz der PtH-Anlagen durch die Energiehändler ist im Kontext zu Verbrauch, Speicherung und Erzeugung erfolgt. Der Netzbetreiber gleicht in einer Vortagesplanung die Einsatzpläne mit der tatsächlich vorhandenen Netzkapazität ab und leitet ggf. netzkapazitätssteigernde netzbezogene Maßnahmen ein. Ist die Wirkung der in der Marktphase gegebenen Preissignale unzureichend, kann der Netzbetreiber mittels eigener marktbezogener Maßnahmen den Netzengpass weiter entlasten.
- **Einspeisemanagementphase** – Einspeisemanagement ist eine dem Netzbetreiber zur Verfügung stehende, operative Notfallmaßnahme. Sie wird nur eingesetzt, wenn die Wirkung beider vorangegangener Phasen unzureichend gewesen ist. Zur Wahrung der Netz- und Systemsicherheit greift der Netzbetreiber gegenwärtig im Abgleich zum momentan vorliegenden Netzzustand operativ in die Erzeugung ein. PtH-Anlagen können den Energieausfall reduzieren.

In der Markt- und in der Redispatchphase wird mittels planwertbasiertem Verfahren im Vorfeld ein Interessenausgleich zwischen Anbietern, Nachfragern und Netz hergestellt. In dieses Ausgleichsverfahren sind gegenwärtig vorrangig Übertragungsnetzbetreiber, große konventionelle Erzeugungsanlagen, Speicher und Lasten eingebunden. Das schließt auch die exklusive Nutzung großer PtH-Anlagen nach § 13 Abs. 6a EnWG durch den Übertragungsnetzbetreiber ein.

Es wird eine Erweiterung auf dezentrale, erneuerbare Erzeugungsanlagen, auf dezentrale Speicher und das Flexibilitätspotential von Verbrauchsanlagen empfohlen. Eine Erweiterung des Nutzerkreises auf Verteilnetzbetreiber ist geboten. Die Dringlichkeit ergibt sich, da der größte Teil an Verbrauchs-, Speicher- und Erzeugungsanlagen in den Verteilnetzen angeschlossen werden.

8.4 Ökologische Bewertungskriterien

Ein weiteres Hemmnis für die Nutzung von (überwiegend) regenerativ erzeugtem Strom im Wärmesektor ist die bisherige Bilanzierungspraxis hinsichtlich Primärenergiefaktoren und CO₂-Faktoren.

Für die Bewertung von Stromanwendungen ist der vor allem der Primärenergiefaktor der mit einer PtH- Anlage erzeugten Wärme von erheblicher Bedeutung, da er sowohl in die Berech-

nung von Energieausweisen auf Gebäudeebene eingeht als auch in die Testierung von Primärenergiefaktoren für Wärmenetze, die wiederum – bei guten Faktoren – ein erhebliches Vertriebsargument sind.

Die Nutzung von Strom in wärmeerzeugenden PtH-Anlagen wird derzeit nach der ENEC in Verbindung mit der AGFW FW 309 mit einem Primärenergiefaktor von 1,8 berücksichtigt.

Dies gilt pauschal für alle Anwendungsfälle von PtH bei netzdienlichem Einsatz, Regelenergieerbringung und marktorientiertem Einsatz. Ein überwiegender Einsatz von PtH Anlagen in Zeiten hoher regenerativer Erzeugung oder auch die explizite Nutzung von Engpassmengen wird somit mit dem gleichen Pauschalfaktor bewertet wie eine Grundlaststromnutzung

Um einen sinnvollen Einsatz anzureizen, sollte hier die Möglichkeit einer sachgerechten Abgrenzung von Überschussstrom und „regulärem Strom“ geschaffen werden, um eine unerwünschte Benachteiligung zu verhindern. Gleichmaßen muss sichergestellt werden, dass überwiegend fossil erzeugter Graustrom („Dunkelflaute“) sehr wohl mit entsprechenden Primärenergiefaktoren bilanziert wird.

