

# Potenziale und Handlungsfelder für eine nachhaltige Energieversorgung im Landkreis Wittenberg

Reiner Lemoine Institut gGmbH





# Machbarkeitsstudie Potenziale und Handlungsfelder für eine nachhaltige Energieversorgung im Landkreis Wittenberg

**Durchgeführt von** Reiner Lemoine Institut gGmbH  
Ostendstr. 25  
12459 Berlin

**Projektverantwortliche** Dipl.-Ing. (FH) Elisa Gaudchau  
Dipl.-Ing. Berit Müller

**Unter Mitwirkung von** M. Sc. Birgit Schachler  
Dipl. Ing. Uwe Krien  
B. Sc. Steven Lindner  
B. Sc. Marena Pützscher

**Durchführungszeitraum** 01.2012 - 12.2014

Das Projekt elubes wird im Rahmen des Programms "CSR - Gesellschaftliche Verantwortung im Mittelstand" durch das Bundesministerium für Arbeit und Soziales und den Europäischen Sozialfonds gefördert.



# Inhaltsverzeichnis

<b>Fazit</b>	<b>5</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>7</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>9</b>
<b>1. Einleitung</b>	<b>12</b>
1.1. Hintergrund und Ziele . . . . .	12
1.2. Aufbau der Studie . . . . .	14
<b>I. Szenarien für eine nachhaltige Energieversorgung</b>	<b>15</b>
<b>2. Methodik und Simulation</b>	<b>15</b>
2.1. Modell . . . . .	15
2.2. Berücksichtigung der einzelnen Komponenten im Modell . . . . .	16
2.2.1. Fluktuierende Erneuerbare Energien . . . . .	18
2.2.2. Bioenergie . . . . .	19
2.2.3. Wasserkraft . . . . .	19
2.2.4. Fossile Energieerzeugung . . . . .	19
2.2.5. Wärmepumpen . . . . .	20
2.2.6. Solarthermie . . . . .	20
2.2.7. Speicher . . . . .	20
2.2.8. Wärmenetze . . . . .	21
<b>3. Datenbasis</b>	<b>21</b>
3.1. Lastgänge . . . . .	21
3.1.1. Haushalte . . . . .	21
3.1.2. Gewerbe-Handel-Dienstleistung . . . . .	22
3.1.3. Industrie . . . . .	22
3.2. Bestehender Kraftwerkspark . . . . .	23
3.3. CO <sub>2</sub> -Emissionen . . . . .	25
3.4. Kosten . . . . .	27
<b>4. Potenziale im Landkreis Wittenberg</b>	<b>28</b>
4.1. Windenergie . . . . .	28
4.2. Sonnenenergie . . . . .	29
4.2.1. PV-Freiflächen . . . . .	29
4.2.2. PV-Dach . . . . .	29
4.2.3. Solarthermie . . . . .	30
4.3. Bioenergie . . . . .	30

<b>5. Szenarien</b>	<b>31</b>
5.1. Szenarien zum Ausbau der EE-Potenziale . . . . .	31
5.2. Lastverschiebe- und Speicherszenarien . . . . .	31
5.2.1. Wärmepumpenszenarien . . . . .	32
5.2.2. PtH-Speicher-Szenarien . . . . .	33
5.2.3. Batteriespeicherszenarien . . . . .	33
5.3. Sanierungsszenarien . . . . .	33
5.4. Gewerbeszenario . . . . .	34
5.5. Maximalszenario . . . . .	34
<b>6. Ergebnisse</b>	<b>35</b>
6.1. Szenarien zum Ausbau der EE-Potenziale . . . . .	35
6.2. Lastverschiebe- und Speicherszenarien . . . . .	39
6.2.1. WP-Szenarien . . . . .	39
6.2.2. PtH-Speicher-Szenarien . . . . .	41
6.2.3. Batteriespeicherszenarien . . . . .	43
6.2.4. Vergleich der WP-, PtH-Speicher- und Batteriespeicherszenarien . . . . .	44
6.3. Sanierungsszenarien . . . . .	46
6.4. Gewerbeszenario . . . . .	47
6.5. Maximalszenario . . . . .	47
<b>7. Zusammenfassung Teil I</b>	<b>50</b>
<b>II. Mögliche Beiträge zu einer nachhaltigen Energieversorgung</b>	<b>51</b>
<b>8. Handlungsfelder für Unternehmen</b>	<b>51</b>
8.1. Energieeffizienzmaßnahmen . . . . .	51
8.1.1. Begriffsklärung . . . . .	51
8.1.2. Energieeffizienzprodukte, Maßnahmen und Dienstleistungen . . . . .	53
8.1.3. Nebeneffekte und Externalitäten der Energieeffizienz . . . . .	57
8.1.4. Förderung . . . . .	58
8.2. Nutzung lokaler Synergien . . . . .	58
8.2.1. Projekte mit Synergieeffekt . . . . .	59
8.2.2. Bedeutung von Netzwerken . . . . .	62
8.3. Vermarktung von Strom und Wärme . . . . .	64
8.3.1. Zentrale Vermarktung von Strom . . . . .	65
8.3.2. Dezentrale Vermarktung von Strom . . . . .	67
8.3.3. Vermarktung von Wärme . . . . .	69
8.4. Eigenverbrauch von Strom und Wärme . . . . .	70
8.4.1. Eigenverbrauch von Strom . . . . .	70
8.4.2. Eigenverbrauch von Wärme . . . . .	72
8.5. Genossenschaften als geeignete Rechtsform regionaler Energieversorgung . . . . .	73

8.5.1.	Die eingetragene Genossenschaft (eG) . . . . .	73
8.5.2.	Die Energiegenossenschaft . . . . .	75
8.5.3.	Rechtlicher Rahmen der Genossenschaft . . . . .	77
<b>9.</b>	<b>Kommunale Netze</b>	<b>80</b>
9.1.	Elektrische Netze . . . . .	80
9.1.1.	Historie . . . . .	80
9.1.2.	Struktureller Aufbau des Elektrizitätsnetzes . . . . .	81
9.1.3.	Liberalisierung des Strommarktes . . . . .	81
9.1.4.	Wegenutzungsrecht . . . . .	82
9.1.5.	Strompreiszusammensetzung . . . . .	82
9.2.	Bedeutung der Netze für die Energiewende . . . . .	83
9.2.1.	Chancen eines kommunalen Netzbetriebes . . . . .	83
9.2.2.	Risiken für Kommunen als Verteilnetzbetreiber . . . . .	84
9.2.3.	Praxisbeispiel - Stadtwerke Müllheim-Staufen GmbH . . . . .	85
9.3.	Situation in der Region Wittenberg . . . . .	87
9.3.1.	Zeitpunkt der Konzessionsvergabe . . . . .	88
9.3.2.	Aktueller Konzessionär . . . . .	88
9.4.	Grundlagen der Rekommunalisierung . . . . .	88
9.4.1.	Zeitlicher Rahmen . . . . .	89
9.4.2.	Organisationsform des Netzbetreibers . . . . .	89
9.4.3.	Netzübernahme durch das kommunale Unternehmen . . . . .	90
9.4.4.	Kaufpreisermittlung . . . . .	91
9.5.	Kosten des Netzausbaus . . . . .	93
<b>10.</b>	<b>Politische Handlungsfelder</b>	<b>94</b>
<b>11.</b>	<b>Zusammenfassung Teil II</b>	<b>96</b>
	<b>Quellenverzeichnis</b>	<b>97</b>
<b>A.</b>	<b>Anhang</b>	<b>105</b>
A.1.	Erstellung der normierten Einspeisezeitreihen der FEE im Modell . . . . .	105
A.1.1.	PV-Einspeisezeitreihe . . . . .	105
A.1.2.	Windenergie-Einspeisezeitreihe . . . . .	105
A.1.3.	Solarthermie . . . . .	106
A.2.	Annahmen zur Definition des bestehenden Kraftwerksparks . . . . .	111
A.2.1.	Installierte Leistungen Erneuerbarer Energien . . . . .	111
A.2.2.	Fossile KWK-Anlagen . . . . .	112
A.2.3.	Wärmepumpenanlagen . . . . .	112
A.2.4.	Wirkungsgrade . . . . .	113
A.2.5.	Sanierungsstand . . . . .	115
A.3.	Annahmen für Kosten und CO <sub>2</sub> -Emissionen . . . . .	115

A.3.1.	CO <sub>2</sub> -Emissionen . . . . .	115
A.3.2.	Investitions- und Betriebskosten . . . . .	119
A.3.3.	Berechnung des Gaspreises . . . . .	124
A.3.4.	Kosten für Sanierung . . . . .	124
A.3.5.	Aufteilung der CO <sub>2</sub> -Emissionen bei KWK . . . . .	125
A.4.	Szenarien . . . . .	127
A.4.1.	Biogas-Potenzialausbau . . . . .	127
A.4.2.	PtH-Speicher-Szenarien . . . . .	128
A.4.3.	WP-Szenarien . . . . .	128
A.4.4.	Sanierungsszenarien . . . . .	130
A.4.5.	Gewerbeszenario . . . . .	130
A.4.6.	Maximalszenario . . . . .	132

## Fazit

Die Analyse der bestehenden Energieversorgung, Berechnungen verschiedener Versorgungsszenarien für den Landkreis Wittenberg und eine Untersuchung aktueller politischer Rahmenbedingungen haben zu verschiedenen Ergebnissen geführt:

- Die angesetzten Potenziale für Erneuerbare Energien reichen nicht aus, um die Energieversorgung des Landkreises autark zu gestalten. Zusätzliche Windvorrangflächen und Anreize für Investitionen in Photovoltaik und Bioenergie werden benötigt. Besonders im Bereich Wärme bestehen große Defizite.
- Ein ambitionierter Ausbau Erneuerbarer Energien führt in Kombination mit Wärmepumpen, Stromheizungen oder Batterien zu erheblichen CO<sub>2</sub>-Einsparungen. Dabei entwickeln sich die Gesamtsystemkosten je nach Szenario ähnlich zu den Kosten des bestehenden Systems. Unter geeigneten Umständen können die Kosten sogar gesenkt werden. Eine Erhöhung des Autarkiegrads um über 10 % lässt sich ohne Kostensteigerungen bewerkstelligen.
- Windkraft und Photovoltaik sollten gleichmäßig ausgebaut werden, da der einseitige Ausbau einzelner Technologien zu größeren Überschüssen führt.
- Lokale Unternehmen können einen großen Beitrag auf dem Weg zu einer klimaneutralen Energieversorgung leisten. Der Betrieb von Biogas-BHKW und Photovoltaik-Anlagen hat dabei das größte Potenzial, CO<sub>2</sub>-Emissionen und Kosten zu senken. Dabei profitieren Unternehmen von der positiven Außenwirkung und die Region von einer erhöhten kommunalen Wertschöpfung. Weiterhin sind geeignete Energieeffizienzmaßnahmen von großer Bedeutung für Unternehmen. Zeitmangel und fehlende Expertise stellen dabei aber oft große Hindernisse dar.
- Investitionen durch Privatpersonen und KMU haben eine große Bedeutung für die Energiewende und die Entwicklung der Kommunen, Rahmenbedingungen für Bürgerenergieprojekte sollten deshalb verbessert und nicht verschlechtert werden.



# Abbildungsverzeichnis

1.	Auswirkungen von EE und Energieeffizienz . . . . .	13
2.	Im Modell berücksichtigte Ressourcen und Verbraucher . . . . .	16
3.	Modell: zentrale Wärmeversorgung . . . . .	17
4.	Modell: dezentrale Wärmeversorgung und Speicher . . . . .	18
5.	Anteil der EE an der Deckung des Endenergiebedarfs sowie Anteil des zum Zeitpunkt der Erzeugung nicht im Landkreis genutzten Stroms aus den FEE in den Ausbauszenarien der FEE . . . . .	36
6.	Entwicklung der Gesamtemissionen und -kosten bei Ausbau der ermittelten Wind- und PV-Potenziale . . . . .	37
7.	Gesamtemissionen und -kosten bei Ausbau der ermittelten Potenziale Erneuerbarer Energien . . . . .	38
8.	Anteil der EE an der Deckung des Endenergiebedarfs (mit und ohne Nutzung der Biogas-BHKW-Wärme) sowie Anteil des zum Zeitpunkt der Erzeugung nicht im Landkreis genutzten Stroms aus den FEE in den Biogas-Potenzialausbauszenarien . . . . .	38
9.	Stromlast- und Erzeugungszeitreihe einer Märzwoche (Übergangszeit) im 100%-EE-Szenario . . . . .	39
10.	Gesamtemissionen und -kosten der WP-Ausbauszenarien . . . . .	40
11.	Anteil EE an der Deckung des Endenergiebedarfs sowie Anteil des zum Zeitpunkt der Erzeugung nicht im Landkreis genutzten Stroms aus den FEE in den WP-Ausbauszenarien . . . . .	40
12.	Auswirkung der Variation der Speicherkapazität der WP-Speicher in den 20%-WP-Szenarien . . . . .	42
13.	Gesamtemissionen und -kosten der PtH-Speicher-Ausbauszenarien . . . . .	43
14.	Anteil EE an der Deckung des Endenergiebedarfs sowie Anteil des zum Zeitpunkt der Erzeugung nicht im Landkreis genutzten Stroms aus den FEE in den PtH-Speicher-Ausbauszenarien . . . . .	43
15.	Gesamtemissionen und -kosten der Batteriespeicher-Ausbauszenarien . . . . .	44
16.	Anteil EE an der Deckung des Endenergiebedarfs sowie Anteil des zum Zeitpunkt der Erzeugung nicht im Landkreis genutzten Stroms aus den FEE in den Batteriespeicher-Ausbauszenarien . . . . .	44
17.	Vergleich von WP, PtH-Speichern und Batteriespeichern für einen Ausbau der FEE von 100% . . . . .	45
18.	Vergleich der Investitionskosten pro eingesparter Tonne CO <sub>2</sub> für WP, PtH-Speicher und Batteriespeicher in den jeweiligen Ausbauszenarien . . . . .	46
19.	Gesamtemissionen und -kosten der Sanierungsszenarien . . . . .	47
20.	Anteile der Einzelmaßnahmen an der Emissionsminderung im Gewerbeszenario . . . . .	48
21.	Gesamtemissionen und -kosten sowie Anteil EE an der Deckung des Strom- und Wärmebedarfs im Maximalszenario sowie weiteren . . . . .	49

22.	Kostenentwicklung bei Steigerung des Autarkiegrades durch Ausbau der Batteriespeicherkapazität im Maximalszenario . . . . .	49
23.	Gegenüberstellung: Tageslastgang einer Bäckerei mit Backstube und eines Friseurladens . . . . .	62
24.	Aktuelle Verteilung der Konzession zum Betrieb der Elektrizitätsverteilernetze im Landkreis Wittenberg aufgeschlüsselt nach Gemeinden [nach Angaben der Netzbetreiber MITNETZ Strom und den Stadtwerken Wittenberg] . . . . .	87
25.	Schema des TRNSYS-Modells zur Simulation solarthermischer Wärmenutzung in Ein- und Mehrfamilienhäusern . . . . .	108

# Tabellenverzeichnis

1.	Heizungsanteile . . . . .	25
2.	Installierte Leistungen der EE-Anlagen in den Szenarien zum Ausbau der EE-Potenziale (Angaben in MW) . . . . .	32
3.	Vergütungssätze für Photovoltaik-Anlagen nach EEG 2014 . . . . .	66
4.	Bewertung der Chancen und Risiken für die Rekommunalisierung in Müllheim und Staufen i.Br. . . . .	86
5.	Parameter zur Erstellung des WW-Lastgangs sowie zur Definition der Solarthermieanlage zur Warmwasserbereitung . . . . .	109
6.	Parameter zur Erstellung des Heizlastgangs sowie zur Definition der Solarthermieanlage zur kombinierten Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung . . . . .	109
7.	Weitere Simulationsparameter zur Simulation solarthermischer Wärmenutzung in TRNSYS . . . . .	111
8.	Wirkungsgrade der Heizungsanlagen im Modell. Bei Angabe von zwei Werten gilt der größere Wert für neue Anlagen und der kleinere Wert für alte Anlagen . . . . .	113
9.	Wirkungsgrade verschiedener Technologien . . . . .	114
10.	Sanierungsstand im Ist-Zustand . . . . .	115
11.	Direkte Emissionen (Angaben für Rohstoffe beziehen sich auf die eingesetzte MWh Brennstoff) . . . . .	115
12.	Verwendete Literaturwerte der CO <sub>2</sub> -Emissionen monokristalliner PV-Module (Werte gelten für einen Betrachtungszeitraum von 30 Jahren) . . . . .	116
13.	Verwendete Literaturwerte der CO <sub>2</sub> -Emissionen von Windkraftanlagen (Werte gelten für einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren) . . . . .	116
14.	Verwendete Literaturwerte der CO <sub>2</sub> -Emissionen von BHKW, Spitzenkessel und Gas-GuD-Kraftwerk (Werte gelten für den angegebenen Betrachtungszeitraum) . . . . .	117
15.	Degressive Regressionen aus Angaben in Tabelle 14 (Vgl. Kapitel 3.3) . . . . .	117
16.	CO <sub>2</sub> -Emissionen der Technologien (Werte gelten für den Betrachtungszeitraum von einem Jahr) . . . . .	118
17.	Kosten der Technologien . . . . .	120
18.	Größenabhängige Investitionskosten . . . . .	122
19.	Brennstoffkosten inkl. sonstiger variabler Kosten . . . . .	123
20.	Kosten zur Sanierung einzelner Gewerke auf ENEC 2009 Standard bezogen auf den m <sup>2</sup> Wohnfläche nach Darup and Neitzel [2010] . . . . .	125
21.	Anteile der Heizungssysteme im 100%-Biogas-Szenario (Angaben in %) . . . . .	128
22.	Maximale Wärmelast der Heizungssysteme (ohne industriellen Wärmebedarf) . . . . .	128
23.	Anteile der Heizungssysteme in den WP-Szenarien (Angaben in %) . . . . .	129
24.	Weitere Annahmen für die WP-Szenarien . . . . .	129
25.	Sanierungsstand in den Sanierungsszenarien (Angaben in %) . . . . .	130

26.	Anteile der Heizungssysteme im Gewerbe-Szenario (Angaben in %)	. . . .	131
27.	Anteile der Heizungssysteme im Maximalszenario (Angaben in %)	. . . .	132



# 1. Einleitung

## 1.1. Hintergrund und Ziele

Das Programm “CSR - Gesellschaftliche Verantwortung im Mittelstand”, gefördert vom Bundesministerium für Arbeit und Soziales (BMAS) sowie dem Europäischen Sozialfonds (ESF) zielt darauf ab, kleinen und mittleren Unternehmen Lösungsansätze zur verantwortlichen Unternehmensführung zu bieten, die zum unternehmerischen Erfolg beitragen. Das Projekt elubes beschäftigt sich in diesem Rahmen schwerpunktmäßig mit den Themen Energieeffizienz und Erneuerbare Energien im Landkreis Wittenberg. Hier können Unternehmen nicht nur in Sachen Umweltschutz, Nachhaltigkeit und soziale Verantwortung punkten sondern auch erhebliche Einsparpotentiale nutzen oder Gewinne durch die Erzeugung und Vermarktung von Energie erreichen. Kleine und mittlere Unternehmen können besonders aufgrund ihrer Vielzahl und ihrer regionalen Außenwirkung einen erheblichen Beitrag zur nachhaltigen Entwicklung in der Region leisten. “elubes” steht dabei für Engagement lokaler Unternehmen für nachhaltiges Bewusstsein im Bereich der Energieeffizienz schaffen.

Abbildung 1 stellt die positiven Effekte durch den Einsatz Erneuerbarer Energien und Energieeffizienzmaßnahmen sowohl für die Unternehmen selber als auch für Umwelt und Politik dar.

Den Unternehmen kommt dabei eine wichtige Rolle zu. Neben den häufig großen Kosteneinsparungen haben die Maßnahmen intern Strahlkraft und Vorbildwirkung für die MitarbeiterInnen, außerdem wird das Image der Unternehmen durch die positiven Auswirkungen auf die Umwelt aufgewertet. Diese sind im Wesentlichen die verminderten CO<sub>2</sub>-Emissionen, welche wiederum dazu führen, dass kostenintensive Umweltschäden ausbleiben. Dieses Ziel sollte in erster Linie von der Politik verfolgt werden, aber natürlich auch die Unternehmen und Privatpersonen profitieren von einer nachhaltigen Entwicklung in der Region. Ein weiterer wichtiger Aspekt bei Investitionen in Erneuerbare Energien ist die kommunale Wertschöpfung. Aufgrund des dezentralen Charakters der EE fließen nicht nur Steuereinnahmen in die Gemeindekassen, auch Dienstleistungen wie Planung und Bau werden oft direkt in der Region erbracht. Von besonderer Bedeutung sind die Gewerbesteuerzahlungen der Anlagenbetreiber, die nach einer Studie des Instituts für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) 64 % des kommunalen Steueraufkommens aus Erneuerbaren Energien ausmachen<sup>1</sup>.

Die Parteien “Umwelt”, “Unternehmen” und “Politik” stehen in gegenseitigen Wechselwirkungen, wobei die Unternehmen die wichtigsten Akteure in der Umsetzung sind. Der Politik kommt dabei die wichtige Aufgabe zu, geeignete Rahmenbedingungen zu schaffen.

Um Politik und Unternehmen bei der Gestaltung einer nachhaltigen Energieversorgung des Landkreises Wittenberg zu unterstützen, wurde im Projekt elubes eine Simulationsumgebung entwickelt, mit der die Energieversorgung des Landkreises abgebildet werden kann

---

<sup>1</sup>Mühlenhoff [2010]

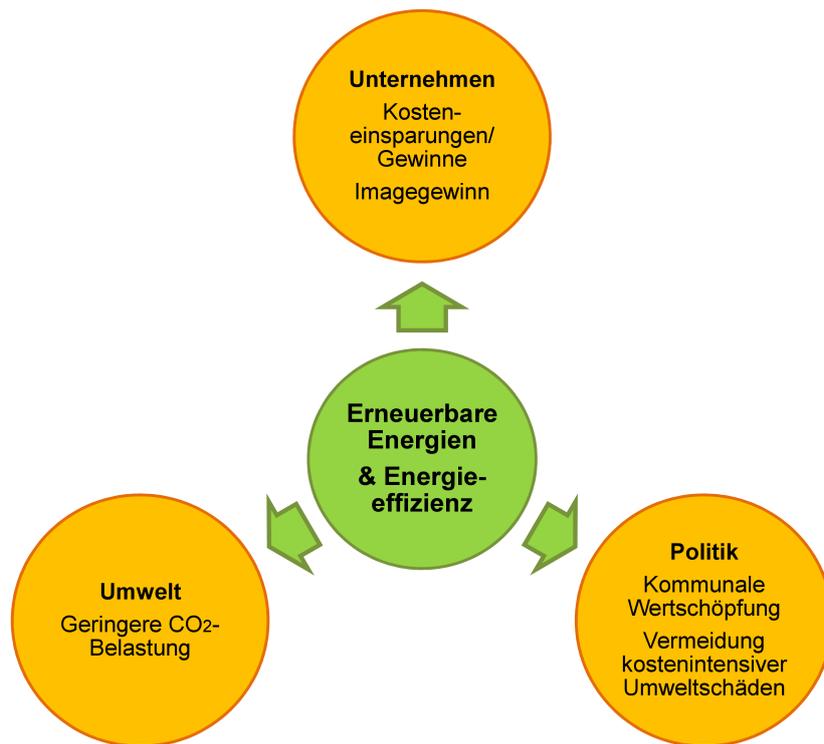


Abbildung 1: Auswirkungen von EE und Energieeffizienz

und mithilfe von geografischen Potenzialen und statistischen Daten mögliche Szenarien für die Zukunft berechnet werden können. Ziel ist dabei, sinnvolle Maßnahmen im Landkreis zu identifizieren. In der vorliegenden Studie sollen solche Szenarien diskutiert und Handlungsmöglichkeiten für die Akteure vor Ort herausgestellt werden, um eine ökologisch und ökonomisch positive Entwicklung im Landkreis Wittenberg voranzutreiben.

## 1.2. Aufbau der Studie

Das vorliegende Dokument ist in zwei Hauptabschnitte unterteilt. Im ersten Abschnitt wird die Energieversorgung des Landkreises rechnerisch untersucht. Zunächst werden das zugrundeliegende Modell, Annahmen und Eingangsdaten erläutert. Nach einer Analyse theoretisch möglicher Potenziale für Erneuerbare Energien im Landkreis Wittenberg werden dann konkrete Szenarien berechnet und die Ergebnisse diskutiert. Ziel dieses ersten Teils ist es, nachhaltige Gesamtkonzepte für die Energieversorgung des Landkreises zu entwickeln.

Im zweiten Abschnitt sollen sowohl konkrete Handlungsmöglichkeiten für Unternehmen im Bereich Energieeffizienz und Betrieb von EE Anlagen erläutert werden als auch mögliche Wege für die Politik aufgezeigt werden. Im Bereich Handlungsfelder für Unternehmen werden verschiedene Effizienzmaßnahmen vorgestellt und auf aktuelle Vermarktungsmöglichkeiten erneuerbar erzeugter Energie eingegangen. Die Verwirklichung von Projekten in diesen Bereichen durch die Gründung von Genossenschaften bildet dabei einen Schwerpunkt. Desweiteren wird die Rekommunalisierung von Stromnetzen beleuchtet und in Bezug auf die Ergebnisse aus Abschnitt 1 Handlungsfelder für die Politik abgeleitet.

# Teil I.

# Szenarien für eine nachhaltige Energieversorgung

## 2. Methodik und Simulation

### 2.1. Modell

Zur Untersuchung verschiedener Gesamtkonzepte für eine nachhaltige Energieversorgung des Landkreises wurde im Rahmen des Projektes elubes die Simulationsumgebung “reegis” entwickelt, welche in zwei generell auch unabhängig voneinander anwendbare Funktionseinheiten unterteilt werden kann. In einem Teil des Tools werden die Strom- und Wärmelasten sowie Potenziale Erneuerbarer Energien in der betrachteten Region analysiert; in dem zweiten Teil wird das regionale Energiesystem zur Bereitstellung von Strom und Wärme simuliert und der Einsatz der verschiedenen Erzeuger und Speichertechnologien auf minimale CO<sub>2</sub>-Emissionen optimiert.

Innerhalb der Lastanalyse werden die Verbrauchssektoren Haushalte, Gewerbe-Handel-Dienstleistung sowie Industrie berücksichtigt. Es werden zunächst die Jahresbedarfe der einzelnen Sektoren ermittelt und anschließend Lastzeitreihen in stündlicher Auflösung generiert, die als Eingangsdaten für die Optimierung dienen. Die Potenzialanalyse dient zum einen der Abschätzung des technischen Windpotenzials sowie des technischen PV-Dachpotenzials mittels der Auswertung von Kartenmaterial. Auf der Basis lokaler Wetterdatensätze werden stündliche Einspeisezeitreihen erstellt, die, ebenso wie die Lastzeitreihen, als Eingangsdaten in die Optimierung eingehen. Weiterhin erfolgt die Abschätzung des Potenzials von Biogas und Biomasse mittels der Auswertung von Kartenmaterial von landwirtschaftlichen Flächen und Waldgebieten. Die Höhe des jeweiligen Ausbaus und damit die Ausschöpfung des vorhandenen technischen Potenzials für Erneuerbare Energien können dann vom Benutzer festgelegt werden. Auch die Kapazitäten sonstiger Kraftwerke werden durch den Benutzer vorgegeben. Anschließend wird im Programm das Zusammenspiel der Energieerzeuger, d.h. der zeitaufgelöste Einsatz der verschiedenen Komponenten zur Deckung der Last, optimiert. Das Ziel der Optimierung ist dabei die Minimierung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes bei gegebenem Kraftwerkspark. Gleichzeitig werden die Gesamtsystemkosten berechnet, um verschiedene Ergebnisse hinsichtlich der Kosten vergleichen zu können.

Zum Lösen des Optimierungsproblems wird ein linearer Optimierungsansatz gewählt, welcher auf Stundenbasis für jeweils ein Jahr den Einsatz der Energiesystemkomponenten simuliert. Das Gesamtproblem wird in einem Schritt durch die Verwendung des Perfect-Foresight-Ansatzes optimiert, d.h. das Programm berechnet den optimalen Einsatz der Ressourcen für das ganze Jahr mit der “vorhersehenden” Kenntniss über den genauen

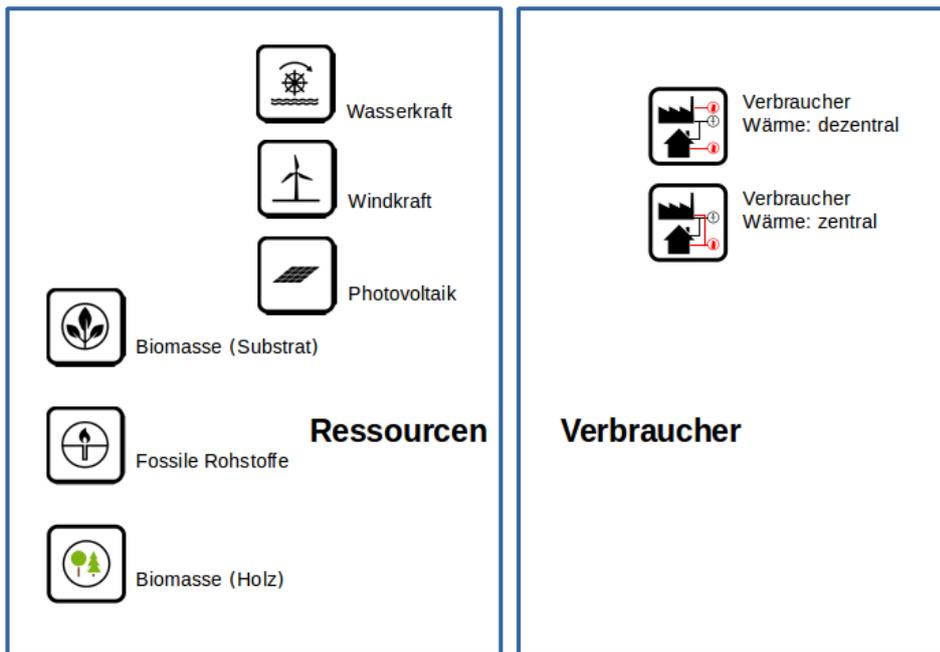


Abbildung 2: Im Modell berücksichtigte Ressourcen und Verbraucher

Zeitverlauf von Energieverbrauch sowie der Einspeisung der fluktuierenden Erneuerbaren Energien. Die betrachtete Region wird in einem Knoten zusammengefasst und die Grenzen des Stromnetzes nicht betrachtet. Der Energieaustausch mit umgebenden Regionen wird im Modell nur in Form von Stromimporten berücksichtigt. Diese treten auf, wenn der regional erzeugte Strom nicht zur Versorgung ausreicht. Stromimport ist mit Kosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen verbunden.

## 2.2. Berücksichtigung der einzelnen Komponenten im Modell

Wie oben beschrieben, werden zunächst sowohl die Verbraucher als auch die potenziellen Erzeuger von Strom und Wärme analysiert. Abbildung 2 stellt die berücksichtigten Ressourcen und Verbraucher dar.

Auf der Ressourcenseite werden die fluktuierenden Erneuerbaren Energien Windkraft und Sonnenenergie, die nicht-fluktuierenden Energien Wasserkraft und Biomasse sowie fossile Brennstoffe berücksichtigt. Damit ist weitestgehend die zentrale Erzeugungsstruktur im Landkreis abgebildet<sup>2</sup>. Eine genaue Aufstellung der im Landkreis installierten Kapazitäten findet sich in Kapitel 3.2. Auf der Verbraucher- wie auf der Erzeugerseite wird sowohl Strom als auch Wärme berücksichtigt. Da die Stromerzeugung im Landkreis bei Weitem

<sup>2</sup>Neben etwa 119 MW Photovoltaik, 210 MW Windkraft, einem 20-MW<sub>el</sub>-Biomasse-Heizkraftwerk sowie ca. 17 MW<sub>el</sub> dezentraler Biogasanlagen und 10 MW<sub>el</sub> dezentraler Erdgas-BHKW sind im Landkreis keine nennenswerten Erzeugungskapazitäten installiert. Siehe auch Kapitel 3.2

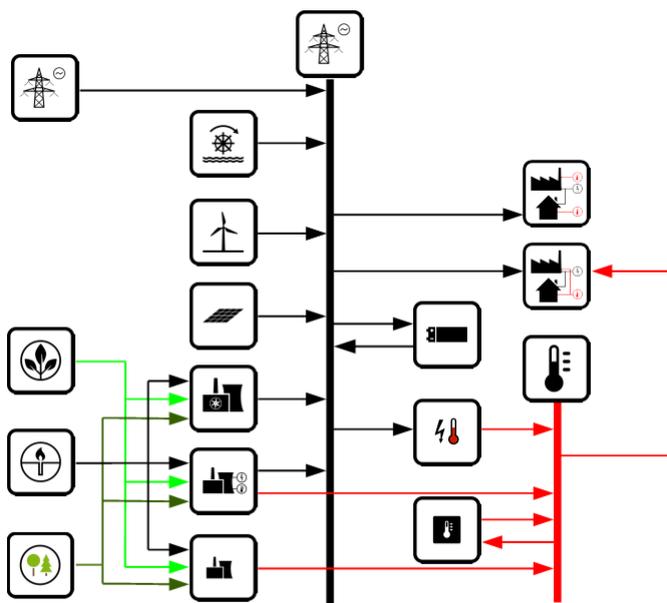


Abbildung 3: Modell: zentrale Wärmeversorgung

nicht ausreicht, muss ein Anteil von etwa 54% (767 MWh) des Strombedarfs importiert werden. Bei der Wärme unterscheiden sich die Verbraucher nach der Art der Wärmeversorgung in zentral und dezentral. Zentraler Wärmeverbrauch wird über das Fernwärmenetz gedeckt, während dezentraler Wärmeverbrauch durch gebäudeinterne Heizungen versorgt wird. Abbildung 3 zeigt die zentrale Versorgung mit Strom und Wärme durch den Einsatz der zur Verfügung stehenden Ressourcen in den entsprechenden Kraftwerken.

Windkraft- und Photovoltaikanlagen speisen in das Stromnetz (schwarz) ein. Die Ressourcen Biomasse und Erdgas können jeweils in reinen Strom- oder Wärme erzeugenden Kraftwerken oder in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen eingesetzt werden. Die Wärme aus diesen Anlagen wird über das Fernwärmenetz (rot) verteilt. Bei Bedarf kann außerdem Fernwärme mit Überschussstrom erzeugt werden. Als weitere wichtige Komponenten können sowohl Strom- als auch Wärmespeicher in den zentralen Versorgungsnetzen abgebildet werden. Zusätzlich können Biomasse und Erdgas direkt beim Verbraucher in dezentralen Heizungsanlagen eingesetzt werden. Dies ist dargestellt in Abbildung 4. Dabei kann ein Transport der Ressourcen per LKW oder leitungsgebunden stattfinden, aber auch der direkte Verbrauch von Biomasse aus der Umgebung findet bei den dezentralen Heizungsanlagen Berücksichtigung. Der Transport selber findet in reegis keine Berücksichtigung.

Die dezentrale Wärmeerzeugung kann auch mithilfe von Stromeinsatz in Wärmepumpen oder durch Solarthermieanlagen erfolgen. Berücksichtigt werden außerdem Bestandsheizungen, die mit anderen Ressourcen wie Öl oder Kohle betrieben werden. Auch dezentrale

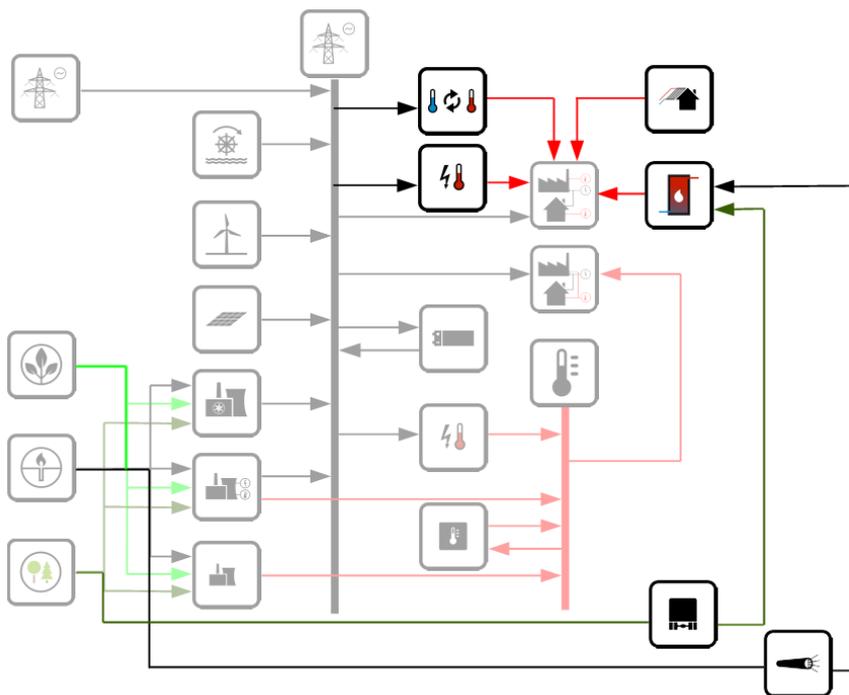


Abbildung 4: Modell: dezentrale Wärmeversorgung und Speicher

Heizungen können mit Wärmespeichern ausgestattet werden.

### 2.2.1. Fluktuierende Erneuerbare Energien

Zu den fluktuierenden Erneuerbaren Energien werden die Photovoltaik und die Windenergie gezählt, da ihre Energieeinspeisung vom zeitlich schwankenden Sonnen- und Windangebot abhängig ist. Die Stromerzeugung aus PV- und Windkraftanlagen wird anhand von Zeitreihen mit normierten Einspeisewerten abgebildet, die aus den entsprechenden Eingangsgrößen berechnet werden (Solarstrahlung und Windgeschwindigkeit). Die normierten Einspeisezeitreihen werden hier auf der Basis der Wetterdaten des Testreferenzjahres des Deutschen Wetterdienstes<sup>3</sup> erstellt und jeweils mit den installierten Kapazitäten skaliert<sup>4</sup>.

Für die Windkrafteinspeisung werden die Einspeisezeitreihen, die sich für verschiedene Windkraftanlagen ergeben, gemittelt<sup>5</sup>. Dabei werden ausschließlich große Windkraftanlagen betrachtet; Kleinwindkraftanlagen werden in der Simulation nicht berücksichtigt. Möglichkeiten der Eigenstromversorgung mit Kleinwindkraftanlagen werden in Kapitel 8.4.1 erläutert.

<sup>3</sup>DWD [2011]

<sup>4</sup>Näheres zur Erstellung der normierten Einspeisezeitreihen der FEE kann im Anhang in Kapitel A.1 nachgelesen werden.

<sup>5</sup>Annahmen Ist-Zustand: 60 % Enercon E-70, 30 % Enercon E-40 und 10 % Enercon E-82 E2  
Zukunft: jeweils 25 % Enercon E-82 E2, E-82 E3, E-70 und E101

Die PV-Anlagen werden in Dach- und Freiflächenanlagen differenziert. Freiflächenanlagen werden mit einer Neigung von 30° und einer Ausrichtung nach Süden simuliert. Der Anteil der Freiflächen- und Dachanlagen bestimmt sich aus dem Ist-Zustand oder der Ausschöpfung des Potenzials (siehe Kapitel 3.2 und 4.2). Bei den Dachanlagen wird davon ausgegangen, dass ein Großteil, aber nicht alle Anlagen nach Süden ausgerichtet sind. Folgende Verteilung wurde für die Simulation einer mittleren Einspeisezeitreihe angenommen: Jeweils 5 % aller Anlagen haben eine Ost- oder Westausrichtung und eine Neigung von 30°, jeweils 20 % haben eine Südost- oder Südwestausrichtung und eine Neigung von 30°. Die restlichen 50 % sind nach Süden ausgerichtet und je ein Drittel davon hat eine Neigung von 25°, 30° oder 35°. Desweiteren unterscheiden sich die Kosten von Dach- und Freiflächenanlagen.

### **2.2.2. Bioenergie**

Die Bioenergie wird in Form von Biogas und fester Biomasse abgebildet. Diese können in Verbrennungskraftwerken jeweils zur Wärme- und/oder Stromerzeugung eingesetzt werden. Die Kraft-Wärme-Kopplungs (KWK) -Anlagen produzieren dabei stets Strom und Wärme gekoppelt. Eine Ausnahme im Landkreis Wittenberg bildet das Biomasse-Heizkraftwerk, das auch zur reinen Stromerzeugung mit einem leicht erhöhten Wirkungsgrad eingesetzt werden kann. Die Verbrennungskraftwerke sind im Modell voll flexibel, d.h. sie können jede benötigte Leistung bis zur installierten Leistung ohne Wirkungsgradeinbuße bereitstellen. Die verschiedenen Kraftwerksarten unterscheiden sich neben der Art der erzeugten Energie (Strom, Wärme) in ihren Wirkungsgraden, Kosten und abhängig vom Brennstoff in ihren CO<sub>2</sub>-Ausstößen.

### **2.2.3. Wasserkraft**

Die Wasserkraft spielt im Landkreis Wittenberg mit 16 kW installierter Leistung lediglich eine sehr untergeordnete Rolle. Zudem wird kein signifikantes Ausbaupotenzial gesehen. Aus diesem Grund wird im Modell auf eine detaillierte Abbildung der jahreszeitlich schwankenden Erzeugung vernachlässigt und ein stündlich gleichbleibendes Potenzial angenommen.

### **2.2.4. Fossile Energieerzeugung**

Da im Landkreis Wittenberg keine größeren fossilen Kraftwerke in Betrieb sind, finden solche im Modell keine Berücksichtigung. Lediglich die mit Erdgas betriebenen Blockheizkraftwerke (BHKW) und Kessel zur Versorgung der Wärmenetze werden als fossile Kraftwerke abgebildet. Außerdem wird berücksichtigt, dass einige dezentrale Heizungen mit Gas, Öl oder Kohle betrieben werden. Die unterschiedlichen fossilen Energieträger unterscheiden sich dabei in ihren Kosten, ihrem jeweiligen CO<sub>2</sub>-Ausstoß und dem Wirkungsgrad der

Energiewandlung. Der Wirkungsgrad der dezentralen Heizungen ist dabei abhängig vom Sanierungsstand.

### **2.2.5. Wärmepumpen**

Für die dezentrale Wärmeversorgung werden Wärmepumpensysteme sowohl im Ausgangszustand als auch für Zukunftsszenarien abgebildet. Eine Wärmepumpe funktioniert wie ein umgekehrter Kühlschrank: Mithilfe von Strom wird Wärme eines geringen Temperaturniveaus auf ein höheres Temperaturniveau gewandelt. Als Wärmequelle kann sowohl die Außenluft als auch Erdwärme oder Grundwasser dienen. Im Modell werden nur Luft- und Erdwärmesysteme abgebildet. Die Wärmequelle ist dabei ausschlaggebend für die Leistungszahl der Wärmepumpe und damit für den nötigen Aufwand an elektrischer Energie, um die gewünschte Wärmemenge zu decken. Weitere Erläuterungen zur Technik und zu den getroffenen Annahmen befinden sich in Kapitel A.2.3. Luft/Wasser-WP besitzen im Modell immer eine elektrische Nachheizung. Demnach wird die Wärmeversorgung mithilfe von Wärmepumpen, abgesehen von der Wärme aus der Luft oder Erde, im Modell ausschließlich durch elektrische Energie gedeckt.

### **2.2.6. Solarthermie**

Solarthermieanlagen werden in der Simulation ähnlich wie die fluktuierenden Erneuerbaren Energien vorrangig zur Lastdeckung verwendet. Dafür wird eine der Optimierung vorgelagerte Simulation von verschiedenen Wohngebäudetypen mit Solarthermieanlagen im Programm TRNSYS durchgeführt<sup>6</sup>. Eingangsgrößen sind unter anderem der Sanierungsstand, die beheizte Wohnfläche und die Heizungsvorlauftemperatur. Für jeden Gebäudetyp wird so eine normierte Zeitreihe der erzeugten Wärme erstellt, die dann als Eingangsgröße in reegis dient. Skaliert werden die Zeitreihen anhand der gewählten Ausbaustufe für Solarthermieanlagen für die jeweiligen Gebäudetypen.

### **2.2.7. Speicher**

Die Batterie- und Wärmespeicher werden vorrangig durch ihre Kapazität und den momentanen Ladezustand definiert. Bei den Batteriespeichern wird keine Technologie festgelegt. Die verwendete Technologie ergibt sich aus dem Wirkungsgrad und der Selbstentladung. Die Verluste der Wärmespeicher hängen dabei vom jeweiligen Ladezustand ab. Dezentrale Wärmespeicher unterscheiden sich von den zentralen Wärmespeichern durch ihre Vorlauftemperatur. Im Ist-Zustand verfügen nur Solarthermieanlagen und Wärmepumpensysteme über Wärmespeicher. Die Speicher für Wärmepumpen werden dabei so dimensioniert, dass Sie die maximale Last für 2 Stunden bereitstellen können. Die Entladerate entspricht der maximal benötigten Heizlast, um diese zu jeder Zeit decken zu können. Dezentrale

---

<sup>6</sup>Siehe Anhang, Kapitel A.1.3

Stromspeicher können zwar integriert werden, unterscheiden sich im Modell aber nicht von zentralen Stromspeichern.

### 2.2.8. Wärmenetze

Die Wärmenetze werden nur in Form von anfallenden Kosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen pro transportierter Kilowattstunde Fernwärme abgebildet.

## 3. Datenbasis

Grundlage für die Simulation und Ausgangspunkt zur Untersuchung der eingangs genannten Fragestellungen sind die betrachteten Szenarien und dazu gehörend die verwendeten Basisdaten und Annahmen. Im folgenden Kapitel wird eine ausführliche Beschreibung vorgenommen, die es ermöglichen soll, die errechneten Ergebnisse nachzuvollziehen und aus weiteren Blickwinkeln zu betrachten und zu diskutieren. Die Annahmen gelten, soweit nicht anders gekennzeichnet, für alle berechneten Szenarien.

### 3.1. Lastgänge

Im Folgenden wird die Generierung der Strom- und Wärmelastgänge für die zeitaufgelösten Simulationen erläutert.

#### 3.1.1. Haushalte

Der Jahresbedarf an Strom und Wärme der privaten Haushalte wird mit Hilfe der Energiebilanz Sachsen-Anhalts<sup>7</sup> ermittelt, in welcher der Endenergieverbrauch der Haushalte aufgeschlüsselt nach Energieträgern angegeben ist. Es wird die Annahme getroffen, dass alle Rohstoffe, bis auf Diesel- und Ottokraftstoffe, mit einem vom jeweiligen Heizungssystem abhängigen Wirkungsgrad<sup>8</sup> zur Wärmezeugung eingesetzt werden. Der so ermittelte Gesamtwärmebedarf der Haushalte in Sachsen-Anhalt wird anschließend mit der Annahme, dass die Siedlungsstruktur des Landkreises Wittenberg der Siedlungsstruktur des Landes Sachsen-Anhalt ähnlich ist, über die Wohnfläche auf den Landkreis Wittenberg skaliert und in Ein- und Mehrfamilienhäuser aufgeschlüsselt<sup>9</sup>. Für die Ein- und Mehrfamilienhäuser im Landkreis Wittenberg ergibt sich damit ein Wärmebedarf von 6.421 GWh/a bzw.