Die Notwendigkeit einer Weiterentwicklung ist in verschiedenen Positionspapieren (vgl. (BMWi, 2017)) und Studien ((Kühne, 2014), (Agora Energiewende / IWES, 2014)) dargelegt worden. Diskutiert werden zwei Modelle:

- Bewertung von explizit regenerativen Strommengen mit einem Faktor von 0 (oder nahe 0 mit Vorketten) für Primärenergie und CO₂. Dies kann durch Festlegung von Kriterien erfolgen wie z.B. dem oben beschriebenen Aufruf durch Netzbetreiber als zuschaltbare Last bei Vorliegen lokaler oder regionaler Netzengpässe oder dem Überschreiten eines Erzeugungsanteils erneuerbarer Energien im Gesamtmarkt (z.B. 80%).
- Einführung einer flexiblen Stromkennzeichnung. Im Extremfall wird dabei für jede Stunde im Jahr ein regenerativer Anteil und damit verbundener dynamischer Primärenergiefaktor veröffentlicht, der dann in die rechnerische Bewertung von Anlagen eingeht (z.B. Berechnung mit Strommarktmodellen, vgl. (Rita Dornmair, 2017)).

Der erste Ansatz wäre noch verhältnismäßig einfach umzusetzen und könnte in das in den Abschnitten 8.1 und 8.3 beschriebene Modell integriert werden.

Der zweite, weiter ausdifferenzierte Ansatz ist bei einem immer regenerativer werdendem Stromsystem mittelfristig notwendig, allerdings durch die zeitvariable Kennzahlbildung mit erheblichem Mehraufwand bei der Bilanzierung verbunden und nur ex-post durchführbar.

8.5 Forschungs- und Förderungsbedarf

Pilotprojekte mit Großwärmepumpen

Wie in Kapitel 5 dargestellt, sind Power-to-Heat Anlagen in den meisten Anwendungen technisch ausgereift, zumindest soweit es die direkte Umwandlung von Strom in Wärme betrifft. Sowohl Elektrokessel als auch Elektrodenkessel in größeren Leistungsbereichen sind am Markt durch mehrere Hersteller verfügbar, sowohl im Bereich der Heißwassererzeugung als auch im Bereich industrieller Dampferzeugung.

In Europa sind bereits eine Vielzahl von PtH-Anlagen im Leistungsspektrum von 2 MW bis 50 MW installiert mit Schwerpunkt in den skandinavischen Ländern.

Größeren Forschungs- und Entwicklungsbedarf gibt es eher im Bereich der Wärmepumpen, vor allem bei Großwärmepumpen im Hinblick auf folgende Aspekte:

- Nutzung eines breiteren Spektrums von Temperaturen der Wärmequellen
- Bereitstellung höherer Vorlauftemperaturen zur Nutzung in größeren Fernwärmenetzen
- Erprobung neuer klimafreundlicher Kältemittel mit niedrigen GWP (Global Warming potential)
- Zuverlässigkeit
- Größere Leistungen im MW Bereich

Hier wäre auch eine gezielte Förderung von Pilotprojekten sinnvoll, da es sich z.T. im Bereich der Hochtemperaturwärmepumpen aber auch bei der Erschließung unkonventioneller Abwärmequellen wie zum Beispiel bei Kläranlagen Flusswasser oder Abwärme aus Gewerbe um noch wenig erprobte Technik handelt. Eine gezielte Entlastung von Umlagen oder netzentgelten für Pilotanwendungen wäre ebenfalls wünschenswert (z.B. analog zu den Sinteg-Projekten des Bundes), dies ist allerdings im Rahmen der Zuständigkeit eines Bundeslandes kaum realisierbar.

Praxisnahe Prozessentwicklung

Es besteht ein erheblicher Forschungsbedarf gerade in der praxisnahen Prozessgestaltung der in dem Kapitel 8 beschriebenen Funktionen. Die Herausforderung besteht in einer zweckmäßigen Integration einer Großzahl unterschiedlichster Stakeholder in einen funktionierenden Gesamtprozess. Zu klärende Fragestellungen wären unter anderem:

- Wie organisiert man die notwendigen kooperativen Prozesse?
- Wie arbeiten die Netzbetreiber in der Kaskade zusammen?

- Welche Aggregationstiefe ist im Informationsaustausch zwischen den Stakeholdern optimal?
- Wie erzielt man Markttransparenz und Diskriminierungsfreiheit?
- Wie bindet man die dezentralen Verbrauchs-, Speicher- und Erzeugungsanlagen in den Prozess ein?
- Wie können Qualitätsmerkmale und Stromkennzeichnungen dynamisch weiterentwickelt werden?