---

<sup>7</sup>StaLA [2011]

<sup>8</sup>Siehe Anhang Tabelle 8

<sup>9</sup>Angaben zu Wohnflächen aus Destatis [2012]. Demnach beträgt die Wohnfläche der Ein- und Zweifamilienhäuser in Sachsen-Anhalt 55.692.000 m<sup>2</sup> sowie im Landkreis Wittenberg 4.079.000 m<sup>2</sup>. Die Wohnfläche der Mehrfamilienhäuser beträgt 43.686.000 m<sup>2</sup> in Sachsen-Anhalt sowie 1.792.000 m<sup>2</sup> im Landkreis Wittenberg.

5.134 GWh/a. Der in der Energiebilanz angegebene Strombedarf wird über die Einwohnerzahl<sup>10</sup> auf den Landkreis skaliert und ergibt sich zu 181 GWh/a.

Die Erstellung eines stündlichen Wärmebedarfsverlaufs erfolgt mittels eines vom Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft (BGW) und dem Verband kommunaler Unternehmen (VKU) entwickelten Standardlastprofilverfahrens<sup>11</sup> zur Belieferung nichtleistungsgemessener Haushalts- und Gewerbekunden mit Gas zur Wärmeversorgung. Für Haushalte liegen die Lastprofiltypen EFH (Einfamilienhaus) und MFH (Mehrfamilienhaus) vor. Das Lastprofilverfahren berücksichtigt eine Temperaturabhängigkeit des stündlichen Wärmebedarfs, wobei hier Wetterdaten des Testreferenzjahres des Deutschen Wetterdienstes<sup>12</sup> zugrunde gelegt werden. Desweiteren wird die Region in die Klasse 5 zur Berücksichtigung von Alt- und Neubauanteil sowie "normale Lage" zur Berücksichtigung des Windeinflusses eingeordnet. Zur Erstellung eines Stromlastprofils wird das Standardlastprofil des BDEW für Haushalte H0<sup>13</sup> verwendet.

### 3.1.2. Gewerbe-Handel-Dienstleistung

Der Strom- und Wärmebedarf des Sektors Gewerbe-Handel-Dienstleistung (GHD) wird analog zu dem der Haushalte mit Hilfe der Energiebilanz Sachsen-Anhalts<sup>14</sup> bestimmt. Die Skalierung des Bedarfs auf den Landkreis Wittenberg erfolgt anders als bei den Haushalten über die Beschäftigtenzahl im GHD-Sektor<sup>15</sup>. Der somit ermittelte Wärme- und Strombedarf beträgt 300 GWh/a bzw. 93 GWh/a. Die Generierung der Lastgänge findet ebenfalls analog zu den Haushalten statt, wobei zur Erstellung des Wärmelastprofils der Lastprofiltyp GHD sowie zur Erstellung des Stromlastprofils der Typ G0 verwendet wird.

### 3.1.3. Industrie

Die Ermittlung des industriellen Strom- und Wärmebedarfs erfolgt mit Hilfe der Energiebilanz Sachsen-Anhalts<sup>16</sup>, aus der der Rohstoffeinsatz zur reinen Wärmeerzeugung hervorgeht, sowie einer Statistik zu Stromerzeugungsanlagen des Verarbeitenden Gewerbes<sup>17</sup>, aus der der Brennstoffeinsatz für die gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung sowie die reine Stromerzeugung hervorgeht. Für die KWK-Anlagen wird ein thermischer und elektrischer Wirkungsgrad von 35 %, für Anlagen zur reinen Wärmeerzeugung ein thermischer

---

<sup>10</sup>StaLA [2011b], wonach die Einwohnerzahl Sachsen-Anhalts 2.313.280 beträgt und die Einwohnerzahl des Landkreises Wittenberg 135.395

<sup>11</sup>BGW [2007]

<sup>12</sup>DWD [2011]

<sup>13</sup>EWEnetz [2013]

<sup>14</sup>StaLA [2011]

<sup>15</sup>Bundesagentur für Arbeit [2012], wobei alle Beschäftigten der Wirtschaftszweige A sowie G-U nach WZ2008 Destatis [2008] dem Gewerbesektor zugeordnet werden. Für das Land Sachsen-Anhalt beträgt die Beschäftigtenzahl demnach 537.257 und für den Landkreis Wittenberg 24.962.

<sup>16</sup>StaLA [2011]

<sup>17</sup>Destatis [2011]

Wirkungsgrad von 80 % sowie in Anlagen zur reinen Stromerzeugung ein elektrischer Wirkungsgrad von 40 % angesetzt. Skaliert wird der Wärmebedarf analog zum GHD-Sektor über die Beschäftigtenzahl<sup>18</sup>. Der für den Landkreis Wittenberg ermittelte industrielle Wärmebedarf beträgt damit 1.263 GWh/a, der industrielle Strombedarf 1.137 GWh/a.

Bei der Erstellung eines Lastgangs kann nicht auf Standardlastgänge zurückgegriffen werden. Es wird deshalb die Annahme getroffen, dass der Lastverlauf durch einen Stufenlastgang abgebildet werden kann. Diese Annahme basiert darauf, dass in der Industrie zumeist in Schichten gearbeitet wird, wobei der Schichtbetrieb in Betrieben mit teuren Produktionsanlagen oder langen Anfahrzeiten der Anlagen durchgängig erfolgt, während er in anderen Betrieben nachts und/oder an den Wochenenden aussetzt. Die maximalen Lasten werden daher werktags von 7 Uhr bis 22 Uhr angenommen. An Wochenenden wird eine Absenkung um 35 %, in der Nacht um 40 % angenommen. Innerhalb einer Schicht wird der Energiebedarf als konstant angenommen.

## 3.2. Bestehender Kraftwerkspark

Um die Ergebnisse der Berechnungen in einem sinnvollen Kontext betrachten zu können, wird zunächst der bestehende Kraftwerkspark, also der Ist-Zustand der Energieversorgung, abgebildet und ausgehend von dieser Basis verschiedene Szenarien untersucht. Im Folgenden wird erläutert wie die derzeitige Energieversorgung des Landkreises aufgebaut ist und wie die Implementierung der verschiedenen Informationen in das Berechnungsmodell erfolgt ist bzw. welche zusätzlichen Annahmen getroffen wurden.

### Stromerzeugung:

Der Landkreis Wittenberg verfügt selber nicht über ein zentrales Großkraftwerk. Anlagen im Landkreis sind hauptsächlich Anlagen Erneuerbarer Energien, also Wind- und Photovoltaik-Anlagen. Bestehende Kapazitäten sind 53,9  $MW_p$  PV-Dachanlagen, 65,1  $MW_p$  PV-Freiflächenanlagen sowie 209,8  $MW$  Windkraft<sup>19</sup>. Zudem gibt es ein 20  $MW_{el}$  Biomasse-Heizkraftwerk<sup>20</sup>. Daneben gibt es eine Reihe kleinerer Biogas- und Gas-BHKW mit Leistungen von insgesamt 16,7  $MW_{el}$  bzw. 9,7  $MW_{el}$ . Die Kapazitäten der Biogas-BHKW sind ebenfalls aus dem Anlagenregister bekannt. Angaben zu den Erdgas-BHKW wurden beim Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle<sup>21</sup> eingeholt. Zudem gibt es zwei Laufwasserkraftwerke mit jeweils 8  $kW$ . Der Strombedarf, der nicht aus den vorhandenen Kapazitäten gedeckt werden kann, wird in die Region importiert. Da die Erzeugungsanlagen im Simulationsmodell nicht anlagenscharf abgebildet werden, wird für die BHKW ein gewichtetes Mittel des Wirkungsgrades berechnet. Dazu wird jeder Anlage aus den vorliegenden Angaben ein Wirkungsgrad zugeordnet und gewichtet über die Leistung ein Wirkungsgrad

<sup>18</sup>Bundesagentur für Arbeit [2012], Beschäftigte im Wirtschaftszweig C in Sachsen-Anhalt 136.254 sowie im Landkreis Wittenberg 10.649

<sup>19</sup>DGS [2014], Weitere Annahmen stehen im Anhang A.2.1

<sup>20</sup>Stadtwerke Leipzig [2014]

<sup>21</sup>BAFA [2014]

berechnet, mit dem alle BHKW im Modell abgebildet werden. Detailliertere Angaben zu den installierten Leistungen und angenommenen Wirkungsgraden des bestehenden Kraftwerksparks werden in Kapitel A.2 aufgeführt.

### **Wärmeerzeugung:**

#### **zentral:**

Im Landkreis Wittenberg gibt es in der Lutherstadt Wittenberg sowie in Piesteritz durch die Stadtwerke Wittenberg betriebene Fernwärmenetze sowie in Gräfenhainichen durch die Wärme- und Energiegesellschaft betriebene Nahwärmenetze.

An die Fernwärme in Lutherstadt Wittenberg sind ca. 9.000 Wohnungen, Betriebe, Schulen, Kindergärten und Krankenhäuser angeschlossen. Versorgt wird das Netz von Gas-BHKW mit insgesamt  $6,9 MW_{el}$  und  $9 MW_{th}$  sowie Gaskesseln für Spitzenlasten mit  $28 MW_{th}$ <sup>22</sup>. An die Fernwärme in Piesteritz sind Industriebetriebe in Piesteritz angeschlossen. Das Netz in Piesteritz wird durch Abwärme aus dem Stickstoffwerk Piesteritz gespeist<sup>23</sup>, wobei das Stickstoffwerk Wärme von dem Biomasse-HKW bekommt.

Die Fernwärme in Gräfenhainichen wird derzeit von Gaskesseln mit einer Gesamtleistung von  $10,2 MW_{th}$  gespeist und versorgt Haushalte und Gewerbebetriebe.

#### **dezentral:**

Der restliche Wärmebedarf wird durch dezentrale Heizungsanlagen gedeckt, die größtenteils mit Gas betrieben werden<sup>24</sup>.

Im Weiteren werden die Energieträger aus der Energiebilanz Sachsen-Anhalt<sup>25</sup> den verschiedenen Heizungssystemen zugeordnet, um die Anteile der verschiedenen Heizungssysteme an der dezentralen Wärmeversorgung zu bestimmen. Braun- und Steinkohle werden zusammengefasst unter Kohleheizungen. Flüssig- und Erdgas können sowohl in Gasheizungen, als auch in Erdgas-BHKW in MFH zum Einsatz kommen. Dabei ist der Anteil der Erdgas-BHKW im Vergleich zu den Gasheizungen so gering, dass nur der Wirkungsgrad der Gasheizungen zur Bestimmung des Wärmebedarfs berücksichtigt wird. Leichtes Heizöl kommt in Ölheizungen zum Einsatz. Es wird angenommen, dass die gesamte Biomasse in Haushalten für Holzpelletheizungen verwendet wird. Neben dem Endenergiebedarf dieser dezentralen Heizungssysteme ist ebenfalls der Anteil der Fernwärme bekannt.

Heizungssysteme, deren Anteil nicht direkt aus der Energiebilanz hervorgehen, aber trotzdem im Modell berücksichtigt werden sollen, sind Heizungen mit solarthermischer Unterstützung und Wärmepumpen.

Der Anteil der solarthermisch unterstützten Heizungen für EFH und MFH wird über die installierte Solarkollektorfläche im Landkreis Wittenberg abgeschätzt (siehe Kapitel A.2.3). Da Solarthermie im Modell immer zusammen mit Gasheizungen betrieben wird, wird der

<sup>22</sup>Stadtwerke Lutherstadt Wittenberg [2014]

<sup>23</sup>SKW [2012]

<sup>24</sup>StaLA [2011]

<sup>25</sup>StaLA [2011]

Tabelle 1: Heizungsanteile

	EFH	MFH	GHD	Industrie
Ölheizung	15,8	16,2	11,0	2,7
Gasheizung	41,8	46,8	80,2	61,6
Kohleheizung	2,5	2,6	0,1	3,5
Holz hackschnitzelheizung	17,2	17,6	1,1	4,7
Fernwärme	13,8	14,1	5,7	27,6
dez. Erdgas-BHKW	0,0	0,4	0,7	0,0
dez. Biogas-BHKW	0,0	0,0	1,1	0,0
Heizung mit solarthermischer Unterstützung	6,3	2,2	0,0	0,0
Wärmepumpe	2,5	0,0	0,0	0,0

Anteil der solarthermisch unterstützten Heizungen von den Gasheizungen abgezogen und bildet ein eigenes Heizungssystem.

Der Anteil der Wärmepumpen an den dezentralen Energieerzeugern in Deutschland liegt laut BWP Branchenstudie <sup>26</sup> bei 2,6 %. Diese werden aktuell nur in EFH berücksichtigt (siehe Kapitel ??).

### 3.3. CO<sub>2</sub>-Emissionen

Zur Bewertung der Klimarelevanz der Strom- und Wärmeerzeugung sowie zur Optimierung des Einsatzes der Kraftwerke und Speicher im Energiesystem werden hier die CO<sub>2</sub>-äquivalenten Emissionen herangezogen. CO<sub>2</sub>-äquivalente Emissionen<sup>27</sup> (auch Treibhauspotenzial oder englisch Global Warming Potential) geben das Wirkungsäquivalent von Treibhausgasen bezogen auf das Wirkungsäquivalent von CO<sub>2</sub> an. So besitzt beispielsweise Methan ein 21-fach höheres Treibhauspotenzial als CO<sub>2</sub>.

In dem folgenden Abschnitt werden die für die hier durchgeführten Berechnungen zugrunde gelegten CO<sub>2</sub>-Emissionswerte dargelegt. Dabei wird unterschieden zwischen den Emissionen, die im Betrieb der Kraftwerke verursacht werden und direkt mit der Menge des eingesetzten Rohstoffes zusammenhängen, sowie den Emissionen, die durch den Bau und Abriss der Kraftwerke entstehen. Erstere werden im Folgenden als direkte Emissionen bezeichnet, Zweitere als fixe Emissionen. Die direkten Emissionen sind Gegenstand der Optimierung, deren Ziel es ist, die direkten Emissionen durch einen optimalen Kraftwerkseinsatz zu minimieren. Die fixen Emissionen ergeben sich durch die Vorgabe des Kraftwerksparks in den einzelnen Szenarien.

#### Direkte CO<sub>2</sub>-Emissionen

<sup>26</sup>Bundesverband Wärmepumpe e.V. [2013]

<sup>27</sup>Im Folgenden wird statt dem Begriff CO<sub>2</sub>-äquivalente Emissionen immer CO<sub>2</sub>-Emissionen verwendet werden.

Zu den direkten Emissionen werden all die Emissionen gezählt, die durch die Gewinnung bzw. Erzeugung des eingesetzten Rohstoffes, sowie dessen Verteilung, Speicherung und Verbrennung entstehen. Bei den fossilen Energieträgern wird der Großteil der Emissionen bei der Verbrennung verursacht. Die bei der Verbrennung entstehenden spezifischen Emissionen betragen für die hier berücksichtigten Rohstoffe Erdgas, Heizöl und Kohle 200 kg/MWh, 280 kg/MWh bzw. 340 kg/MWh<sup>28</sup>. Um die bei der Gewinnung und Verteilung der Brennstoffe verursachten Emissionen abzuschätzen, wird der Primärenergiefaktor des jeweiligen Rohstoffes herangezogen, der sowohl für Erdgas als auch für Heizöl und Kohle mit 1,1 angegeben ist<sup>29</sup>. Die durch die Verbrennung entstehenden spezifischen Emissionen multipliziert mit dem Primärenergiefaktor ergeben die gesamten direkten Emissionen, gelistet in Tabelle 11.

Bei der Verbrennung von Biomasse wird das während des Wachstums der Pflanze aus der Luft in die Pflanzensubstanz eingebundene CO<sub>2</sub> freigesetzt. Die verbrennungsbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen werden daher vernachlässigt. Allerdings müssen beispielsweise die durch die energieintensive Kunstdüngerherstellung freigesetzten Emissionen berücksichtigt werden<sup>30</sup>. Für die Bewertung der Emissionen, die bei dem Einsatz von Biogas verursacht werden, wird auf eine Studie des Bayerischen Zentrums für Angewandte Energieforschung zurückgegriffen<sup>31</sup>. Berücksichtigt werden darin die Emissionen, die durch den Substratanbau und die Bereitstellung verursacht werden, die Gasverluste, die bei der Gaslagerung sowie durch Freisetzung bei Motorstillstand entstehen, der Methanschlupf bei der Verbrennung sowie die Lagerung und Ausbringung der Gärreste. Zudem werden Gutschriften für vermiedene Emissionen durch Biogaserzeugung aus Gülle berücksichtigt, was damit begründet wird, dass das Methan ohne die Nutzung zur Biogasherstellung direkt emittiert werden würde statt als CO<sub>2</sub>, welches ein 21-fach geringeres Treibhauspotenzial besitzt als Methan.

Die bei der thermischen Verwertung von Holz freigesetzten Emissionen werden nach einem Arbeitsbericht zur Ökobilanzierung der Holzproduktion im Kurzumtrieb<sup>32</sup> abgeschätzt. Für den Anbau von Holz unter Verwendung von Dünger im Kurzumtrieb zusammen mit dem Transport zum Kraftwerk werden laut dem Bericht für eine Tonne Holz 62,2 kg CO<sub>2</sub> emittiert werden. Unter Annahme eines Heizwertes von 4.250 kWh/t<sup>33</sup> betragen die spezifischen Emissionen damit 14,6 kg/MWh.

Für den Stromimport kann keine Unterscheidung zwischen direkten und fixen Emissionen gemacht werden, da nicht bekannt ist, woher der Strom stammt. Es wird daher ein durchschnittlicher Emissionswert von Strom aus dem deutschen Kraftwerkspark von 587,7 kg/MWh<sup>34</sup> angesetzt, der die fixen Emissionen bereits beinhaltet. Auch für die Ab-

---

<sup>28</sup>Quaschnig [2011]

<sup>29</sup>ASUE [2009]

<sup>30</sup>ZAE [2007]

<sup>31</sup>ZAE [2007], Wert für 500 kW BHKW

<sup>32</sup>Rödl [2008]

<sup>33</sup>Kaltschmitt et al. [2009], Wert für Buche trocken

<sup>34</sup>IINAS [2014], EL-KW-Park-DE-2010

wärme kann keine Unterscheidung der direkten und fixen Emissionen gemacht werden, da die Prozesse, aus denen die Abwärme stammt, nicht bekannt sind. Es wird daher ein Wert von 255,1 kg/MWh<sup>35</sup> angesetzt, der einen durchschnittlichen Emissionswert von Fernwärme in Deutschland darstellt.

### Fixe CO<sub>2</sub>-Emissionen

Die für die Herstellung der im Modell verwendeten Komponenten zugrundegelegten CO<sub>2</sub>-Emissionen sind im Anhang in Kapitel A.3.1 dargelegt. Da das Ergebnis der Szenariorechnungen die in einem Jahr für die Energiebereitstellung verursachten Emissionen aufzeigen soll, werden die Emissionswerte der Komponenten über die angegebenen Lebensdauern auf den Betrachtungszeitraum von einem Jahr herunter gerechnet. Für die Komponenten Spitzenkessel, BHKW und Heizkraftwerk werden basierend auf den Literaturangaben Regressionen der Form  $\exp(a \cdot \ln(P) + b)$  erstellt, die eine Abhängigkeit der Emissionen von der installierten Leistung berücksichtigen.

## 3.4. Kosten

Die jährlichen Gesamtkosten der verschiedenen Kraftwerke lassen sich unterscheiden in fixe Kosten, die sich aus Investitions-, Kapital-, und Betriebskosten zusammensetzen und variable Kosten, die aus Brennstoff- und variablen Betriebskosten bestehen und nur anfallen, wenn Energie erzeugt wird.

Für Fernwärmespeicher, BHKWs und Spitzenkessel werden die Investitionskosten abhängig von der Anlagengröße betrachtet. Für alle anderen Anlagen werden die spezifischen Investitionskosten konstant angesetzt.

Für die Kapitalbeschaffung wird bei dezentralen Heizungsanlagen sowie PV-Aufdachanlagen eine Kreditaufnahme mit einer Laufzeit von 5 Jahren angenommen. Bei großen Anlagen wird eine Kreditlaufzeit von 10 Jahren angesetzt. Die Zinsen werden gemäß der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) bzw. aktuellen Zinssätzen bestimmt. Bei bonitätsabhängigen Zinsen der KfW wird die Bonitätsstufe E angenommen, welche einen mittleren Wert darstellt. Bei einem KfW-Kredit wird eine tilgungsfreie Anlaufzeit gewährleistet, in der nur Zinsen anfallen. Danach ist eine jährliche Annuität fällig. Der Annuitätsfaktor berechnet sich wie folgt:

$$WF(i, n) = \frac{(1 + i)^{n-a} \cdot i}{(1 + i)^{n-a} - 1}$$

WF = Annuitätsfaktor [%]

i = Zinssatz [%]

n = Kreditlaufzeit [a]

a = tilgungsfreie Anlaufjahre [a]

---

<sup>35</sup>IINAS [2014], Wärme-Fern-mix-DE-2010/en

$t$  = Lebensdauer [a]

$I$  = spez. Investitionskosten [€/kW]

$K_{var}$  = spez. variable Kosten [€/kW\*a]

$K_{fix}$  = jährliche fixe Kosten [€/kWh]

$$Gesamtkosten_{spez.,j\ddot{a}hrlich} = \frac{(K_{fix} \cdot t + I \cdot WF \cdot (n - a) + i \cdot I \cdot a)}{t}$$

Die Gesamtkosten setzen sich zusammen aus jährlichen fixen Kosten über die Lebensdauer, Investitionskosten, die über die Dauer der Kreditlaufzeit abzüglich der tilgungsfreien Anlaufjahre in Form von einer jährlichen Annuität anfallen, sowie den Zinskosten der tilgungsfreien Anlaufjahre. Um auf die Lebenszeit jährlich konstante Kosten für die Modellrechnung zu erhalten, werden die gesamten Kosten gleichmäßig auf die Lebensdauer aufgeteilt. Die ausführlichen Kostenannahmen für Investition und Betrieb der Technologien sind dem Kapitel A.3.2 im Anhang zu entnehmen.

## 4. Potenziale im Landkreis Wittenberg

Im Vorfeld der eigentlichen Berechnungen steht eine Potenzialanalyse auf Grundlage von Kartenmaterial und verschiedenen statistischen Daten. So können die bestehenden Grenzen für den Ausbau der Erneuerbaren Energien im Landkreis ermittelt werden. Welche Daten und Annahmen für die Ermittlung der Potenziale verwendet werden, wird anhand der einzelnen Technologien im Folgenden erläutert.

### 4.1. Windenergie

Die Abschätzung der in der Region installierbaren Windkraftkapazität erfolgt über die theoretisch für die Installation von Windkraftanlagen zur Verfügung stehende Fläche. Für die Flächenabschätzung gibt es verschiedene Ansätze. So wird in einigen Studien eine pauschale Abschätzung des Flächenpotenzials als 2 % der Fläche der betrachteten Region vorgenommen, während andere Studien die potenziellen Windflächen auf Basis der existierenden Vorrang- und Eignungsflächen oder durch das Aufstellen eigener Bedingungen an Windflächen bestimmen<sup>36</sup>. Da die Installation von Windkraftanlagen (WKA) kaum genehmigungsfähig ist, soweit es sich nicht um ein im Rahmen eines Regionalplans genehmigtes Windvorranggebiet handelt<sup>37</sup>, werden in der vorliegenden Studie für die Abschätzung des Flächenpotenzials nur existierende Vorrangflächen als potenzielle Windparkflächen betrachtet. Für den Landkreis Wittenberg sind die Windvorranggebiete durch die Regionale Planungsgemeinschaft Anhalt-Bitterfeld-Wittenberg im Teilplan „Windenergienutzung in

---

<sup>36</sup>Bofinger et al. [2011]

<sup>37</sup>Hau [2008]

der Planungsregion Anhalt-Bitterfeld-Wittenberg“ ausgewiesen und als Shapefiles auf der Homepage der Planungsgemeinschaft verfügbar<sup>38</sup>.

Die Bestimmung der Anzahl der installierbaren Anlagen erfolgt über den Rotordurchmesser der für die Potenzialanalyse gewählten WKA. Hier wird als Anlagentyp die Enercon E-82 E3 mit einem Rotordurchmesser von 98 m gewählt. Nach Hau<sup>39</sup> sollte der Anlagenabstand in einem Windpark aus aerodynamischer Sicht in Hauptwindrichtung den acht- bis zehnfachen Rotordurchmesser sowie quer zur Hauptwindrichtung den drei- bis fünffachen Rotordurchmesser betragen. Für die Potenzialabschätzung wird die benötigte Fläche für eine WKA mit dem achtfachen mal dem vierfachen Rotordurchmesser angesetzt. Die gesamt installierbare Leistung ergibt sich dann aus der Nennleistung des gewählten Anlagentyps von 3 MW und der flächenmäßig möglichen Anzahl der Anlagen.

Der hier gewählte Ansatz der auf einer Fläche installierbaren Windleistung stellt eine sehr grobe Abschätzung dar, da die genaue Geometrie der Fläche sowie die Aufstellung der Windkraftanlagen nicht berücksichtigt wird. Das Potenzial wird mit dieser Abschätzung eher unterschätzt, da nicht berücksichtigt wird, dass Anlagen auch am Rand einer Windvorrangfläche aufgestellt werden können, wodurch die gedachte Umkreisfläche, innerhalb derer keine weiteren Anlagen errichtet werden dürfen, teilweise außerhalb der Windvorrangfläche liegt.

## 4.2. Sonnenenergie

### 4.2.1. PV-Freiflächen

Das Freiflächenpotenzial wird auf Basis einer Studie des EuPD<sup>40</sup> zur Fortschreibung des Energiekonzeptes der Landesregierung von Sachsen-Anhalt abgeschätzt. Demnach beträgt das technische Potenzial für Freiflächenanlagen in Sachsen-Anhalt 5,84 TWh/a. Dieser Wert wird über die Landesfläche skaliert<sup>41</sup>. Mit Volllaststunden von 1077 (A.1.1) ergibt sich ein Gesamtpotenzial von 510 MW für den Landkreis. Abzüglich der bereits installierten 65,1 MW ergibt sich ein Zubaupotenzial von 444,9 MW.

### 4.2.2. PV-Dach

Das PV-Dachpotenzial wird über die Abschätzung von der für die Installation von PV-Dachanlagen geeigneten Fläche bestimmt. Die Abschätzung potenzieller Dachflächen findet nach der von Klärle in ihrem Buch „Erneuerbare Energien unterstützt durch GIS und

---

<sup>38</sup>Regionale Planungsgemeinschaft Anhalt-Bitterfeld-Wittenberg [2014]

<sup>39</sup>Hau [2008]

<sup>40</sup>Ammon et al. [2012]

<sup>41</sup>Sachsen-Anhalt: 20445 km<sup>2</sup>, Wittenberg: 1923 km<sup>2</sup>

Landmanagement“<sup>42</sup> vorgestellten Methode statt. Nach dieser wird über die gesamte Gebäudefläche in einem Gebiet, die mittels einer GIS Analyse bestimmt wird, unter Berücksichtigung eines Eignungsfaktors EF sowie eines Mobilisierungsfaktors MF die potenzielle PV-Fläche abgeschätzt:

$$A_{PV_{Dach}} = A_{Gebäude} \cdot E_F \cdot M_F$$

Der Eignungsfaktor beschreibt die Dachflächen in einem Gebiet, die eine geeignete Ausrichtung und Neigung aufweisen. Klärle gibt hierfür einen Wert von 20 % - 30 % aller Dachflächen an, basierend auf Erfahrungswerten bestehender Solardachkataster. Mit dem Mobilisierungsfaktor sollen die geeigneten Flächen abgeschätzt werden, die tatsächlich für die Installation von PV-Anlagen genutzt werden. Für die vorliegenden Berechnungen wird für die Flächenpotenzialabschätzung ein Eignungsfaktor von 20 % sowie ein Mobilisierungsfaktor von 50 % gewählt.

Mit einer Gebäudefläche von ca. 16,7 km<sup>2</sup> im Landkreis ergibt sich mit den oben genannten Annahmen eine geeignete Dachfläche von 1,67 km<sup>2</sup>. Hierbei handelt es sich um ein Gesamtpotenzial. Um das Zubaupotenzial zu erhalten, werden bestehende Dachanlagen abgezogen.

### 4.2.3. Solarthermie

Das Potenzial für Solarthermie steht bezüglich der Dachflächen in Konkurrenz zur Photovoltaik, allerdings wird für häusliche Solarthermieanlagen eine deutlich kleinere Fläche benötigt. Das maximale Potenzial wird daher über eine Deckung von maximal 10 % des Wärmebedarfs der privaten Haushalte abgeschätzt. Dies entspräche einer benötigten Dachfläche von etwa 0,13 km<sup>2</sup>. Der Eignungsfaktor nach Klärle läge dann bei 22 % und ist damit noch im unteren Abschätzungsbereich.

## 4.3. Bioenergie

Bei der Ermittlung der Bioenergiepotenziale werden nur die regionalen Potenziale berücksichtigt, da die internationale Beschaffung die Gefahr einer nicht nachhaltigen Biomassenutzung erhöht, da zum Einen der Transport große Emissionen verursacht und zum anderen zurzeit keine international einheitlichen Nachhaltigkeitskriterien für die Biomasse-Ernte existieren.

Es sind deutliche Rückwirkungen auf Nutzungskonkurrenzen (stoffliche Nutzung der festen Biomasse) und damit Preisentwicklungen sowie Umweltschutzgüter (Waldbiodiversität) zu erwarten. Mit dem Anbau von Holz aus Kurzumtriebsplantagen (KUP) in Deutschland ließe sich der Entstehung der sogenannten Holzlücke entgegen wirken<sup>43</sup>.

---

<sup>42</sup>Klärle [2012]

<sup>43</sup>Herbert et al. [2013]

## 5. Szenarien

Szenarien werden jeweils hinsichtlich der Kosten und Emissionen für das Energiesystem ausgewertet. Ein weiterer wichtiger Faktor ist der Autarkiegrad der erreicht werden kann.

### 5.1. Szenarien zum Ausbau der EE-Potenziale

Wind- und Sonnenenergie sind zentrale Bausteine der Energiewende, deren Ausbau in den kommenden Jahren weiter voranschreiten wird. In ersten Szenarien soll untersucht werden, welchen Beitrag der Ausbau der Wind- und Solarenergie im Landkreis auf dem Weg hin zu einer 100 % auf Erneuerbaren Energien beruhenden Energieversorgung leisten kann, wobei ein unverändertes Verbraucherverhalten unterstellt wird.

Als im Gegensatz zu den fluktuierenden Erneuerbaren Energien regelbar einsetzbare Energie stellt der Einsatz von Biogas einen weiteren wichtigen Baustein im zukünftigen Energiesystem dar. Während das Potenzial fester Biomasse im Landkreis weitestgehend ausgeschöpft ist (Siehe Kapitel 4.3), kann die Nutzung von landwirtschaftlichen Produkten zur Biogasproduktion weiter ausgebaut werden. In einem Szenario wird der Beitrag, den der Biogas-Potenzialausbau haben kann, untersucht. Biogas wird in den meisten Fällen in BHKW eingesetzt, wo neben Strom auch Wärme erzeugt wird. Der Gesamtnutzungsgrad ist dadurch besonders hoch. Es wird allerdings häufig bei stromgeführten BHKW nur ein sehr geringer Teil der anfallenden Wärme auch genutzt. Neben dem Einsatz zur Stromerzeugung wird deshalb auch der Beitrag bei zusätzlicher Nutzung der Wärme in Nahwärmenetzen mitbetrachtet (Szenarien ohne Wärmenutzung sind mit Zusatz o.W. gekennzeichnet.). Die Definition der mit Biogas versorgten Nahwärmenetze ist im Anhang A.4.1 nachzulesen. Die betrachteten Szenarien mit ihren jeweiligen installierten Leistungen der EE-Anlagen sind in Tabelle 2 gelistet. Die Prozentangaben beziehen sich dabei auf die Ausschöpfung der angenommenen Potenziale der EE, die auf der Grundlage aktueller Rahmenbedingungen ermittelt wurden und nicht als maximal möglich zu verstehen sind.

### 5.2. Lastverschiebe- und Speicherszenarien

In diesen Szenarien werden Technologien untersucht, denen in zukünftigen Energiesystemen eine zentrale Rolle zukommen wird. Dies sind zum einen Batteriespeicher, welche das Verschieben von Überschussstrom in Zeiten, wo das Angebot aus Erneuerbaren Energien nicht zur Deckung der Last ausreicht, ermöglichen. Zum anderen sind dies Power-to-Heat-Speicher und Wärmepumpen, welche das Stromüberangebot in den Wärmesektor verschieben.

Auch in diesen Szenarien wird ein unverändertes Verbraucherverhalten unterstellt. Alle drei genannten Technologien haben das Potenzial das schwankende Angebot aus den FEE

Tabelle 2: Installierte Leistungen der EE-Anlagen in den Szenarien zum Ausbau der EE-Potenziale (Angaben in MW)

Szenario-Name	WKA	PV	Biogas-BHKW <sup>44</sup>
50%-Wind	310,1	119,0	16,7
100%-Wind	410,4	119,0	16,7
50%-PV	209,8	428,0	16,7
100%-PV	209,8	736,9	16,7
50%-FEE	310,1	428,0	16,7
100%-FEE	410,4	736,9	16,7
100%-Biogas	209,8	119,0	33,3
100%-EE	410,4	736,9	33,3

zu vergleichmäßigen. Zudem werden alle Technologien bei Einsatz im derzeitigen Energiesystem betrachtet sowie den Wind- und PV-Potenzialausbauten von 50 % (Szenarioname-Zusatz 50%-FEE)<sup>45</sup> und 100 % (Szenarioname-Zusatz 100%-FEE).

### 5.2.1. Wärmepumpenszenarien

Mehr als die Hälfte des Energieverbrauchs in Deutschland dient der Wärmebereitstellung. Derzeit werden deutschlandweit aber erst 9,5 % des Wärmebedarfs mit EE gedeckt<sup>46</sup>. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass etwa 90 % der Wärmeversorgung auf Basis fossiler Rohstoffe stattfindet. Während der Fernwärme-Anteil an der gesamten Wärmeversorgung nur etwa 12 % ausmacht<sup>47</sup>, wird der größte Teil der Wärmeversorgung durch dezentrale Wärmeerzeuger bereitgestellt. Als umweltfreundliche Alternative zu fossil befeuerten Heizungsanlagen stehen im dezentralen Versorgungsbereich Bioenergie, Solarenergie sowie die Nutzung von Erdwärme und Umweltenergie durch Wärmepumpen zur Verfügung.

Wärmepumpen unterscheiden sich dabei von vielen anderen Wärmeerzeugern vor allem durch den Einsatz von Strom. Die Effizienz von Wärmepumpen nimmt stetig zu, doch schon heute könnte mit Wärmepumpen eine Primärenergieeinsparung zwischen 25 % und 50 % gegenüber Gas- und Ölheizungen erzielt werden. Zudem können Wärmepumpen mit Pufferspeicher zur Flexibilisierung der Stromnachfrage eingesetzt werden und somit einen wichtigen Beitrag zum Lastmanagement und zur Netzintegration der FEE leisten<sup>48</sup>.

In entsprechenden Szenarien soll daher untersucht werden, welchen Einfluss der Einsatz von Wärmepumpen auf das Energiesystem hat und wie sich die Größe der Wärmespeicher

<sup>45</sup>Die Szenarionamen sind so aufgebaut, dass der erste Namensteil die Technologie-Ausbaustufe beschreibt, z.B. 20%-WP (Ausbaustufe der Wärmepumpe von 20 %, Näheres siehe Kapitel 5.2.1), und der zweite Namensteil die FEE-Potenzial-Ausbaustufe, z.B. 50%-FEE (Siehe Kapitel 5.1). Der volle Szenarioname ist demnach 20%-WP\_50%-FEE.

<sup>46</sup>Bundesverband Erneuerbare Energie [2009]

<sup>47</sup>Hamburg Institut [2012]

<sup>48</sup>Nabe et.al. [2011]

auswirkt. Dafür wird jeweils von einem Anteil der WP an der Deckung des Wärmebedarfs des Haushalts- und Gewerbesektors von 20 % und 50 % ausgegangen. Zudem werden Szenarien ohne Wärmespeicher sowie mit doppelter Wärmespeicherkapazität untersucht. Ein Einsatz von WP in der Industrie wird nicht betrachtet, da in diesem Sektor Temperaturen auf sehr unterschiedlichem Niveau benötigt werden, wofür eine eingehende Untersuchung der Industrie notwendig ist, die im Rahmen des Projektes nicht möglich war. Nähere Angaben zu den Szenarien befinden sich im Anhang in Kapitel A.4.3.

### **5.2.2. PtH-Speicher-Szenarien**

Es wird derzeit zunehmend der Einsatz von elektrischen Heizstäben diskutiert. Die Wärmeerzeugung unter Einsatz von Strom erfolgt dabei zwar weniger effizient als mit Wärmepumpen, Heizstäbe sind aber preisgünstiger und durch die Zusatzfunktion zu einem bestehenden Heizungssystem einfacher umzusetzen. In den PtH-Speicher-Szenarien wird davon ausgegangen, dass in 5 %, 50 % bzw. 100 % der Wohn- und Gewerbegebäude zusätzlich zu dem bestehenden Heizungssystem ein Wärmespeicher mit integriertem elektrischem Heizstab installiert ist. Überschüssiger Strom aus FEE kann so in Form von Wärme gespeichert werden. Anhand dieser Szenarien soll die Möglichkeit untersucht werden, das schwankende Angebot aus den fluktuierenden Erneuerbaren Energien mithilfe von einfachen PtH-Speichern besser auszunutzen. Die Dimensionierung der Heizstäbe und weitere Szenarioannahmen befinden sich im Anhang in Kapitel A.4.2.

### **5.2.3. Batteriespeicherszenarien**

Eine weitere Möglichkeit, die fluktuierende Stromerzeugung auszugleichen besteht in der direkten Speicherung des Stroms in Batterien. Ein Vorteil der Batterie ist, dass die Energie auch nach dem Speichern als hochwertiger Strom zur Verfügung steht. Allerdings sind Batteriespeicher noch teuer im Vergleich zu den PtH-Technologien. In den Batterieszenarien soll untersucht werden, welche Effekte der Einsatz von Batterien auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen und die Gesamtsystemkosten hat und welche Vor- oder Nachteile sich gegenüber den PtH-Technologien ableiten lassen. Die in Szenarien untersuchten Batteriekapazitäten (in MWh nutzbarer Siecherkapazität) entsprechen 5 %, 10 % und 20 % der jeweils installierten FEE-Kapazitäten (in MW).<sup>49</sup>

## **5.3. Sanierungsszenarien**

In dem Energiekonzept der Bundesregierung<sup>50</sup> ist zur Einhaltung der Ziele zur Minderung der Treibhausgasemissionen die Notwendigkeit definiert, die Sanierungsrate für Gebäude

---

<sup>49</sup>Diese Stufen wurden gewählt in Anlehnung an eine Studie des Fraunhofer ISE (Henning and Palzer [2012]). Die optimalen Speichergrößen entsprechen hier etwa 10 % - 20 % der gesamt installierten FEE-Kapazitäten.

<sup>50</sup>BMU und BMWi [2010]

von derzeit weniger als 1 % auf 2 % zu steigern. In Sanierungsszenarien soll deshalb untersucht werden, welchen Einfluss die Stagnation der Sanierungsrate bei 1 % gegenüber der angestrebten Sanierungsrate von 2 % sowie gegenüber einer Vollsanierung des Gebäudebestandes hat. Zieljahr für die Untersuchung ist das im Energiekonzept festgehaltene Jahr 2020, bis zu dem der Primärenergieverbrauch gegenüber dem Jahr 2008 um 20 % gesenkt werden soll. Weitere Annahmen sind dem Kapitel A.4.4 zu entnehmen.

## 5.4. Gewerbeszenario

In einem Gewerbeszenario soll das Potenzial des Gewerbe-Sektors, einen Beitrag zur Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen zu leisten, untersucht werden. Es werden dazu folgende Handlungsfelder berücksichtigt:

- Ausschöpfung des gesamten Biogas-Potenzials zur Verwertung in Biogas-BHKW mit Abwärmenutzung
- Ersetzen aller Kohle- und Ölheizungen im Gewerbesektor durch Wärmepumpen und BHKW
- Nutzung von 10 % der Dachflächen für PV-Anlagen
- Sanierung von Wohnungsgenossenschafts- und Wohnungsgesellschaftsgebäuden sowie Ersetzen fossiler Heizungen mit WP und BHKW im gesamten Gebäudebestand der Wohnungsgenossenschaften und -Gesellschaften
- Einsatz von PtH-Speichern
- Einsatz von Batteriespeichern für PV-Anlagen

Detaillierte Informationen zu den einzelnen Maßnahmen sind dem Kapitel A.4.5 zu entnehmen.

## 5.5. Maximalszenario

In einem Maximalszenario soll untersucht werden, ob eine weitestgehend auf Erneuerbaren Energien beruhende Energieversorgung des Landkreises möglich ist und wie diese aussehen könnte. Dabei wird der industrielle Wärmebedarf außen vor gelassen, da dieser zu großen Anteilen Prozesswärmebedarf auf unterschiedlichen Temperaturniveaus darstellt, der nicht durch Wärmepumpen oder Solarthermieanlagen gedeckt werden kann und da mögliche andere Technologien wie Power to Gas in der vorliegenden Studie nicht berücksichtigt werden.

In dem Maximalszenario wird davon ausgegangen, dass alle ermittelten Potenziale in den Bereichen Einsparung und Ausbau Erneuerbarer Energien ausgeschöpft werden. Das bedeutet im Einzelnen:

- Die Erneuerbaren Energien werden gemäß dem Szenario 100 %-EE auf die derzeitigen angenommenen Potenzialgrenzen ausgebaut.
- Batteriekapazitäten werden in Höhe von 20 % der installierten FEE-Leistung ausgebaut.
- Alle Gebäude werden vollsaniert, was zu einer Senkung des Wärmebedarfs um 20 % führt.
- Alle fossilen Heizungssysteme werden ersetzt, indem 10 % aller Haushalte mit kombinierten Warmwasser- und heizungsunterstützten Solarthermieanlagen ausgestattet werden, die gesamte Wärmeauskopplung aus Biogas-BHKW genutzt wird und der restliche Wärmebedarf über Wärmepumpen gedeckt wird.
- Alle Heizungssysteme im Haushalts- und Gewerbesektor sind mit PtH-Speichern ausgestattet.

Da die Fernwärme im Ist-Zustand ausschließlich fossil erzeugt wird, wird diese im Maximalszenario komplett verdrängt. Der Anteil von Biogas an der Wärmeversorgung steigt gegenüber dem entsprechenden Biogasszenario durch die Senkung des Gesamtwärmebedarfs. Genaue Angaben sind in Kapitel A.4.6 aufgeführt.

## 6. Ergebnisse

### 6.1. Szenarien zum Ausbau der EE-Potenziale

Der derzeitige Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromversorgung des Landkreises beträgt etwa 42 %. Durch einen Ausbau der ermittelten Potenziale von Wind- und Sonnenenergie (Szenario 100%-FEE) kann dieser Wert auf ca. 71 % gesteigert werden, wie Abbildung 5 zu entnehmen ist. Gleichzeitig werden für die Ausbaustufe mehr als 40 % des durch die FEE erzeugten Stroms zum Zeitpunkt der Erzeugung aufgrund des fehlenden Bedarfs nicht im Landkreis genutzt. Dies entspricht etwa 585 GWh und damit 1/6 des Energiebedarfs des Landkreises. Der überschüssige Strom kann derzeit zumeist exportiert werden; zukünftig kann aber davon ausgegangen werden, dass vermehrt auch in umliegenden Regionen zeitgleich Stromüberschüsse bestehen. Es ist daher sinnvoll, bei weiterem Wind- und PV-Ausbau Technologien einzusetzen, die es ermöglichen, das Stromangebot in andere Zeiten bzw. in den Wärmesektor zu verlagern.

Die Entwicklung der Gesamtemissionen und -kosten bei Ausbau der ermittelten Wind- und PV-Potenziale ist in Abbildung 6 dargestellt. Demnach werden die CO<sub>2</sub>-Emissionen in allen Ausbaustufen deutlich gesenkt, mit einer maximalen Einsparung der CO<sub>2</sub>-Emissionen von 15 % im 100%-FEE-Szenario. Interessant ist zudem, dass in dem 50%-FEE-Szenario höhere Emissionseinsparungen erzielt werden können, als in dem 100%-PV-Szenario, bei einer um etwa 200 GWh geringeren Stromeinspeisung durch die FEE. Grund hierfür ist, dass der starke PV-Ausbau in dem 100%-PV-Szenario zu hohen Überschüssen an sonnigen

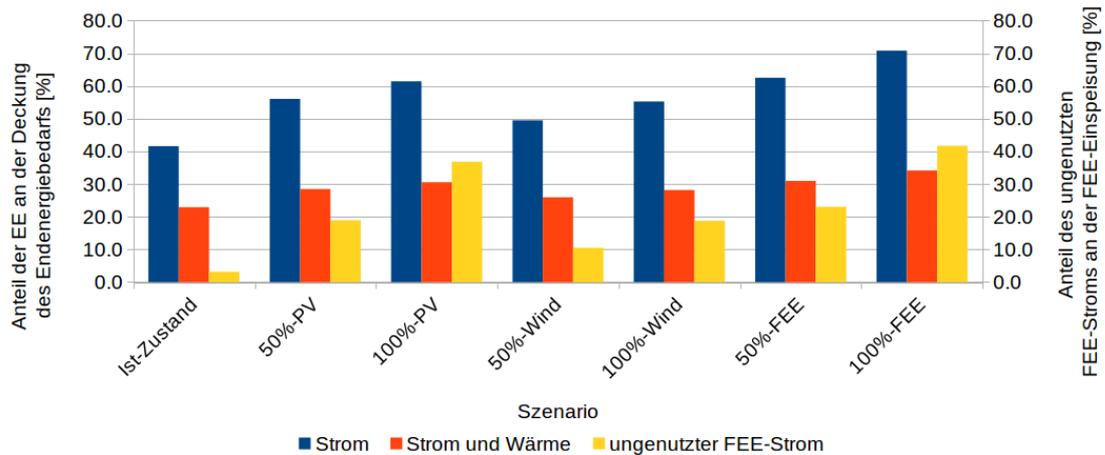


Abbildung 5: Anteil der EE an der Deckung des Endenergiebedarfs sowie Anteil des zum Zeitpunkt der Erzeugung nicht im Landkreis genutzten Stroms aus den FEE in den Ausbauszenarien der FEE

Tagen führt, die zu diesem Zeitpunkt im Landkreis oft nicht genutzt werden können, während sich die Einspeisung durch die FEE bei einem gleichzeitigen Ausbau von Wind und PV besser mit der Stromnachfrage deckt. Die Gesamtenergiesystemkosten steigen in allen Ausbaustufen der FEE mit Ausnahme des 50%-PV-Szenarios. Grund hierfür sind vor allem die starken Überschüsse an erneuerbar erzeugtem Strom. Wie aber in den Szenarien zum Ausbau von Wärmepumpen und PtH-Speichern (Vgl. Kapitel 5.2.1 und 6.2.2) gezeigt werden kann, können durch eine Nutzung der Überschüsse die Gesamtsystemkosten gegenüber dem Ist-Zustand gesenkt werden.