PtH-Anlagen bieten sich als kurzfristig erschließbares Flexibilitätspotential an, um pragmatische Lösungen zu Teilaspekten dieser Fragestellungen zu finden und eine Praxistauglichkeit zu demonstrieren. Wie bereits vorgeschlagen sollte der Fokus zunächst auf große PtH-Anlagen gerichtet werden. Eine Kombination mit Großwärmepumpen ist zu empfehlen.

Ein weiterer Teilaspekt wäre zum Beispiel die Untersuchung der Einbindungsmöglichkeiten dezentraler steuerbarer Lasten (kleine Wärmepumpen, Nachtspeicherheizungen, Heizstäbe in konventionellen Kesselanlagen) und die Nutzung dieser für einen netzdienlichen Betrieb speziell im Niederspannungsnetz und Nutzung der intelligenter Messsysteme gem. Messstellenbetriebsgesetz.

Literaturverzeichnis

AEE. (2014). *Landesinfo Sachsen-Anhalt*.

AEE. (2016). *Strom aus Biomasse*. Abgerufen am 21. 11 2016 von <https://www.unendlich-viel-energie.de/erneuerbare-energie/strom-aus-biomasse>

AGFW. (April 2013). *Transformationsstrategien Fernwärme: TRAFO - Ein Gemeinschaftsprojekt von ifeu-Institut, GEF Ingenieur AG und AGFW erschienen in Forschung und Entwicklung, Heft 24*. Abgerufen am 13. September 2014 von <https://www.agfw.de/forschung-und-innovation/abgeschlossene-projekte/transaktionsstrategien-fernwrme/>

AGFW. (Mai 2014). *Energetische Bewertung von Fernwärme: Bestimmung der spezifischen Primärenergiefaktoren für Fernwärmeversorgungssysteme*. Von https://www.agfw.de/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=0&file=fileadmin/agfw/content/linkes_menue/erzeugung/Energetische_Bewertung/EnEV_und_Fernwaerme/FW_309_1_Arbeitsblatt_und_Geschaeftsordnung.pdf&t=1507159217&hash=f79f8f756637403a79a5b7c35c96d6d958ed8673 abgerufen

Agora Energiewende / IWES. (2014). *Power-to-Heat zur Nutzung von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien*.

Agora Energiewende. (2014). *Der Spotmarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage*.

Agora Energiewende. (2017). *Neue Preismodelle für Energie. Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger. Studie, Berlin 2017*.

Austrian Institute of Technology. (21. Oktober 2015). *Potentiale und Herausforderungen für Wärmepumpen im Bereich der Fernwärme*. Von https://www.google.de/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwik8t_uhdXWAhXrJ8AKHUrVCzEQFgggtMAA&url=https%3A%2F%2Fwww.energieaktiv.at%2Fdownload%2Findex%2Fmediafile%2F542%2Fsqwp_tagung_21.10.15_potentiale_der_wp_in_der_fw_schmid abgerufen

AVACON. (2014). *Netzrichtlinie für Fernwirktechnische Anbindung von an das Mittelspannungsnetz angeschlossenen Erzeugungsanlagen über IEC 60870-5-101 Version 2.0*. AVACON Broschüre.

AVACON. (2015). *Ehemalige HSN: Einspeisemanagement*. Von <https://www.avacon.de/cps/rde/xchg/avacon/hs.xsl/6139.htm> abgerufen

AVACON. (2015). *e-home Energieprojekte 2020 Innovative Lösungen für die Energieversorgung von morgen*. AVACON Broschüre.

- AVACON. (2015). *Einspeisemanagement*. Von Informationen-Avacon Internet: <https://www.avacon.de/cps/rde/xchg/avacon/hs.xsl/3266.htm> abgerufen
- AVACON. (2015). *Lastgänge Einspeisung 2015 Sachsen Anhalt*. Von <https://www.avacon.de/cps/rde/xchg/avacon/hs.xsl/152.htm> abgerufen
- AVACON. (2015). *Lastgänge Rückeinspeisung 2015 Sachsen Anhalt*. <https://www.avacon.de/cps/rde/xchg/avacon/hs.xsl/152.htm>.
- AVACON. (2015). *Strukturmerkmale Storm*. Von <https://www.avacon.de/cps/rde/xchg/avacon/hs.xsl/152.htm> abgerufen
- AVACON. (2015). *Technische Umrüstung EFR Empfänger Fernwirktechnik*.
- AVACON. (2016). *Ausbau des Umspannwerkes in Wolmirstedt geht zügig voran*. Von <https://www.avacon.de/cps/rde/xchg/avacon/hs.xsl/5056.htm> abgerufen
- AVACON. (2016). *Erneuerbare Energien Bericht 2014 / 15*. Von <https://www.avacon.de/cps/rde/xchg/avacon/hs.xsl/3266.htm> abgerufen
- AVACON. (2016). *Netzdaten 2015*. Von <https://www.avacon.de/cps/rde/xchg/avacon/hs.xsl/157.htm> abgerufen
- BMWi. (2015). *Ein Strommarkt für die Energiewende*. Berlin.
- BMWi. (11. 03 2015). *Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt*. Abgerufen am 27. 07 2016 von http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/marktanreizprogram-map-foerderichtlinien-waermemarkt-2015-03.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- BMWi. (2016). *Impulspapier Strommarkt 2030*. Berlin.
- BMWi. (2016a). *Wasserkraft*. Von <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Technologien/Wasserkraft/wasserkraft.html> abgerufen
- BMWi. (2017). *Ergebnispapier Strom 2030: Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre*. Berlin.
- BMWi. (kein Datum). *Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz*. Abgerufen am 26. 07 2016 von http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Recht-Politik/Das_EEWaermeG/das_eewaermeg.html
- BNetzA. (11. Dezember 2013). *Beschluss BK4-13-739 der Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur vom 11.12.2013*. Abgerufen am 2. Juli 2015 von www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-

Geschäftszeichen-Datenbank/BK4-GZ/2013/2013_700bis799/BK4-13-739_BKV/BK4-13-739_Entscheidung_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=3

BNetzA. (2015). *Gemeinsamer Netzausbauplan der 100-kV- Flächennetzbetreiber 2015*. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahn.

BNetzA. (2015). *Gemeinsamer Netzausbauplan der 110-kV- Flächennetzbetreiber 2015*. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahn.

BNetzA. (2015). *Lastgänge Einspeisung Sachsen Anhalt 2014*. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahn.

BNetzA. (Juli 2016 b). *Leitfaden zur Eigenversorgung*. Abgerufen am 28. 11 2016 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Eigenversorgung/Finaler_Leitfaden.pdf?__blob=publicationFile&v=2

BNetzA. (7. September 2016 b). *Workshop: Zuschaltbare Lasten - Nutzen statt Abregeln nach § 13 Abs. 6a EnWG*. Abgerufen am 29. November 2016 von https://www.bundesnetzagentur.de/cln_1411/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/VortraegeVeranstaltungen/VortraegeVeranstaltungen-node.html

BNetzA. (7. September 2016 c). *Workshop: Zuschaltbare Lasten - Nutzen statt Abregeln nach § 13 Abs. 6a EnWG*. Abgerufen am 29. November 2016 a von https://www.bundesnetzagentur.de/cln_1411/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/VortraegeVeranstaltungen/VortraegeVeranstaltungen-node.html

BNetzA. (24. 02 2016). *Quartalsberichte 2015 und 2016*. Abgerufen am 21. 11 2016 von Berichte zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Netz_Systemsicherheit/Berichte/Berichte_node.html

BNetzA. (29. Mai 2017). *Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen: Viertes Quartal und Gesamtjahr 2016*. Abgerufen am 14. Juli 2017 von <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Allgemeines/Presse/Mediathek/Berichte/berichte-node.html>

EEWärmeG. (2009). *Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz - EEWärmeG*. Abgerufen am 26. 07 2016 von <http://www.buzer.de/s1.htm?a=&g=EEW%C3%A4rmeG&kurz=KWKG&ag=11872>

ENERKO. (2012). *Endbericht - Energie- und Emissionskataster Sachsen-Anhalt für die Emittentengruppe „kleine und mittlere Feuerungsanlagen“*. Aldenhoven.

Fachkommission Bautechnik der Bauministerkonferenz. (29. Februar 2012).