Die steigende Einspeisung durch die FEE führt zu einer zunehmenden Verdrängung von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, da die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme in Zeiten eines großen Angebots an Strom aus EE weder wirtschaftlich noch ökologisch sinnvoll ist. In dem 100%-FEE-Szenario führt dies dazu, dass die VLS der fossilen KWK gegenüber dem Ist-Zustand um 1/3 sinken. Gegenüber der getrennten Erzeugung (Bereitstellung der Wärme durch einen Gaskessel sowie des Stroms durch Stromimport) können durch die gekoppelte Erzeugung im 100%-FEE-Szenario 35 % der Emissionen eingespart werden, während die Kosten um nur 2 % steigen. Dies macht deutlich, dass die gekoppelte Erzeugung der getrennten Erzeugung vorzuziehen ist, es aber notwendig ist, den Einsatz der KWK-Anlagen flexibel zu gestalten, um in Zeiten eines Unterangebots an Strom aus den FEE Strom und Wärme effizient zu erzeugen und die Wirtschaftlichkeit der Anlagen auch in Zukunft zu sichern.

Abbildung 7 zeigt die Gesamtemissionen und -kosten bei Ausschöpfung des ermittelten Biogas-Potenzials (100%-Biogas-Szenario) des Landkreises zur Nutzung in BHKW, sowohl mit als auch ohne Nutzung der anfallenden Wärme in Nahwärmenetzen. Die Abbildung macht deutlich, dass eine Nutzung des zusätzlichen Biogas-Potenzials nur dann sinnvoll

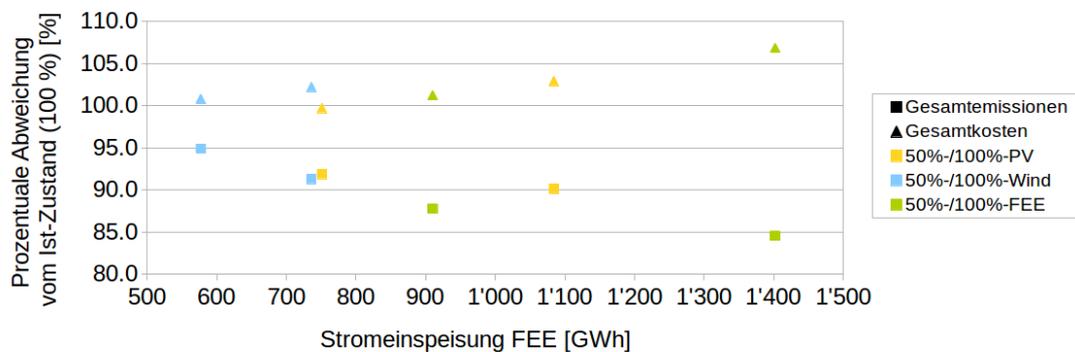


Abbildung 6: Entwicklung der Gesamtemissionen und -kosten bei Ausbau der ermittelten Wind- und PV-Potenziale

ist, wenn neben dem regenerativ erzeugten Strom auch die Abwärme in Nahwärmenetzen genutzt wird. Die Emissionen können dann um ca. 5 %, die Gesamtsystemkosten um ca. 4 % gesenkt werden. In dem 100%-EE-Szenario, in dem neben dem Biogas-Potenzial auch die ermittelten Wind- und PV-Potenziale ausgeschöpft werden, führt die Nichtnutzung der BHKW-Wärme zu einem deutlichen Kostenanstieg, sowohl gegenüber dem Ist-Zustand, als auch gegenüber dem 100%-FEE-Szenario. Grund hierfür ist die bei einer Nichtnutzung der Abwärme vergleichsweise teure Stromerzeugung in Biogas-BHKW. Bei einer Nutzung der Wärme können die Kosten aber auch hier wieder deutlich gesenkt werden, sodass sie insgesamt die derzeitigen Systemkosten um nur 3 % übersteigen. Auch hier gilt es wiederum zu beachten, dass bei dieser Ausbaustufe der FEE ein großer Teil des durch die FEE gelieferten Stroms zum Zeitpunkt der Erzeugung nicht im Landkreis genutzt werden kann (Vgl. Abbildung 8) und damit ein noch beachtliches Kostensenkungspotenzial besteht. Der Anteil der EE an der Deckung des Strom- und Wärmebedarfs, welcher dem Autarkiegrad der Region entspricht, kann in dem 100%-EE-Szenario von derzeit rund 23 % auf mehr als 38 % gesteigert werden. Bestünde die Möglichkeit, auch den gesamten exportierten bzw. abgeregelten FEE-Strom in der Region zu verwenden, könnte ein Autarkiegrad von ca. 54 % erreicht werden<sup>51</sup>. Ohne Betrachtung der Industriewärme ergibt sich ein Autarkiegrad von etwa 83 %.

Abbildung 9 stellt beispielhaft an der Last- und Erzeugungszeitreihe von Strom für eine Woche in der Übergangszeit (11. KW) in dem 100%-EE-Szenario die Problematik der fluktuierenden Einspeisung von Sonnen- und Windenergie dar. Während zu einigen Zeiten große Mengen des durch die FEE erzeugten Stroms nicht genutzt werden können, liegt zu anderen Zeiten eine Unterdeckung vor, sodass Strom in die Region importiert werden muss. Weiterhin wird die Verdrängung der KWK zu Zeiten einer hohen FEE-Einspeisung, wie sie oben bereits geschildert wurde, deutlich. Die Biogas-KWK ist von dieser Verdrängung

<sup>51</sup>Unter der Annahme, dass der Strom mit einem Wirkungsgrad von 100 % in Wärme gewandelt werden kann sowie ohne Verluste gespeichert werden kann

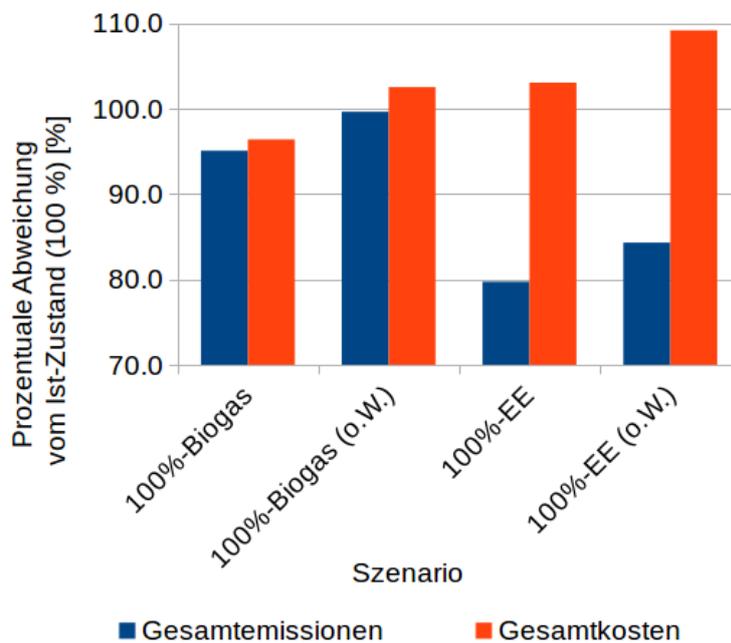


Abbildung 7: Gesamtemissionen und -kosten bei Ausbau der ermittelten Potenziale Erneuerbarer Energien

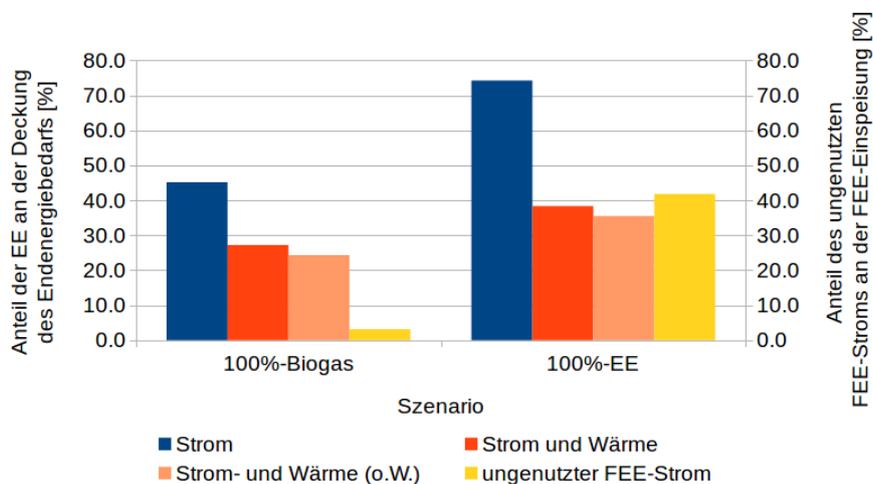


Abbildung 8: Anteil der EE an der Deckung des Endenergiebedarfs (mit und ohne Nutzung der Biogas-BHKW-Wärme) sowie Anteil des zum Zeitpunkt der Erzeugung nicht im Landkreis genutzten Stroms aus den FEE in den Biogas-Potenzialausbauszenarien

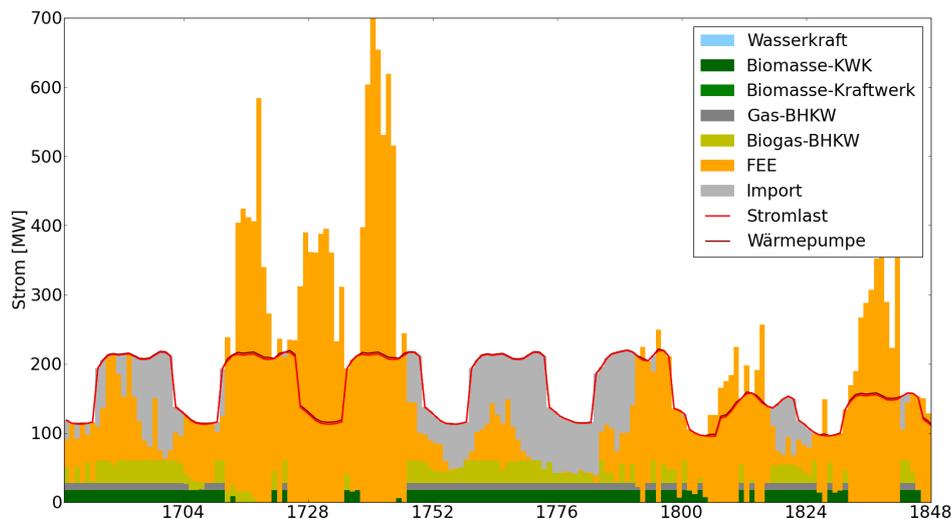


Abbildung 9: Stromlast- und Erzeugungzeitreihe einer Märzwoche (Übergangszeit) im 100%-EE-Szenario

allerdings nicht betroffen, was darin begründet liegt, dass die Speicherkapazität von Biogasspeichern begrenzt ist, sodass die stündliche Beladung des Speichers dazu führt, dass Biogasanlagen bei vollem Speicher zu einer Must-Run-Kapazität werden. Stattdessen würde in diesen Fällen der FEE-Strom verdrängt. Dies tritt allerdings bei den hier ermittelten Potenzialen EE nicht auf. Die Emissionsminderungen durch den Biogas-Potenzialausbau und den Ausbau von Wind und PV addieren sich damit und stellen in den hier betrachteten Szenarien keine Konkurrenz zueinander dar.

## 6.2. Lastverschiebe- und Speicherszenarien

### 6.2.1. WP-Szenarien

Die WP-Ausbauszenarien zeigen ein großes Potenzial die CO<sub>2</sub>-Emissionen durch den Ausbau von WP zu senken (Vgl. Abbildung 10). Zudem führt der WP-Ausbau in einigen Szenarien dazu, dass die Gesamtsystemkosten unter den getroffenen Annahmen gegenüber dem Ist-Zustand um mehr als 7 % (50%-WP\_50%-FEE-Szenario) gesenkt werden können. Der Anteil des zum Zeitpunkt der Erzeugung nicht in der Region genutzten Wind- und PV-Stroms kann für beide Ausbaustufen der FEE durch den 50%-WP-Ausbau um jeweils 5,5 % gesenkt werden (Vgl. Abbildung 11). Der Anteil der EE an der Strom- und Wärmeversorgung kann dadurch um 10 % bzw. 11 % gesteigert werden.

Dem gegenüber steht die Steigerung des maximalen Strombedarfs, besonders im Winter, die größere Backup-Kapazitäten erforderlich macht. So beträgt der maximale Strombedarf

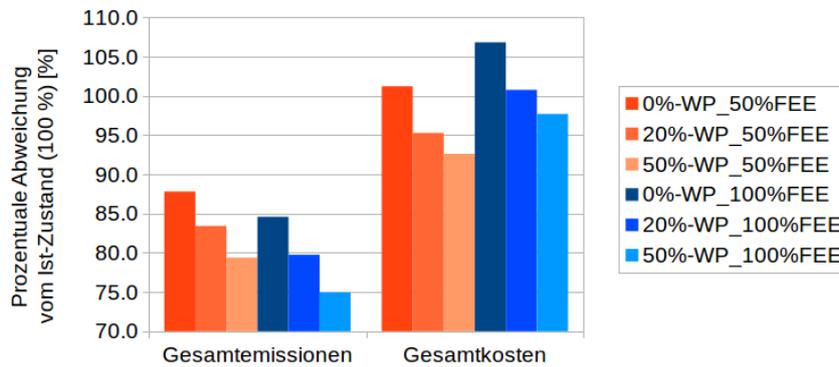


Abbildung 10: Gesamtemissionen und -kosten der WP-Ausbauszenarien

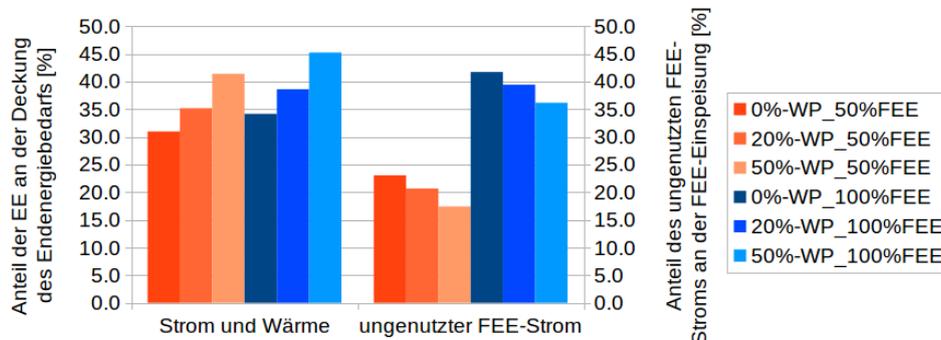


Abbildung 11: Anteil EE an der Deckung des Endenergiebedarfs sowie Anteil des zum Zeitpunkt der Erzeugung nicht im Landkreis genutzten Stroms aus den FEE in den WP-Ausbauszenarien

der WP bei einem WP-Ausbau von 20 % 50 MW sowie bei einem WP-Ausbau von 50 % 123 MW, wodurch die benötigte Backup-Kapazität von 180 MW auf bis zu 243 MW in dem Szenario 50%-WP\_50%-FEE ansteigt. Durch eine Variation der Speicherkapazität der WP-Speicher, die einen flexiblen Einsatz der WP ermöglichen, wird der Einfluss der Speichergröße auf die benötigte Backup-Kapazität untersucht. Für die Variation werden einmal WP-Systeme ohne Speicher betrachtet sowie WP-Systeme mit einer doppelten Speicherkapazität<sup>52</sup>. Die Ergebnisse der Variation sind Abbildung 12a zu entnehmen. Ohne WP-Speicher steigt die benötigte Backup-Kapazität auf 208 MW an und kann durch den Einsatz von Wärmespeichern deutlich reduziert werden. Dabei hat eine weiter steigende Speichergröße gegenüber der einfachen Speichergröße kaum noch einen Einfluss auf die benötigte Backup-Kapazität, da die maximale Last an mehr als 12 aufeinander folgenden Stunden auftritt. Möglicherweise kann die Speicherfähigkeit von Gebäuden zusätzlich

<sup>52</sup>Bereitstellung der maximalen Last über 4 Stunden, Vgl. Kapitel 2.2.7

genutzt werden, um die Backup-Kapazität zu reduzieren. Dieser Aspekt wurde hier aber nicht weiter untersucht.

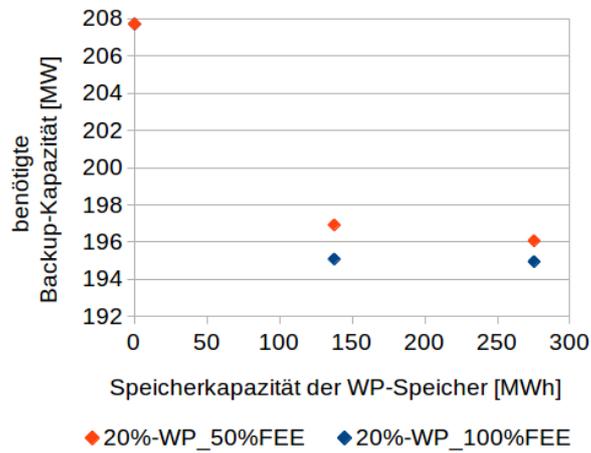
Neben dem Einfluss der Speichergröße auf die Backup-Kapazität wurde der Einfluss auf die zusätzliche Nutzung von Strom aus Wind- und Sonnenenergie untersucht. Im Vergleich zu den Szenarien mit WP-Systemen ohne Wärmespeicher können bei einfacher Wärmespeicherkapazität mehr als 1 % des erzeugten FEE-Stroms mehr in der Region genutzt werden (Vgl. Abbildung 12b). Die Emissionsminderungen durch den zusätzlich genutzten FEE-Strom liegen hierbei unter 1 %. Real wird dieser Wert größer ausfallen, da durch die Wärmespeicher zusätzlich der Betrieb der WP optimiert werden kann, was zu einer höheren Jahresarbeitszahl führt. Werden die Speicher doppelt so groß dimensioniert, verdoppelt sich der Anteil zusätzlich nutzbaren FEE-Stroms nicht, sondern es setzt eine Sättigung ein.

### 6.2.2. PtH-Speicher-Szenarien

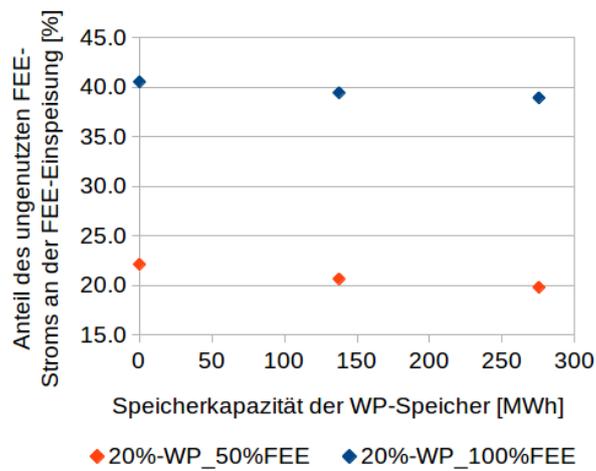
Der Einsatz von PtH-Speichern führt in den Szenariorechnungen zu einer deutlichen Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen um bis zu 22 % (Vgl. Abbildung 13). Zudem führt der Ausbau teilweise zu einer Senkung der Gesamtsystemkosten. Vergleicht man die 50%-PtH-Speicher-Szenarien mit den 50%-WP-Szenarien, in denen die installierte Leistung von Stromheizungen der installierten Leistung von WP entspricht, miteinander, werden durch den WP-Ausbau jeweils um 5 % höhere CO<sub>2</sub>-Emissionseinsparungen erzielt. Dies ist zum einen durch die Szenarien-Annahmen bedingt - so wird in den WP-Szenarien davon ausgegangen, dass zunächst alte Öl- und Kohleheizungen verdrängt werden, während in den PtH-Speicher-Szenarien davon ausgegangen wird, dass diese gleichverteilt in den Haushalten eingebaut werden - und zum anderen dadurch, dass die PtH-Speicher ein Zusatzheizsystem darstellen, weshalb die Emissionen für die Herstellung der Speicher zu den Emissionen für die Heizungssysteme hinzukommen, während die WP das alte Heizsystem ersetzen. Der Einsatz der PtH-Speicher als Zusatzheizsystem hat andererseits den Vorteil, dass kein zusätzlicher Bedarf an Backup-Kapazität entsteht.

Abbildung 14 stellt den Anteil EE an der Deckung des Strom- und Wärmebedarfs sowie den Anteil des zum Zeitpunkt der Erzeugung nicht im Landkreis genutzten Stroms aus den FEE dar. Der Anteil des ungenutzten FEE-Stroms in den PtH-Speicher-Szenarien ist deutlich geringer als in den WP-Szenarien, bei gleichem Anteil EE an der Strom- und Wärmeversorgung. Grund hierfür ist der deutlich schlechtere Wirkungsgrad der PtH-Speicher mit dem der Strom in Wärme gewandelt wird. Die Überschüsse werden demnach in den WP-Szenarien effizienter eingesetzt, sodass das Potenzial für weitere Steigerungen des EE-Anteils an der Strom- und Wärmeversorgung in den WP-Szenarien höher ist.

Neben dem Strom aus den FEE wird aufgrund der Optimierung der Energiebereitstellung hinsichtlich der CO<sub>2</sub>-Emissionen auch Gas-KWK-Strom in den PtH-Speichern eingesetzt, was an den steigenden VLS der Gas-KWK-Anlagen erkennbar ist. Grund hierfür ist, dass der Einsatz von Gas-KWK-Strom zum Heizen hinsichtlich der Emissionen besser ist, als die Wärmeerzeugung durch Kohle- und Ölheizungen.



(a) Entwicklung der benötigten Backup-Kapazität



(b) Entwicklung des Anteils des zum Zeitpunkt der Erzeugung nicht im Landkreis genutzten Stroms aus den FEE

Abbildung 12: Auswirkung der Variation der Speicherkapazität der WP-Speicher in den 20%-WP-Szenarien

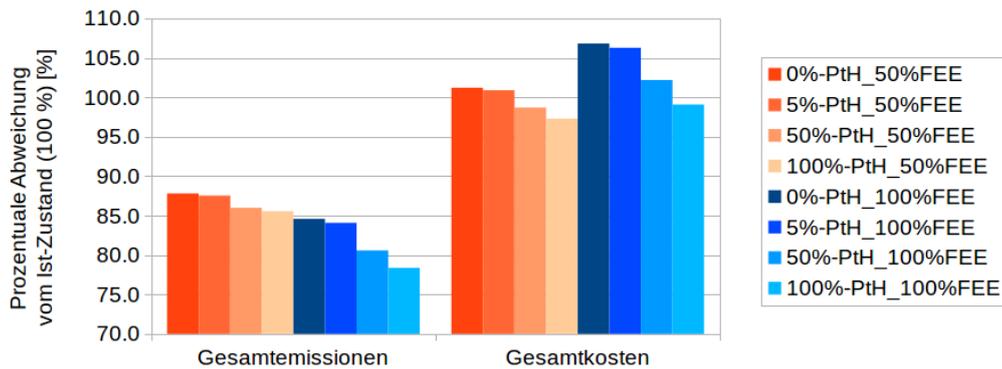


Abbildung 13: Gesamtemissionen und -kosten der PtH-Speicher-Ausbauszenarien

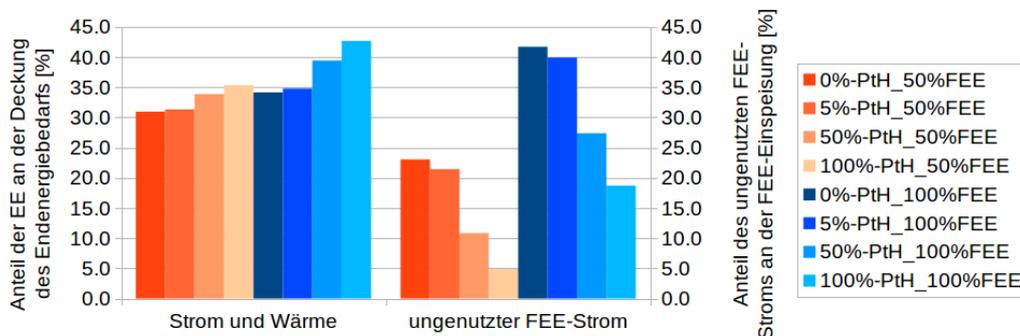


Abbildung 14: Anteil EE an der Deckung des Endenergiebedarfs sowie Anteil des zum Zeitpunkt der Erzeugung nicht im Landkreis genutzten Stroms aus den FEE in den PtH-Speicher-Ausbauszenarien

### 6.2.3. Batteriespeicherszenarien

Abbildung 15 stellt die Gesamtemissionen sowie die Gesamtsystemkosten, aufgeschlüsselt nach Investitions- und Betriebskosten, der Batteriespeicherszenarien dar. Während die Investitionskosten durch den Batteriespeicherausbau steigen, können durch die Mehrnutzung des erneuerbar erzeugten Stroms (Vgl. Abbildung 16) Betriebskosten eingespart werden, sodass sich gegenüber dem Energiesystem ohne Batteriespeicher (0%-Bat) jeweils keine Kostenerhöhungen ergeben. Der Anteil der EE an der Deckung des Strom- und Wärmebedarfs kann auf 36 % gesteigert werden, wodurch Emissionseinsparungen bis zu 18 % erreicht werden.

Der Einfluss des Batteriespeichers auf die maximal benötigte Backup-Kapazität ist mit einer Verringerung der benötigten Backup-Kapazität von 3 MW bis 5 MW gering, der gesamte Stromimport kann aber gegenüber den Szenarien ohne Batteriespeicher (0%-Bat)

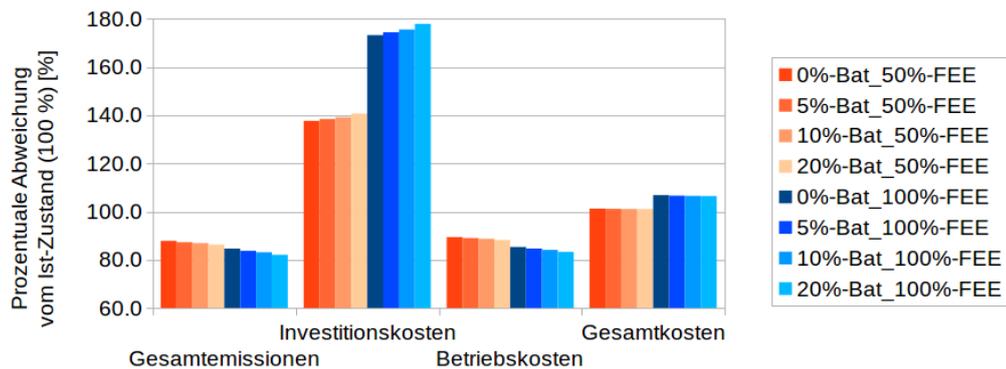


Abbildung 15: Gesamtemissionen und -kosten der Batteriespeicher-Ausbauszenarien

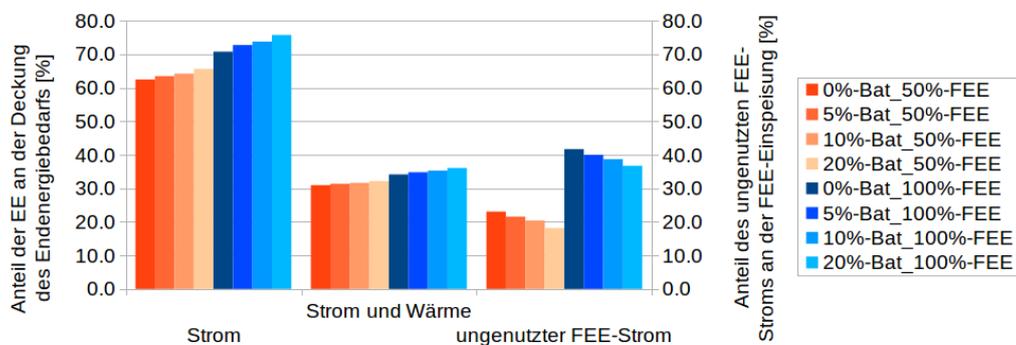
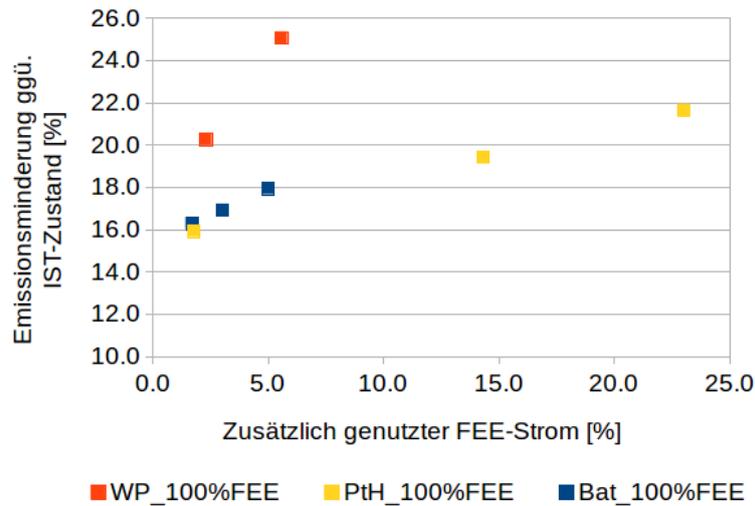


Abbildung 16: Anteil EE an der Deckung des Endenergiebedarfs sowie Anteil des zum Zeitpunkt der Erzeugung nicht im Landkreis genutzten Stroms aus den FEE in den Batteriespeicher-Ausbauszenarien

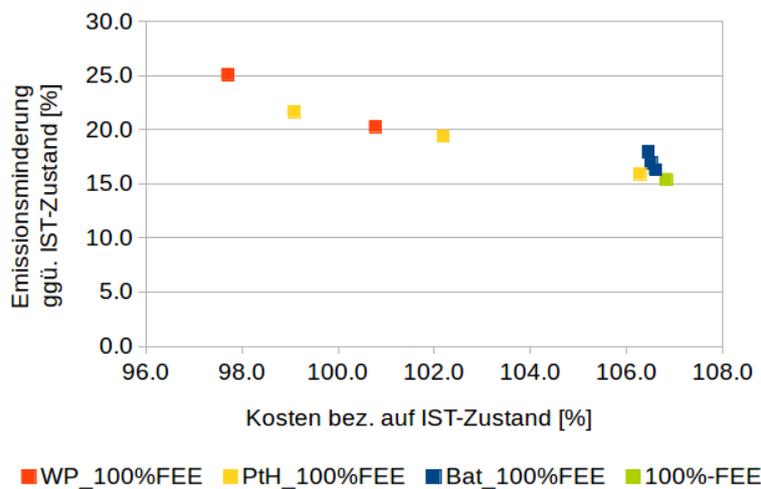
um bis zu 15 % reduziert werden.

#### 6.2.4. Vergleich der WP-, PtH-Speicher- und Batteriespeicherszenarien

Abbildung 17a vergleicht die drei Technologien WP, PtH-Speicher und Batteriespeicher hinsichtlich der in den Szenarien erzielten Emissionsminderung durch zusätzliche Nutzung des erneuerbar erzeugten Stroms. Demnach werden die Überschüsse aus den FEE durch die Wärmepumpe am effizientesten zur Emissionsminderung eingesetzt, während bei einem Einsatz von PtH-Speichern und Batteriespeichern die zusätzliche Nutzung der FEE-Überschüsse in etwa zu den gleichen Emissionsminderungen führt. Hierbei muss aber beachtet werden, dass der Überschussstrom bei Einsatz in PtH-Speichern in Wärme gewandelt wird, während er im Falle des Einsatzes in Batteriespeichern als Strom, der eine höherwertigere Energieform als Wärme darstellt, in der Region genutzt werden kann.



(a) Vergleich der Emissionsminderung durch Nutzung von Überschussstrom aus den FEE



(b) Vergleich der Emissionsminderung und Gesamtkosten

Abbildung 17: Vergleich von WP, PtH-Speichern und Batteriespeichern für einen Ausbau der FEE von 100%

Vergleicht man die mit den Technologien erzielten Emissionsminderungen und Gesamtsystemkosten, werden in den WP- und PtH-Speicher-Szenarien die größten Emissionsminderungen bei den geringsten Gesamtkosten erzielt (Vgl. Abbildung 17b). Bei einem Vergleich der Investitionskosten pro eingesparter Tonne  $CO_2$  (Vgl. Abbildung 18) stellen die PtH-Speicher mit 12 Euro/ $t_{CO_2}$  bis 42 Euro/ $t_{CO_2}$  die günstigste Technologie dar und sind damit gut geeignet, in einem ersten Schritt kostengünstig und niederschwellig Emissionen einzusparen.

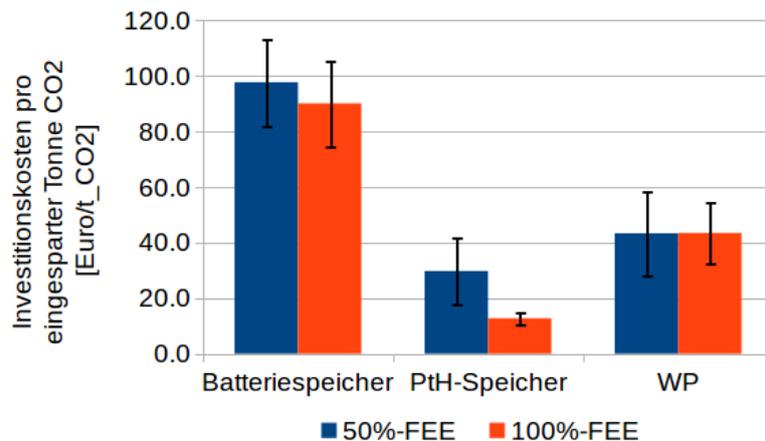


Abbildung 18: Vergleich der Investitionskosten pro eingesparter Tonne CO<sub>2</sub> für WP, PtH-Speicher und Batteriespeicher in den jeweiligen Ausbauszenarien

### 6.3. Sanierungsszenarien

Abbildung 19 zeigt die Gesamtemissionen und -kosten der Sanierungsszenarien. Danach können die CO<sub>2</sub>-Emissionen durch die hier definierten Sanierungsmaßnahmen bei einer Sanierungsrate von 1 % um 1 % sowie bei der von der Bundesregierung angestrebten Sanierungsrate von 2 % um 2,5 % gesenkt werden. Eine Vollsanierung des gesamten Gebäudebestandes führt unter den getroffenen Annahmen zu einer Emissionsminderung von 8 %. Die Emissionsminderungen scheinen zunächst gering auszufallen, was aber unter anderem darin begründet liegt, dass der industrielle Wärmebedarf im Landkreis mit einem Anteil von etwa 56 % einen im Vergleich zum gesamtdeutschen Durchschnitt, welcher bei rund 37 % liegt<sup>53</sup>, sehr hohen Anteil am Gesamtwärmebedarf hat, sodass die Sanierungsmaßnahmen im Haushalts- und Gewerbesektor weniger ins Gewicht fallen, als dies für Gesamtdeutschland der Fall wäre.

Weiterhin stellt der angenommene Wärmebedarf pro m<sup>2</sup> Wohnfläche, welcher hier für eine Gebäudevollsanierung zugrunde gelegt wird, mit 96 kWh/(m<sup>2</sup>a) eine recht konservative Annahme dar. So liegt beispielsweise der Heizenergiebedarf für Gebäude nach EnEV 2002 bei 30 bis 70 kWh/(m<sup>2</sup>a), nach EnEV 2009 bei 25 bis 60 kWh/(m<sup>2</sup>a) sowie für Passivhäuser bei 15 kWh/(m<sup>2</sup>a)<sup>54</sup> und der Trinkwarmwasserbedarf bei etwa 26 kWh/(m<sup>2</sup>a)<sup>55</sup>.

Zur Kostenermittlung der sich durch die Sanierung ergebenden Gesamtsystemkosten werden zu den im Modell berechneten Energiesystemkosten die Kosten für die Sanierungsmaßnahmen hinzugerechnet<sup>56</sup>. Es ergeben sich damit Kostensteigerungen für die Sanierungs-

<sup>53</sup>Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. [2011], wonach der Endenergieverbrauch für Wärme der Industrie 1885 PJ, des GHD-Sektors 839 PJ sowie der Haushalte 2348 PJ beträgt

<sup>54</sup>ASUE [2009]

<sup>55</sup>Techem [2011]

<sup>56</sup>Die Abschätzung der Sanierungskosten ist im Anhang in Kapitel A.3.4 dargelegt

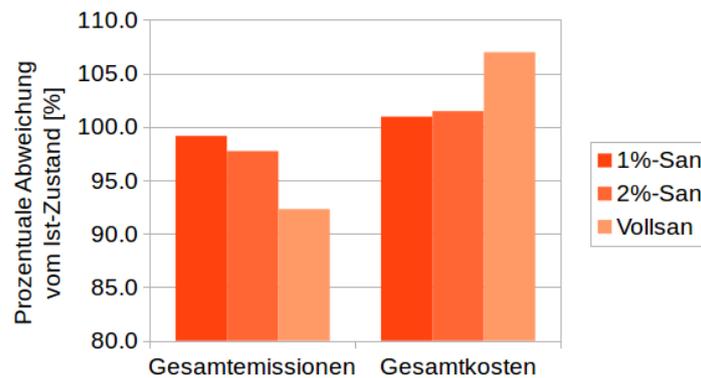


Abbildung 19: Gesamtemissionen und -kosten der Sanierungsszenarien

szenarien von 1 % bis 7 %.

## 6.4. Gewerbeszenario

Durch die in dem Gewerbeszenario berücksichtigten Handlungsfelder des Gewerbes zur aktiven Mitwirkung an der regenerativen Energieversorgung des Landkreises können die CO<sub>2</sub>-Emissionen um mehr als 10 % sowie die Gesamtsystemkosten um mehr als 6 % gesenkt werden. Die Anteile der Einzelmaßnahmen an der Minderung der Emissionen sind in Abbildung 20 dargestellt. Demnach bestehen durch die Ausschöpfung des Biogaspotenzials zur Strom- und Wärmeerzeugung in Biogas-BHKW mit einem Anteil von ca. 46 % sowie durch den PV-Zubau mit einem Anteil von 31 % die größten Potenziale zur Emissionsminderung. Die Emissionseinsparungen durch den Einsatz von Batteriespeichern fallen bei der im Gewerbeszenario angesetzten Ausbaustufe der FEE mit ca. 1 % sehr gering aus. Dies liegt darin begründet, dass bei der im Gewerbeszenario angesetzten Ausbaustufe der FEE die Überschüsse an erneuerbar erzeugtem Strom mit 1,1 % sehr gering sind und die Batteriespeicher damit nur selten eingesetzt werden. Das Szenario 10%-Bat\_50%-FEE<sup>57</sup>, in dem der Batteriespeicherausbau mit 74 MWh in etwa der im Gewerbeszenario angesetzten Batteriespeicherkapazität von 80 MWh entspricht, zeigt aber, dass bei einer größeren Ausbaustufe der FEE das Emissionsminderungspotenzial durch den Einsatz von Batteriespeichern bei etwas mehr als 13 % der Gesamtemissionen gegenüber dem Ist-Zustand liegt. Bei einem weiteren Ausbau von Wind- und Sonnenenergie kann somit der Beitrag des Gewerbes zu einer regenerativen Energieversorgung des Landkreises weiter steigen.

## 6.5. Maximalszenario

Der Ausbau aller ermittelten Potenziale in den Bereichen Einsparung und Ausbau Erneuerbarer Energien sowie die Umstellung aller fossilen Heizungssysteme in den Haushalten

<sup>57</sup>6.2.3

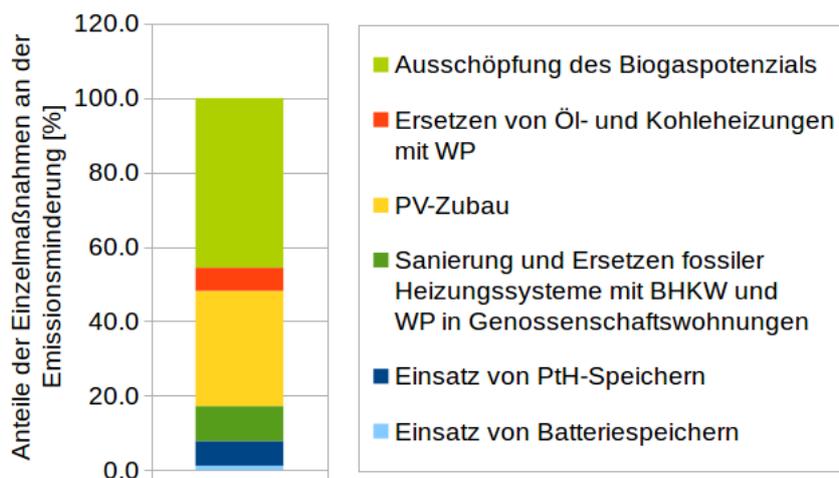


Abbildung 20: Anteile der Einzelmaßnahmen an der Emissionsminderung im Gewerbeszenario

sowie dem Gewerbesektor, wie sie in dem Maximalszenario angenommen werden, führt zu Emissionsminderungen von rund 33 % bei einem Anstieg der Gesamtsystemkosten von nur rund 5 %. Der Anteil der EE an der Deckung des Strom- und Wärmebedarfs (Autarkiegrad) kann von derzeit 23 % auf 53 % gesteigert werden. In weiteren Szenarien wurde untersucht, wie sich zusätzliche Maßnahmen - doppelte Wärme- und Batteriespeicherkapazitäten, eine Steigerung der WP-Gütegrade<sup>58</sup> sowie eine Senkung des Strombedarfs um 10 %<sup>59</sup> - auf das Gesamtsystem auswirken. Die Ergebnisse dieser Untersuchungen sind in Abbildung 21 dargestellt. Demnach führt die Senkung des Strombedarfs zu den größten Emissionseinsparungen von weiteren 5 % gegenüber dem Basis-Maximalszenario, bei Kostensenkungen um 2 %, wodurch die Gesamtsystemkosten gegenüber dem Ist-Zustand nur 3 % höher ausfallen. Ein Ausbau der Batteriespeicherkapazität führt zu einer Steigerung des Autarkiegrads der Region auf 54 %. In einer weiteren Untersuchung wurde ermittelt, wie weit der Autarkiegrad der Region durch den Ausbau von Batteriespeicherkapazität gesteigert werden kann. Wie Abbildung 22 zeigt, kann der Autarkiegrad ohne starken Kostenanstieg bis auf etwas mehr als 59 % gesteigert werden; ein weiterer Ausbau ist dann mit einem starken Kostenanstieg verbunden. Ein Autarkiegrad von 100 % ist unter den für das Maximalszenario getroffenen Annahmen auch bei unendlicher Batteriespeicherkapazität nicht möglich.

<sup>58</sup>Steigerung des Gütegrads der Luft/Wasser-WP von 0,3 auf 0,4 sowie der Sole/Wasser-WP von 0,4 auf 0,5, was jeweils den höchsten derzeitigen Gütegraden entspricht Roland Koenigsdorff [2011]

<sup>59</sup>Senkung des Stromverbrauchs um 10 % gegenüber 2020 ist ein von der Bundesregierung angestrebtes Ziel BMU und BMWi [2010]

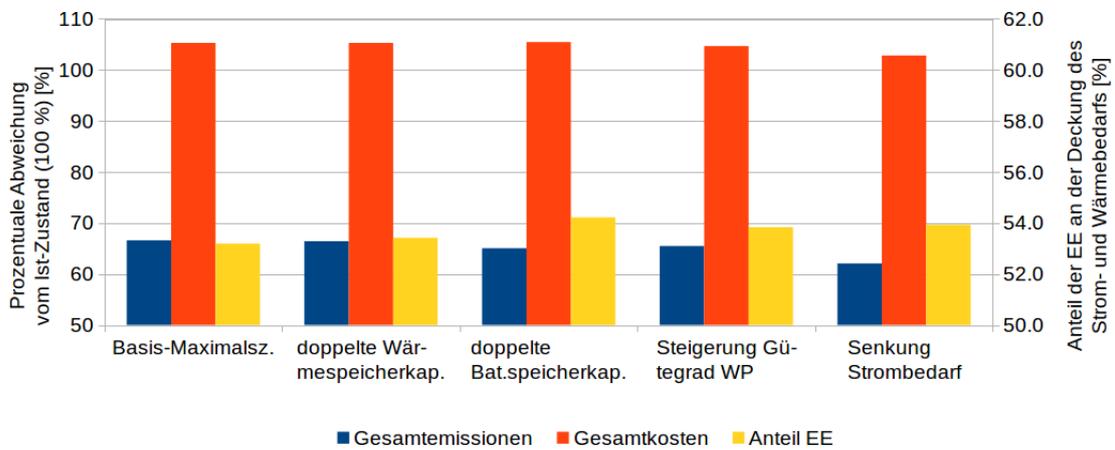


Abbildung 21: Gesamtemissionen und -kosten sowie Anteil EE an der Deckung des Strom- und Wärmebedarfs im Maximalszenario sowie weiteren

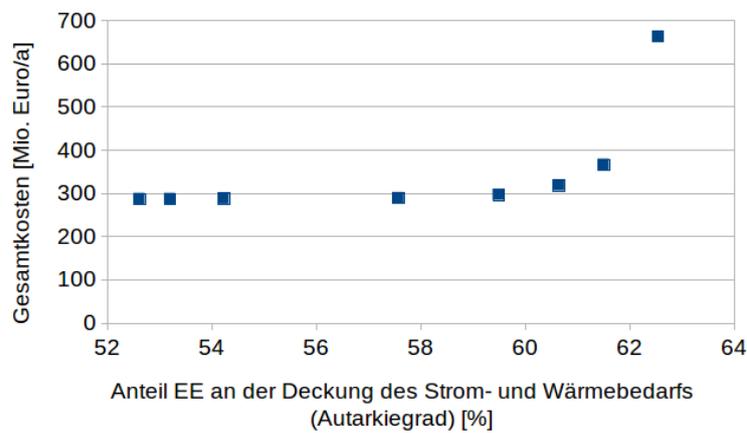


Abbildung 22: Kostenentwicklung bei Steigerung des Autarkiegrades durch Ausbau der Batteriespeicherkapazität im Maximalszenario

## 7. Zusammenfassung Teil I

Die angesetzten Potenziale für Sonnen- Wind und Bioenergie reichen bei weitem nicht aus, um den Landkreis komplett autark zu versorgen. Ein Hauptgrund dafür ist der hohe Wärmebedarf der Industrie, weshalb auch eine Vollsaniierung der Gebäude im Haushaltssektor auf  $96 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$  prozentual gesehen nur einen Beitrag von 8 % Emissionsminderung leisten kann.