Auslegungsfragen zur Energieeinsparverordnung – Teil 16. Von

https://www.google.de/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=4&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwiVs4_nrdXWAhVLDMAKHXo5CvAQFghBMAM&url=https%3A%2F%2Fwww.dibt.de%2Fde%2FService%2Fdata%2FEnEG_Staffel16.pdf&usg=AOvVaw1dcI2jRuv19oZGDorgM0vb abgerufen

frontier economics/BET. (2016). *Kosten und Nutzen einer Dynamisierung von Strompreiskomponenten als Mittel zur Flexibilisierung der Nachfrage*.

IEA-ETSAP, I. (01 2013). Biomass Co-firing - Technology Brief.

Inst., E. R. (2014). *Studie zur Optimierung des Gesamtsystems der Flexibilitätsoptionen im Energiesektor in Sachsen-Anhalt unter besonderer Berücksichtigung von Speichern*.

IWU. (2016). *Gradtagszahlen für Deutschland*. Von

https://www.google.de/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwjOg-PuhMHQAhXGCsAKHdNjDbcQFggdMAA&url=http%3A%2F%2Fwww.iwu.de%2Ffileadmin%2Fuser_upload%2Fdateien%2Fenergie%2Fwerkzeuge%2FGradtagszahlen_Deutschland.xls&usg=AFQjCNGAh abgerufen

Kriener, M. (02. 02 2012). *Die Kraft aus der Luft*. Abgerufen am 21. 11 2016 von Zeit online: <http://www.zeit.de/2012/06/Windkraft>

Kühne, J. (6 2014). Überschussstromspeicherung mit thermischen Applikationen. *Eutoheat & Power*.

KWKG. (21. 12 2015). *Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz - KWKG*. Abgerufen am 27. 07 2016 von <http://www.buzer.de/gesetz/11872/a196411.htm>

KWKG. (gültig ab 01.01.2016). *Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung*.

MITNETZ. (2015). *Schaltleitungen und Netzbetrieb bei MITNETZ STROM*. Halle: Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom.

MITNETZ STROM. (29. November 2016 b). *Entgelte für Netznutzung*. Abgerufen am 29. November 2016 von <https://www.mitnetz-strom.de/Stromnetz/Netznutzung/Entgelte fuer Netznutzung>

Netzbetreiber. (2014). *10-Punkte-Programm Systemdienstleistungen VNB und ÜNB der Regelzone 50Hertz*.

NETZTRANSPARENZ.DE. (29. November 2016). *Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*. Abgerufen am 29. November 2016 von <https://www.netztransparenz.de/de/index.htm>

NRW, E. (2016). *Überblick Förderungen*. Abgerufen am 27. 07 2016 von <http://www.energieagentur.nrw/foerderung/ueberblick-foerderung>

Rita Dornmair, P. K. (2017). *Dynamische Primärenergiefaktoren - Konzept mit einem Stromsystemmodell*. München: TU München.

Sachsen-Anhalt, S. L. (07. 12 2015). *Daten und Fakten*. Abgerufen am 24. 11 2016 von http://www.stala.sachsen-anhalt.de/Internet/Home/Daten_und_Fakten/4/43/439/Bruttostromerzeugung_nach_Energietraegern_und_Jahren_in_Sachsen-Anhalt.html

ST, K. (2016). *Zukunftschancen für Sachsen-Anhalt - verlässlich, gerecht und nachhaltig*. Sachsen-Anhalt.

VAPEC AG. (03. Oktober 2017). *Hochspannungs-Elektrodenkessel*. Von <http://www.vapec.ch/elektrodenkessel/elektrodenkessel/> abgerufen

VDE. (2014). *Regionale Flexibilitätsmärkte - Marktbasierte Nutzung von regionalen Flexibilitätsoptionen als Baustein zur erfolgreichen Integration von erneuerbaren Energien in die Verteilnetze*. Frankfurt am Main: VDE/ETG.

VDE. (2015). *VDE Studie: Potenziale für Strom im Wärmemarkt bis 2050 - Wärmeversorgung in flexiblen Energieversorgungssystemen mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien*. Frankfurt: VDE/ETG.

WEO. (2015). *World Energy Outlook* . IEA.

Wikipedia. (06. 11 2016). *Windenergie*. Abgerufen am 21. 11 2016 von <https://de.wikipedia.org/wiki/Windenergie>

Zentrum für regenerative Energien Sachsen - Anhalt, Z. e. (10. 05 2015). *Wissenschaftliche Begleitung der Koordinierung des Ausbaus der erneuerbaren Energien in Sachsen-Anhalt*.