Der Ausbau der fluktuierenden Erneuerbaren Energien macht am meisten Sinn, wenn gleichzeitig Speicher- oder Lastverschiebetechnologien ausgebaut werden, um die großen Erzeugungsüberschüsse nutzen zu können. Der Ausbau von Wärmepumpen oder Stromheizungen führt in allen abgebildeten Szenarien mit hoher FEE-Ausbaustufe zu Kosten- und  $\text{CO}_2$ -Minderungen. Auch der Einsatz von Batterien mit einer Gesamtkapazität in Höhe von 20 % der ausgebauten FEE-Leistung hat keine erhöhten Kosten zur Folge. Die Investitionskosten werden durch die Nutzung des überschüssigen Stroms aufgewogen. Bei geeignetem Wärmepumpeneinsatz und Ausbau aller FEE-Potenziale können sogar Kosten gegenüber dem Istzustand vermindert werden. Die Umstellung vieler fossiler Heizungen auf Wärmepumpenheizungssysteme führt allerdings auch zu einem größeren Bedarf an elektrischen Back-Up-Kapazitäten.

Der gleichmäßige Ausbau von Windkraft und Photovoltaik ist einem einseitigen Zubau vorzuziehen, da so weniger große Überschüsse erzeugt werden und die Deckung der Lasten häufiger zum Zeitpunkt der Erzeugung erfolgen kann.

Durch den Ausbau der FEE wird die Erdgas-KWK zunehmend verdrängt, da in Zeiten von Stromüberschüssen die getrennte Wärmeerzeugung günstiger ist.

Die Unternehmen des Landkreises können in großem Umfang zu einer nachhaltigen Energieversorgung beitragen. In dem berechneten Szenario sinken die  $\text{CO}_2$ -Emissionen um 10 % und die Gesamtsystemkosten um 6 %. Den größten Beitrag zu den Emissionsminderungen können dabei der Ausbau von Biogas-BHKW und der Ausbau von Photovoltaik beitragen.

# Teil II.

## Mögliche Beiträge zu einer nachhaltigen Energieversorgung

### 8. Handlungsfelder für Unternehmen

Im folgenden Kapitel wird betrachtet, wie sich Unternehmen verschiedener Größenordnungen direkt oder indirekt an einer nachhaltigen Energieversorgung der Region beteiligen können und welche Vorteile sich dadurch ergeben können.

#### 8.1. Energieeffizienzmaßnahmen

Energieeffizienzmaßnahmen führen in der Regel zu einem geringeren Verbrauch von Strom und/ oder Wärme, was nicht nur Kosten spart, sondern auch den Ausstoß von CO<sub>2</sub> verringern kann und damit zu einer nachhaltigen Energieversorgung beiträgt.

Der Markt rund um die Energieeffizienz ist ein sehr dynamischer, wachsender und regelrecht boomender Markt. 2013 ist das Umsatzvolumen in Deutschland rund um das Thema Energieeffizienz auf 163 Mrd. € gestiegen, bei einem weiteren erwarteten Marktwachstum von jährlich deutlich über 10 %<sup>60</sup>. Der Ausbau des Geschäftsfeldes wird in erster Linie von den in den letzten Jahren spürbar gestiegenen Energie- und Ressourcenpreisen, die nach aktuellem Sachstand durch die weitere Verknappung von Rohstoffen und Energieträgern weiter steigen werden, voran getrieben. Die Einsparung von Rohstoff- und Energiekosten ist daher der vorrangige Beweggrund von Unternehmen, die Errungenschaften dieses neuen Marktes in Anspruch zu nehmen<sup>61</sup>. Die Entwicklung der Energiepreise, speziell der Strompreise und die Entwicklung der Industrie ist ein zentraler Bestandteil für die Konjunktur, weshalb große Teile der Politik sich dem Thema angenommen haben und auch hohe Fördersummen bereit stellen.

##### 8.1.1. Begriffsklärung

Die EU-Energieeffizienz-Richtlinie (EED) definiert Energieeffizienz als “das Verhältnis von Ertrag an Leistung, Dienstleistungen, Waren oder Energie zu Energieeinsatz” und Energieeffizienzverbesserung als “die Steigerung der Energieeffizienz als Ergebnis technischer, verhaltensbezogener und/oder wirtschaftlicher Änderungen”<sup>62</sup>.

---

<sup>60</sup>DENEFF [2014]

<sup>61</sup>DENEFF [2014]

<sup>62</sup>und Rat der Europäischen Union [2009], Artikel 2

Eine ähnliche Definition liefert das Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie:

„Während Effektivität im Sinne von „Wirksamkeit“ den Grad der Zielerreichung einer Aktivität bezeichnet, bezieht sich die Effizienz auf das Verhältnis zwischen Nutzen und Aufwand. Energieeffizienz bezieht sich also auf das Verhältnis von erzieltm Nutzen und eingesetzter Energie.“<sup>63</sup>

Diese Definitionen räumen aber verschiedene Betrachtungsweisen ein. In der ingenieurtechnischen Sichtweise wird die Effizienz auf den Wirkungsgrad und damit auf die End-/Nutzenenergie (Licht, Bewegung, Wärme, Elektrizität) und den Primärenergieeinsatz bezogen. Hier soll unter „Nutzen“ das Ergebnis einer zielgerichteten Handlung bzw. die Ausgabe einer Maschine verstanden werden, ohne eine Interpretation, wie dieser letztendlich verwendet wird. Hat ein Kraftwerk bspw. einen bestimmten Jahresverbrauch an Kohle, Gas, o.ä. und kann - auf Grund welcher Maßnahmen das auch immer sein mögen - die produzierten kWh steigern, ist das eine Effizienzsteigerung.

Es kommt dabei auf den Blickwinkel an, ob man in diesem Beispiel die zusätzlich erzeugten kWh als Nutzensteigerung, oder die Einsparung der Primärenergie zur Erzeugung der benötigten kWh als Minderung des Aufwands verstehen möchte und was man letztendlich unter „Nutzen“ verstehen will.

Hilfe kann hier der Begriff der Suffizienz leisten, der der Frage nach einem subjektiv „richtigen“ Maße des Verbrauch bzw. Konsum nachgeht. Im Hinblick auf die Nachhaltigkeit, die eine „Entwicklung, die die Bedürfnisse heutiger Generationen befriedigt, ohne zu riskieren, dass künftige Generationen ihre Bedürfnisse nicht befriedigen können“<sup>64</sup> anstrebt, stellt die Suffizienz die Sinnhaftigkeit und die Notwendigkeit in Frage. Wird die Einsparung von Brennstoff zu einer nicht benötigten Erhöhung der Raumtemperatur genutzt oder verlängert sich die Brenndauer einer Glühbirne bei fallendem Stromverbrauch, liegt eine Suffizienzverletzung vor und man spricht vom Rebound-Effekt.

Effizienz ist ein relativer Begriff und setzt zwei Zustände ins Verhältnis. Bei einer Effizienzsteigerung wird also die Effizienz - in den einfachsten Fällen ist damit der Wirkungsgrad gemeint - vor und nach einer Maßnahme verglichen, ohne jedoch die absolute Güte zu betrachten. Eine suffiziente Dimensionierung berücksichtigt dagegen auch die absolute Größe. Diese ist vor allem dann von Interesse, wenn Effizienzmaßnahmen eine Einsparung zum Ziel haben.

Bei der Betrachtung der Effizienzkennzeichnung der europäischen Ökodesign-Richtlinie ist dieser Fakt ebenfalls zu berücksichtigen. Die Ökodesign-Richtlinie legt Effizienzrichtwerte für die Produktion und den Verkauf von energieverbrauchsrelevanten Produkten in der europäischen Union fest. Sie wird dem Technologiefortschritt folgend stetig aktualisiert und durch das Energieverbrauchsrelevante-Produkte-Gesetz (EVPG) in Deutschland in nationales Recht umgesetzt. Dabei wird ein Wert in Relation zur Leistungsklasse oder Produktgröße angegeben, manchmal auch ein Verbrauchsindex zu einem (fiktiven) Referenzgerät.

---

<sup>63</sup>Irek [2014]

<sup>64</sup>Definition aus dem Bericht der Weltkommission für Umwelt und Entwicklung aus dem Jahr 1987

Somit ist die Höhe der Einsparung oft unklar, die durch den Wechsel zu einer anderen Produktklasse möglich wäre. Ein Beispiel findet sich bei hocheffizienten Wohnhäusern, bei denen der Energieverbrauch auf die Wohnfläche bezogen wird. Leben bei gleichem Energieverbrauch nur wenige Personen auf der gleichen Fläche wie in einer anderen Wohnung mit vielen Personen, handelt es sich zwar um effizientes Wohnen, der Gesamtenergiebedarf pro Bewohner hingegen ist deutlich größer und es stellt die Frage nach der Suffizienz.

### 8.1.2. Energieeffizienzprodukte, Maßnahmen und Dienstleistungen

Grundlegend werden Effizienzprodukte in erster Linie mit Maschinen oder Betriebsmitteln verbunden, deren Einsatz geringere Rohstoff- und Energiekosten versprechen<sup>65</sup>. In der Erweiterung können aber auch Dienstleistungen, wie die (Energie-)Beratung, Integration von modernen Rohstoff- und Energiemanagementsystemen, Begleitung und Beratung bei der Umsetzungen von Investitionen in neue Produkte, Struktur- und Prozessumstellungen mit eingeschlossen werden. Im gleichen Maße erlebt die informations- und kommunikationstechnische (IKT) Vernetzung einen großen Aufschwung. Mit einer effizienten IKT besteht die Möglichkeit, Prozesse besser aufeinander abzustimmen. Außerdem können Informationen schneller und leichter zugänglich gemacht werden, wodurch im besten Falle Arbeitszeit eingespart werden kann<sup>66</sup>.

Eine Übersicht über Produkte mit hohem Wirkungsgrad stellt das BMWi unter *energieeffizienz-online.info* bereit.

Außerdem haben sich mittlerweile viele Unternehmensnetzwerke gebildet, in denen Unternehmen sich gemeinsam über Energieeffizienzmaßnahmen informieren und austauschen. So können auch potenzielle Synergien leicht identifiziert werden. Dem Thema Netzwerke und Synergien widmet sich im Einzelnen Kapitel 8.2.2.

Folgend sollen ausgewählte mögliche Effizienzmaßnahmen beleuchtet werden, die für viele Unternehmen von Belang sind. In der Regel liegen dort, wo viel Energie benötigt wird, auch große Einsparpotentiale.

**Beleuchtung** Die Beleuchtung ist in den meisten Unternehmen nur ein kleiner Stromverbraucher, der selten mehr als 10 %, meistens sogar unter 5 % des Gesamtstromverbrauchs ausmacht. Allerdings sind die möglichen Einsparungen fast geschenkt, da sie je nach Stand der Technik in den meisten Fällen sehr einfach umzusetzen sind und sich schnell amortisieren.

Eine klassische Glühlampe wandelt ca. 75 %-80 % der aufgenommenen elektrischen Leistung in Wärme um. Die Europäische Union hat deshalb mit der EU-Ökodesign-Richtlinie spätestens seit September 2012 die Auslieferung von Glühlampen und matten Leuchtmitteln

---

<sup>65</sup>BDEW [2011]

<sup>66</sup>DENEFF [2014]

in der Europäischen Union verboten. Der so erzwungene Austausch durch Energiesparlampen, Leuchtstoffröhren oder (O)LED-Leuchten höherer Effizienzklasse führt zu geringeren Energieverbräuchen.

Weitere Einsparpotentiale im Bereich der Beleuchtung bieten:

- Nutzung des Tageslichtes
- Tageslichtanpassung der Lichtstärke
- Ausschalten bei (längerem) Nichtgebrauch, ggf. Integration von Bewegungsmeldern
- Wartung/ Reinigung
- bedarfsgerechte Wahl der Leuchtmittel

Der „Lotse energieeffiziente Innenbeleuchtung“ der dena-Initiative EnergieEffizienz unter [www.lotse-innenbeleuchtung.de](http://www.lotse-innenbeleuchtung.de) liefert systematische Informationen zu grundlegenden Planungsschritten und ersten Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen<sup>67</sup>.

**Raumwärme - Kälte und Heizungstechnik** Im Sektor Gewerbe/Handel/Dienstleistung nimmt der Anteil der Raumwärme rund die Hälfte und bei Privathaushalten sogar knapp 70 % des gesamten Endenergiebedarfs ein<sup>68</sup>. Eine nachhaltige Raumwärmeversorgung bietet daher ein großes Einsparpotenzial und besteht im Grunde aus zwei Teilen: der effizienten Erzeugung und der Vermeidung von Verlusten.

Die effiziente Erzeugung von Raumwärme beginnt mit der bedarfsgerechten Systemwahl. Anhand des Wärmebedarfs können Art und Größe des Wärmeerzeugers bestimmt werden. Bei geringem Wärmeverbrauch ist meist ein effizienter Brennwertkessel, eine Wärmepumpe, ggf. mit Solarthermie- oder Photovoltaik-Unterstützung, oder einer Kombination der systeme lukrativ. Bei größeren Anwendungen, bspw. zur Deckung des Wärmebedarfs von Mehrfamilienhäusern oder (Lager-)Hallen, empfiehlt sich meist eine Kraft-Wärme-Kopplungsanlage (KWK-Anlagen) mit regenerativem Brennstoff, da KWK-Anlagen durch die Nutzung der Abwärme des Verbrennungsprozesses eine sehr hohe Brennstoffausnutzung aufweisen<sup>69</sup>.

Zur Klimatisierung sind Absorbtionskältemaschinen<sup>70</sup> und Sole/Wasser- bzw. Wasser/Wasser-Wärmepumpen<sup>71</sup> zur Zeit der Stand der Technik.

Eine suffiziente Kälte- und Heizungstechnik (Die effiziente Erzeugung )schließt auch einen effizienten Betrieb der Anlagen, zum Beispiel durch die geeignete Wahl der nötigen Raumtemperatur und Betriebstemperatur ein. Eine Reduktion der Raumtemperatur um 1 °C senkt den Energieverbrauch der Heizungsanlage durchschnittlich um 6 %. Auch die Optimierung von Vor- und Rücklauftemperatur bietet merkliche Einsparpotentiale. Nicht zu

---

<sup>67</sup>Deutsche Energie-Agentur [2014a]

<sup>68</sup>DENEFF [2014]

<sup>69</sup>AGFW [2011]

<sup>70</sup>BINE [2013]

<sup>71</sup>BAFA [2014]

vergessen ist aber auch die fachgerechte Wartung, wie dem regelmäßigen Austausch von Filtern und die Qualitätssicherung der Betriebsflüssigkeiten. Dadurch lässt sich der effiziente Betrieb erhalten und eine lange Lebensdauer begünstigen.

Verluste zu vermeiden sollte oberstes Gebot bei der Investition in eine nachhaltige Wärmeversorgung sein. Berücksichtigt man die Lebensdauer von Wärmeerzeugungstechnologien sind hier die größten Einsparungen möglich. Eine gute Dämmung der Gebäudehülle verringert den Wärmebedarf und trägt damit zu einer kleineren Dimensionierung der Heiz- und Klimatechnik bei. Undichtigkeiten in der Gebäudehülle, die zu Wärmeverlusten führen und Lüftungsverluste sind besonders kritisch<sup>72</sup>. Mit einer guten Wärmedämmung kann in Kombination mit einer geregelten Lüftung mit Wärmerückgewinnung ein optimaler Heizwärmebedarf erreicht werden.

Das Prinzip der Wärmerückgewinnung - oder auch Abwärmenutzung genannt - wird mittlerweile in zahlreichen Anwendungen umgesetzt, da man die hohen bisher ungenutzten Potentiale erkannt hat. Anwendung findet es beispielsweise in der Abgaswärmenutzung von Verbrennungsprozessen, wo die Wärme der heißen Abgase über einen Wärmetauscher nutzbar gemacht wird, zum Beispiel bei KWK-Anlagen, wo ein Generator angetrieben von einem Motor oder einer Turbine Strom erzeugt. Die Verbrennungswärme wird über eine Kühlung abgeführt und zu anderen Zwecken wie der Trinkwarmwassererwärmung oder zum Heizen genutzt. In gewisser Weise stellt die Abwärmenutzung auch eine Synergie dar, siehe Kapitel 8.2.

**Prozesswärme** Die Prozesswärme macht in der Industrie zwei Drittel des gesamten Energieverbrauchs aus<sup>73</sup>. Prozesswärme ist Hochtemperaturwärme, die in energieintensiven Prozessen zum Schmelzen, Härten, Dampferzeugen u.ä. eingesetzt wird. Hier gilt es je nach geforderten Temperaturniveaus und örtlichen Gegebenheiten sinnvolle Abwärmenutzungskonzepte zu erarbeiten.

**Mechanische Energie - Motoren** Nach der Prozesswärme macht die mechanische Energie den nächstgrößeren Anteil am Endenergiebedarf der Industrieunternehmen aus<sup>74</sup>. Am Strombedarf ist sie sogar mit 70 % beteiligt<sup>75</sup>.

Einsparpotentiale im Feld der Antriebstechnik bieten einerseits die Auswahl der geeigneten Maschinen und andererseits deren effizienter Betrieb. Prinzipiell sind elektrische Antriebe deutlich effektiver als Verbrennungsmotoren. Diese haben mit maximal 30 % einen deutlich geringeren Wirkungsgrad als elektrische Maschinen mit bis zu 98 %. Die Substitution von ineffizienten Antrieben sollte deshalb der erste Schritt sein, wobei auch verschiedenste Randbedingungen wie Explosionssicherheit, Energiespeicherung etc. betrachtet werden müssen.

---

<sup>72</sup>energie.ch AG

<sup>73</sup>DENEFF [2014]

<sup>74</sup>DENEFF [2014]

<sup>75</sup>Pehnt et.al. [2009]

Neben Motoren für Spezialanwendungen stehen je nach Anwendung Gleichstrom-, Synchron- oder Asynchronmaschinen zur Wahl, die jede für sich bestimmte Vor- und Nachteile birgt und je eine bestimmte Peripherie benötigen. Eine umfangreiche Beratung kann beim Fachhändler eingeholt werden, aber auch Informationsportale im Internet bieten umfangreiche Informationen. Hervorgehoben sei jedoch die Seite <http://energie.ch/><sup>76</sup>, auf der die wichtigsten Grundinformationen zu überblicken sind.

Unabhängig von der eingesetzten Maschine ist die Betriebsweise immanenter Bestandteil für eine Energieeinsparung. Zwar haben die Elektromotoren bestimmte Effizienzniveaus zu erfüllen, die in der “EU-Verordnung Nr. 640/2009 über die umweltgerechte Gestaltung von Elektromotoren” definiert sind, jedoch werden die Spitzenwerte nur in einem bestimmten für sie vorgesehenen Arbeitsbereich erreicht. Grundsätzlich gilt für die Verbrennungskraftmaschine, genauso wie für den Elektromotor ein schlechtes Teillastverhalten, das heißt ein schlechter Wirkungsgrad (bis unter 50 %) für einen atypischen Leistungsbereich. Eine bedarfsgerechte Dimensionierung, Betriebsführung und prozessoptimierte Steuerung und Regelung bilden das Gerüst für die Ausnutzung der Einsparpotentiale. Bei wechselnde Lasten können durch den Einsatz von regelbaren Motoren anstelle von Drosselklappen oder Bypassen erhebliche Einsparungen realisiert werden.

**Druckluft** Je nach Gewerbe und Industriezweig kann die Druckluft bis zu 80 % des Stromverbrauchs ausmachen<sup>77</sup>. Theoretisch kann eine Druckluftanlage einen Gesamtwirkungsgrad bis zu 50 % erreichen. Durch Lecks im Drucksystem bis zum Verbraucher kann er jedoch bis auf 5 % absinken. Druckluftsysteme können in drei Bereiche eingeteilt werden:

- Erzeugung
- Verteilung
- Verbrauch

In jedem Bereich liegen große Einsparpotentiale, so zum Beispiel bei der Erzeugung: “Beim Kompressor könnten 80 % der eingebrachten elektrischen Leistung als Abwärme auf einem Temperaturniveau um die 80°C über eine Wärmerückgewinnung genutzt werden.”<sup>78</sup>

Oft haben sich die Produktionsbedingungen und die Dimensionierung der Druckluftsysteme im Rahmen von betrieblichen Veränderungen in einem ungünstigen Verhältnis zueinander entwickelt und sich so vom Auslegungsoptimum entfernt. Eine kontinuierliche transparente Aufstellung der Gesamtkosten für die Druckluftnutzung zeigt Optimierungsbedarfe auf, motiviert zum Investieren in Modernisierungen und zur Umstellung von Abläufen.

Kennt man seinen Bedarf (Menge, Qualität, Druck) an die Druckluft sollten alle möglichen Druckverluste (bspw. Lecks, zu geringe Leitungsquerschnitte, 90°-Leitungsbögen) im System eliminiert werden, um den Druckluftbedarf weiter zu senken. Ein weiterer Ansatz den

---

<sup>76</sup>energie.ch AG

<sup>77</sup>DENEFF [2014]

<sup>78</sup>energie.ch AG

Druckluftbedarf zu senken, ist eine Absenkung des Nenndrucks. Eine Absenkung von 10 auf 7 bar kann beispielsweise zu Stromeinsparungen von über 25 % führen. Die wenigsten Maschinen benötigen Druckluft mit mehr als 6 bar Überdruck<sup>79</sup>.

Um die Auslastung des Systems zu erhöhen und zur Vermeidung von zu häufigem Teillastbetrieb, lässt sich zusätzliche Peripherie einsetzen. Beispielsweise kann ein Druckluftspeicher zur Senkung der Spitzenlast des Kompressors beitragen.

Darüber hinaus lassen sich über eine Druckbahnregelung mehrere kleinere Kompressoren im Bedarfsfall kombinieren, um die Lastschwankung effizient abzudecken.

Die Deutsche Energieagentur bietet kostenlos einen umfangreichen und sehr detaillierten Ratgeber zur energetischen Modernisierung von Druckluftsystemen innerhalb ihrer Initiative EnergieEffizienz an - auch mit Beispielen<sup>80</sup>. Nicht zuletzt auf Grund des großen und wachsenden Marktvolumens gibt es zahlreiche spezialisierte Firmen, die Dienstleistungen von der Suche von Lecks über die Optimierung der Betriebsparameter bis hin zur Planung von hocheffizienten Systemen.

### 8.1.3. Nebeneffekte und Externalitäten der Energieeffizienz

Neben den direkten und zeitnahen monetären Auswirkungen von Effizienzmaßnahmen, die für einen unternehmerisch handelnden Betrieb von übergeordnetem Interesse sind, ergibt sich durch die erreichten Einsparungen langfristig auch eine weniger starke Abhängigkeit von energiepolitischen Entwicklungen und Preissteigerungen. Mit dem Bau und Betrieb von eigenen auf EE basierenden Erzeugungseinheiten lässt sich diese Unabhängigkeit bis hin zur energetischen Autarkie vergrößern. Das Thema Eigenverbrauch wird in Kapitel 8.4 gesondert betrachtet.