ZERE. (2015). *Abschlussbericht: Wissenschaftliche Begleitung der Koordinierung des Ausbaus der erneuerbaren Energien in Sachsen-Anhalt*.

Anhang

A – Energiebilanz Sachsen-Anhalt 2014 in GWh (Quelle STALA, Bearbeitung ENERKO)

Energiebilanz des Landes Sachsen-Anhalt für das Jahr 2014 in GWh		Ziele		Stromerzeugung		Stromverbrauch		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe		Brennstoffe	
--	--	-------	--	----------------	--	----------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--	-------------	--

B – Altersstruktur Heizungsanlagen (kleine und mittlere Feuerungsanlagen) in Sachsen-Anhalt (Datenstand 2011, Quelle (ENERKO, 2012))

	vor 1990	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
kreisfreie Stadt Dessau-Roßlau	372	189	1.277	1.500	1.459	1.199	964	841	685	610	498	643	351	817	383	296	243	260	218	248	275	268	226
kreisfreie Stadt Halle (Saale)	5.139	607	1.845	3.649	3.459	2.370	2.693	2.611	2.361	2.087	1.922	2.317	1.222	1.292	851	985	826	735	681	673	763	388	2
kreisfreie Stadt Magdeburg	4.405	438	2.924	4.224	3.120	5.564	2.658	2.397	2.069	2.103	1.888	1.362	885	869	970	1.069	841	741	652	639	677	216	6
Altmarkkreis Salzwedel	484	791	2.859	3.633	2.387	2.491	1.999	1.939	1.436	1.297	1.072	854	657	554	563	558	456	439	371	390	400	390	195
Landkreis Anhalt-Bitterfeld	2.559	422	2.665	3.770	3.277	3.341	2.830	2.526	1.837	1.667	1.383	995	778	1.493	732	699	617	604	487	533	558	549	305
Landkreis Börde	764	646	4.597	5.426	4.928	4.408	3.903	3.552	2.710	2.406	2.042	1.591	1.105	980	985	1.041	760	725	581	687	786	778	374
Burgenlandkreis	932	382	2.211	3.431	3.299	3.772	2.437	2.180	1.575	1.380	1.090	922	583	532	555	473	470	469	449	404	457	485	259
Landkreis Harz	3.845	662	4.276	5.881	4.293	3.918	3.473	3.485	2.913	2.421	2.141	1.690	1.152	1.061	998	1.006	803	879	659	746	843	786	404
Landkreis Jerichower Land	272	515	2.188	2.408	2.038	2.445	2.057	2.165	1.632	1.633	1.207	895	613	584	606	492	423	416	383	462	515	429	215
Landkreis Mansfeld-Südharz	5.051	311	1.826	2.352	2.464	2.378	2.117	1.977	1.432	1.322	1.049	770	590	526	508	450	392	365	357	373	437	417	245
Landkreis Saalekreis	975	552	2.950	4.611	3.454	3.855	3.662	3.690	2.973	2.532	1.756	1.475	901	807	765	698	595	632	440	556	646	599	324
Salzlandkreis	5.114	739	3.751	6.084	4.289	4.540	3.782	3.937	2.897	2.654	1.982	1.716	1.236	945	986	886	743	729	598	821	837	816	401
Landkreis Stendal	1.127	585	2.663	3.051	2.613	2.389	2.252	2.515	1.819	1.629	1.310	1.043	826	530	536	500	536	422	323	399	429	438	272
Landkreis Wittenberg	512	193	1.796	2.617	2.121	2.224	1.865	1.977	1.610	1.064	908	653	549	579	517	425	304	306	229	241	266	316	248
Summe	31.551	7.032	37.828	52.637	43.201	44.894	36.692	35.792	27.949	24.805	20.248	16.926	11.448	11.569	9.955	9.578	8.009	7.722	6.428	7.172	7.889	6.875	3.476
Summe kumuliert (älter als..)	31.551	38.583	76.411	129.048	172.249	217.143	253.835	289.627	317.576	342.381	362.629	379.555	391.003	402.572	412.527	422.105	430.114	437.836	444.264	451.436	459.325	466.200	469.676
Anteil kumuliert	7%	8%	16%	27%	37%	46%	54%	62%	68%	73%	77%	81%	83%	86%	88%	90%	92%	93%	95%	96%	98%	99%	100%