Mit einem effizienten und gegebenenfalls flexiblen Strom- bzw. Wärmebezug kann man, durch eine mögliche Lastverschiebung und einer geringeren Netzbelastung ein wertvoller Partner für den jeweiligen Energieversorger. In der aggregierten Betrachtung sind diese Effekte für das Gesamt(-verbund-)netz nicht zu vernachlässigen. Investitionen können durch eine effektive Ressourcennutzung verbraucher- und erzeugerseitig gemindert und auch vermieden werden.

Die Analyse der eigenen Effektivität, die mit der Umsetzung von Effizienzmaßnahmen einhergeht, kann außerdem zu wichtigen Erkenntnissen und Innovationen in einem Unternehmen führen. Auch die Identifikation der Mitarbeiter mit ihrem Arbeitsplatz wird durch nachhaltiges Handeln gefördert und die Wettbewerbsposition gegenüber Konkurrenten lässt sich verbessern.

Die Beschäftigung mit den sehr modernen Themen Nachhaltigkeit, Effizienzsteigerung, Regenerativität ist in der Kultur der Jugend (18- bis 29-jährig) durchaus sehr präsent. Eine Befragung durch das Umweltbundesamt zum "Umweltbewusstsein in Deutschland" zeigt

---

<sup>79</sup>energie.ch AG

<sup>80</sup>Deutsche Energie-Agentur [2012b]

hohe Erwartungen der Jugend an die Politik, Wirtschaft und Industrie in diesen Themenfeldern. So ist ein Arbeitsplatz für die zukünftigen, motivierten Fachkräfte und Akademiker attraktiver, der gesellschaftsverantwortliches und nachhaltiges Handeln verspricht<sup>81</sup>. Diese Art der Außendarstellung auch im Rahmen der Corporate Social Responsibility und Corporate Citizenship hat auch großen Einfluss auf die Akzeptanz in der Bevölkerung und bei den Anwohnern, was sich nicht zuletzt auf die harten Standortfaktoren auswirkt.

Alles in allem können gut umgesetzte Effizienzmaßnahmen neben Kosteneinsparungen zu einer erheblichen Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit führen.

#### 8.1.4. Förderung

Der Bund fördert in zahlreichen Programmen Investitionen in Energieeffizienzmaßnahmen und die Ausbildung in diesem Gebiet. Außerdem werden Fördermittel für Energieberatungen zur Verfügung gestellt.

“Das Programm „Investitionszuschüsse zum Einsatz hocheffizienter Querschnittstechnologien im Mittelstand“ des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) fördert einerseits den Austausch von Altanlagen gegen hocheffiziente Anlagen und andererseits die sogenannte systemische Optimierung.”<sup>82</sup>

Ebenfalls stellt das BAFA Zuschüsse für Energieberatungen bereit<sup>83</sup>.

Die KfW bietet Förderungen für Energieberatungen in mittelständischen Unternehmen über die KfW-Mittelstandsbank an. Energieeffizienzmaßnahmen fördert sie im Rahmen des BMU-Umweltinnovationsprogramms<sup>84</sup>.

“Der Förderkompass Energie des Fachinformationszentrums Karlsruhe bietet eine umfassende Übersicht zu Fördermitteln für Energiesparmaßnahmen in Industrie und Gewerbe auf EU-, Bundes- und Landesebene und insbesondere auch auf regionaler Ebene an.”<sup>85</sup>

Wichtiger Ansprechpartner und starker Partner ist auch jederzeit die zuständige Industrie- und Handelskammer.

## 8.2. Nutzung lokaler Synergien

Eine klare (wissenschaftliche) Definition des Begriffs „*Energiesynergie*“ und auch eine scharfe Abgrenzung zur Energieeffizienz ist nicht vorhanden. Aus diesem Grund wird hier von der Idee der (Energie-)Synergie ausgegangen, die im Kern die Erschließung von bestehenden und/oder ungenutzten Ressourcen für eine weitere Partei zur nachhaltigen Nutzung beinhaltet.

---

<sup>81</sup>BMU und UBA [2013]

<sup>82</sup>Deutsche Energie-Agentur [2014a]

<sup>83</sup>BAFA [2014]

<sup>84</sup>Deutsche Energie-Agentur [2014a]

<sup>85</sup>Deutsche Energie-Agentur [2014a]

Die klassische Maßnahme zur Ausnutzung und Schaffung von Energiesynergien ist die Nutzung von Abwärme, die ursprünglich als nicht genutztes Nebenprodukt anfällt. Besonders die Abwärmenutzung, wie sie heute bei Verbrennungskraftmaschinen bspw. in Blockheizkraftwerken (BHKW) als Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlage) oder bei der Automobilheizung betrieben wird, lässt sich nicht eindeutig vom Begriff der Energieeffizienz abgrenzen.

Weniger geläufig ist bisher die Abwärmenutzung in klimatisierten Räumen und Bereichen. Die abgeführte Wärme von Kühleinrichtungen beispielsweise in Einkaufsläden entweicht meist ungenutzt. Dabei wäre bei einer Trennung von gekühlten und ungekühlten Räumen die Abwärmenutzung sinnvoll und meist auch lukrativ. Die Wärme aus Kühlaggregaten kann beispielsweise zur Trinkwassererwärmung genutzt werden und auch einen Beitrag zur Raumheizung leisten.

Eine weitere Möglichkeit Synergien zu nutzen beziehungsweise zu schaffen, stellt die (energetische) Nutzung von Rest- und Abfallstoffen, die eigentlich aufwendig entsorgt und recycelt werden müssten, dar.

### 8.2.1. Projekte mit Synergieeffekt

Regionale Synergien zu erkennen und ihre Möglichkeiten auszuschöpfen, ist ein sehr spezifischer und lokaler Vorgang. Die folgenden Beispiele sollen einen Einblick in die Bandbreite der intelligenten Verknüpfung von regionalen Ressourcen geben. Dabei ist der Begriff „*Ressource*“ möglichst weit zu fassen. Neben den energetischen Ressourcen wie Sonne oder Wind sind beispielsweise Flächen oder finanzielle Mittel von erheblicher Bedeutung. So kann zum Beispiel die Öffnung einer Standfläche für ein BHKW zur nachhaltigen und günstigen Energieversorgung des Immobilienbesitzers führen.

Auch das „Contracting“ bedient sich verschiedener Ressourcen: Ein Contractor, der über finanzielle Mittel verfügt, investiert in den Bau einer Erzeugungsanlage auf oder in dem Haus eines anderen, der dann die Energie zu günstigen Preisen bezieht. Die von Hauseigentümern und Vermietern in Anspruch genommene Dienstleistung ermöglicht so eine Modernisierung bzw. Investition, wobei der Dienstleister, durch die Verpflichtung der Kunden zur Abnahme beispielsweise des PV-Stromes, der BHKW-Wärme o.ä. über meist 10 bis 15 Jahre, die Investition umlegen kann. Auf der einen Seite kann der Dienstleister somit mit einer sicheren Rendite rechnen, auf der anderen Seite profitieren die Kunden von günstigeren Betriebskosten.<sup>86</sup>

Als Ressource kann aber auch das innerbetriebliche Know-How angesehen werden. Vielerorts sind sowohl die Energieversorgung als auch die Bäderbetriebe in der Organisation der Stadtwerke. Die fachliche Kompetenz für energetische Sanierungen und der wirtschaftlichen Nutzung von regenerativen Energien sollte somit in vielen Bereichen schon vorhanden sein.

---

<sup>86</sup>Deutsche Energie-Agentur [2014b]

## Abfallverwertung

Die Berliner Stadtreinigung (BSR) verwertet teilweise den zu entsorgenden Hausmüll - speziell die „BIO Gut“-Abfälle - in einer Biogasanlage. Jährlich fallen 60.000 t Bioabfall in Berlin an, die seit 2013 zu rund 4,5 Mio. m<sup>3</sup> Biomethan umgesetzt werden. Das entspricht einer Nettoenergiegewinnung von 34 Mill. kWh. Gleichzeitig wurde der Fuhrpark der Müllfahrzeuge zur Hälfte (150 von ca. 300) von diesel- auf gasbetriebene Fahrzeuge umgestellt. Das produzierte Biogas wird im Berliner Erdgasnetz eingespeist und auch von der BSR selbst genutzt. Jährlich werden somit 2,5 Mill. Liter fossiler Kraftstoff ersetzt und zusammen mit der landwirtschaftlichen Nutzung der Gärreste aus der Biogasanlage können 12.000 Tonnen Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>) vermieden werden.<sup>8788</sup>

Inwieweit ein solches Projekt im Landkreis Wittenberg möglich ist, müsste gemeinsam mit den Müllentsorgungsunternehmen vor Ort (Remondis, KIE Jessen und der Alba Group) untersucht werden. Abzuwägen wäre der energetische und finanzielle Aufwand einer zentralen Sammelstelle und der energetischen Abfallverwertung. Auch die Bereitschaft der Haushalte, den für viele wertvollen Kompost aufzugeben, ist für ein solches Projekt zu berücksichtigen. Dem gegenüber steht die Klimaschädlichkeit des unkontrolliert emittierten Methans<sup>89</sup> von Gartenkomposten. Die Einführung einer Biotonne könnte an einigen Stellen Abhilfe von Geruchsbelästigungen schaffen, vor allem aber würde sie die Nutzung des Biomülls, der bei nicht vorhandener Kompostierung meist im Restmüll endet, als Energiequelle möglich machen und so auch die Mülldeponien entlasten.

## Grünschnittkraftwerk

In ähnlicher Weise können Grünschnitt und Abfälle der Landschafts- und Grünflächenpflege bzw. dem Garten- und Landschaftsbau genutzt werden. Je nach Art des Grünschnitts kann er anteilig in Biogasanlagen umgesetzt werden (vorwiegend für Gräser sinnvoll) oder bei Hölzern direkt als Brennstoff in einer Holzhackschnitzelheizung oder in einem BHKW genutzt werden. Der produzierte Strom, die Wärme und der anfallende Dünger kann dann wiederum regional den Landwirten, Unternehmen, privaten und öffentlichen Gebäuden zur Verfügung gestellt werden. Eine detaillierte Übersicht über die Aspekte eines nachhaltigen Aufbaus und Betriebs eines „Grünschnitt Kraftwerks“ stellt der *Forschungsverbund Re-Produktionsketten (ReProketten) des Institut für Ressourcenmanagement (inter3)* kostenfrei zur Verfügung.<sup>90</sup>

## Abwasserwärmenutzung

Das „Reproketten“ Projekt, das bis 2013 lief, erarbeitete wirtschaftlich tragfähige regionale Re-Produktionsketten in der Wasser- und Energieinfrastruktur zur intelligent und nachhaltig regionalen Wertschöpfung. Weitere Fachinformationen wie zur Nutzung der Restwärme

---

<sup>87</sup>Berliner Stadtreinigung [2014]

<sup>88</sup>Rücker [2012]

<sup>89</sup>Methan hat ein deutlich höheres Treibhauspotenzial als Kohlenstoffdioxid, das heißt Methan ist deutlich schädlicher für das Klima

<sup>90</sup>Pobloth et.al. [2013]

aus Abwässern, sind weiterhin online unter *www.reproketten.de* abrufbar. Laut dieser Fachinformation<sup>91</sup> kann ein Heizwerk, das über Wärmetauscher und Wärmepumpen Wärme aus einer Kläranlage zieht, ab 15.000 angeschlossenen Einwohnern wirtschaftlich arbeiten und mit 30.000 Anschlüssen theoretisch eine Heizleistung von fast 300 kW zur Nahwärmeversorgung beitragen.

Mit der Nutzung der Abwasserwärme beschäftigen sich auch die Mitglieder des Berliner Netzwerke. Anlagen verschiedener Größe zur Abwasserwärmenutzung wurden bereits installiert. Die Berliner Bäder-Betriebe AöR (BBB) nutzen in Kooperation mit den Berliner Wasserbetrieben AöR an einem ihrer Standorte die Restwärme aus dem städtischen Abwasser zur Badewassererwärmung. Weitere Anlagen wurden in einem Wohnhochhaus der Wohnungsbaugenossenschaft HOWOGE, in einem privaten Mehrfamilienhaus und auf einem Betriebshof der BSR installiert, wo nun Abwässer zur Trinkwarmwasservorwärmung genutzt werden.

### **Abwärmenutzung**

In vielen Prozessen der Energieumwandlung fällt neben der Nutzenergie eine zum Teil erhebliche Menge Wärme an, die oft ungenutzt bleibt oder sogar unter Aufwand von elektrischer Energie abgeführt wird. Probates Mittel zur Abwärmenutzung ist die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), bei der die durch Verbrennung erzeugte Wärme zu Heizzwecken verwendet wird. Aber auch bei der Klimatisierung von Räumen und Kühleinrichtungen fällt teuer erzeugte Wärme an. Trennt man gekühlte und geheizte Räume strikt, kann neben einer Effizienzsteigerung eine synergetische Abwärmenutzung erfolgen, indem die bei der Kühlung anfallende Wärme zum Heizen der Warmräume oder Vorwärmung von Trinkwarmwasser benutzt wird. Prädestiniert dafür sind Kaufhallen und Supermärkte mit Kühlabteilung.

### **Synergie durch Zusammenarbeit**

Weitere Synergien können sich auch durch einen asynchronen Betriebsablauf zweier Unternehmen und damit auch eines asynchronen Strombedarfs ergeben. So haben Bäckereien einen hohen Stromverbrauch zum Betrieb der Kühleinrichtungen, Apparate und Backöfen. Die Öfen, die den größten Verbraucher darstellen, sind bei vielen Bäckereien in den Nachtstunden bis 7:00 in Betrieb. Der Betrieb und damit auch der Strombedarf anderer Geschäfte, Handwerke, Büros und auch Anlieger beginnt meist erst um 7:00. Der Zusammenschluss und damit die Überlagerung der Lastprofile ließe viel Spielraum für kreative Synergieoptionen. Beispielsweise könnte somit die Wirtschaftlichkeit eines BHKWs durch eine kontinuierliche Betriebsweise deutlich erhöht werden.<sup>92</sup>

Abbildung 23 soll die mögliche Überlagerung zeigen und die geringere Lastschwankung visualisieren. Diese Idee der intelligenten Kombination von Lasten und darüber hinaus die gezielte zeitliche Verschiebung energieintensiver Prozesse wird im Demand-Side-Management

---

<sup>91</sup>Otter et.al. [2013]

<sup>92</sup>energie.ch AG

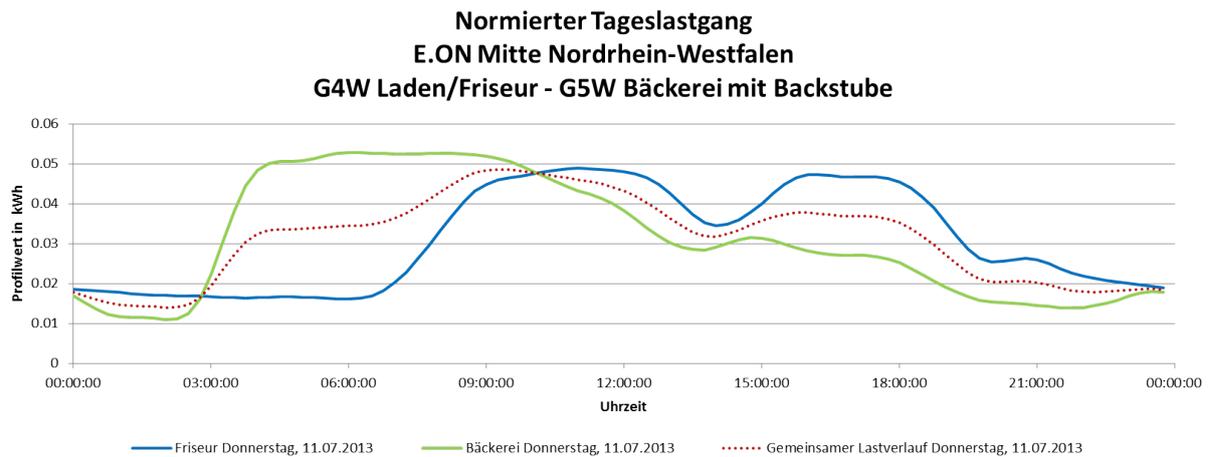


Abbildung 23: Gegenüberstellung: Tageslastgang einer Bäckerei mit Backstube und eines Friseurladens

(DSM) angewendet und bietet große Möglichkeiten im Betrieb von innovativen Energiesystemen. Das Ziel dabei ist es, den Energieverbrauch zeitlich so zu verlagern, dass er mit der Erzeugung übereinstimmt. Das führt nicht nur zu einer besseren Ausnutzung der erzeugten Energie und geringerer Netzbelastung, es kann auch den Eigenverbrauchsanteil steigern oder, bei zeitabhängigen Stromtarifen, zu geringeren Kosten führen.

### 8.2.2. Bedeutung von Netzwerken

Das Thema Energieeffizienz und Synergie wurde bundesweit als ein immanenter Baustein der Energiewende erkannt. Dazu wurden zahlreiche Projekte mit öffentlicher und privater Trägerschaft ins Leben gerufen. Im Vordergrund dieser Projekte stehen zum einen die grundlegende Weiterbildung für das eigenständige Erkennen und Bewerten von Effizienzmaßnahmen, Synergien und gegebenenfalls nötigen energetischen Sanierungen. Außerdem werden innerhalb dieser Projekte Energieberatungen durchgeführt, Maßnahmen zur Effizienzsteigerung in enger Zusammenarbeit von Teilnehmern und Verantwortlichen erarbeitet und deren Wirtschaftlichkeit festgestellt. Vor allem aber bilden diese Projekte ein Forum für die Teilnehmer aus, in dem sie sich gegenseitig von erfolgreichen Umsetzungen und Misserfolgen berichten und voneinander lernen. Die Außendarstellung der teilnehmenden Unternehmen, die sich mit der Thematik nachhaltige Ressourcennutzung profilieren, wird ebenfalls durch die Projekte befördert.

Ein kontinuierlicher Erfahrungsaustausch ist für die Identifikation und Erschließung von Synergien grundlegend. Ein Austausch von betrieblichem Know-How und Erfahrungen in der Interaktion mit öffentlichen Einrichtungen findet außerhalb von offiziellen Projekten und Netzwerken heute aber kaum statt. Schon die kommunikative Isolation zwischen innerbetrieblichen Abteilungen, die bereits im Unternehmen vorhandene Sachkenntnis teilweise im Verborgenen lässt, wurde ebenfalls vielerorts als Problem erkannt, das es zu lösen gilt.

Die Deutsche Energie Agentur (dena) stellt in der Initiative Energie Effizienz, die durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert wird, eine Übersicht über verschiedene Energienetze in Deutschland bereit. Darüber hinaus stellt sie neben weiteren praxisnahen Informationen Hinweise zur standardisierten Netzwerkgründung<sup>93</sup>.

Das umfangreichste Projekt seiner Art zur Energieeffizienz und Netzwerkbildung ist das Projekt *30 Pilot-Netzwerke*. Dabei wurden zwischen 2009 und 2013 30 Energieeffizienz- und Klimaschutz-Netzwerke mit jeweils 10 bis 15 teilnehmenden Unternehmen aufgebaut, deren Initiierung und Betrieb das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BUNB) mit erheblichen Geldmitteln unterstützte. Im Rahmen des Projektes wurden ein Managementsystem und Berechnungshilfen für Effizienzmaßnahmen entwickelt, die den Netzwerkangehörigen zur Verfügung stehen. Das Managementsystem basiert auf dem Austausch der Unternehmen von Erfahrungen mit Investitionen und Umstrukturierungen. Dadurch sollen bisherige Unternehmensabläufe und Kausalketten überdacht und für Erneuerungen geöffnet werden. Die praktischen Erfahrungen der Netzwerker werden in dem aufgebauten Forum durch externe Fachvorträge und Schulungen im Umgang mit den Berechnungshilfen, in der Energieberatung und in der Moderation des Netzwerkes angereichert. Insgesamt folgen die durch das Projekt aufgebauten Netzwerke dem Prinzip eines *Lernenden Energieeffizienz-Netzwerkes (LEEN)*. Wissenschaftlich unterstützt und betreut werden sie durch das Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung ISI, IREES GmbH und Modell Hohenlohe e.V.<sup>94</sup>

Die umfangreichen und kostenintensiven Dienstleistungen des LEEN lohnen sich im Allgemeinen wenig für kleinere Unternehmen. Der Zugang wird erst ab jährlichen Energiekosten von 500.000 € sinnvoll, wobei das selten einer Energiekostenrechenng von KMU entspricht. Durch den großen Erfolg dieser Netzwerke wurde und wird jedoch das Projektangebot ausgebaut. Einerseits wurde die Anzahl der Netzwerke sukzessive erhöht. Als Projektziel des Anschlussprojektes LEEN 100 sollen bis 2017 100 lernende Energieeffizienz-Netzwerke aufgebaut sein.

Auf der anderen Seite wurde das Projektprinzip auf andere Zielgruppen übertragen. Für KMU mit einem jährlichen Energieverbrauch von weniger als 500.000 € wurde das Projekt *Mari:e* (Mach's richtig: Energieeffizient) ins Leben gerufen. Gefördert durch das BMWi folgt es dem selben Prinzip, wie das LEEN Projekt, bietet aber einen geringeren Dienstleistungsumfang, wodurch auch der Fördertopf kleiner ausfällt.<sup>95</sup>

Speziell an Städte, Kommunen und Gemeinden richtet sich das Angebot LEEN-kommunal. In diesen Projekten werden Energieeinsparpotenziale in Bereichen wie der Beleuchtung, Klimatisierung, Wärmeschutz und Heizung von öffentlichen Immobilien ermittelt. Auf Grundlage der Ergebnisse werden Maßnahmen erarbeitet und im Dialog zwischen den energietechnischen Beratern und Verantwortlichen auf öffentlicher Seite (Bauamt, Facility Managment) bewertet und geplant. Ebenfalls in ihrer Absicht sind Weiterbildungen

---

<sup>93</sup>Deutsche Energie-Agentur [2014a]

<sup>94</sup>Bradke [2014]

<sup>95</sup>STREKS [2014]

zum Thema Energie und Effizienz und der Austausch mit Experten und Verantwortlichen anderer öffentlicher Einrichtungen.

Für öffentliche Gebäude ist das Berliner Projekt der *Energiesparpartnerschaften* beispielhaft. Dabei werden einzelne Gebäude und Liegenschaften der öffentlichen Hand zu einem Gebäude-Pool zusammengefasst. Die zu lukrativen Projekten zusammengefassten Gebäude können so durch die an Privatunternehmen ausgelagerte Dienstleistung des Contractings in einer ökonomisch und ökologisch beidseitig sinnvollen Strategie hinzu einer größeren Energieeffizienz saniert werden.<sup>96</sup>

In Sachsen-Anhalt wird 2014 der *Energiebeirat Sachsen-Anhalt*, ein Gremium zur Kompetenzbündelung für erneuerbare Energien, Umwelt- und Energietechnologien, Energieeffizienz, Energieerzeugung und Energiehandel mit Mitgliedern aus VKU, BDEW, IHK, HK, BUND, Landesverband Erneuerbare Energien und Vertretern aus Forschung, Entwicklung und Hochschulen gegründet.

Speziell in Sachsen-Anhalt engagiert sich auch die *Energieavantgarde Region Anhalt* für die dezentrale Energiewende. Öffentliche Partner, kommunale und private Unternehmen und die Tourismusbranche möchten unter der Federführung des Bauhaus Dessau ein Zentrum für die Vernetzung von Unternehmungen und Projekte der Energiewende sein. Es sollen innovative und kreative Projekte auf den Weg gebracht werden, die als Leuchtturmprojekte beispielhaft für einen zukunftsfähigen Gesellschaftswandel stehen.

Mit dem Thema Energieeffizienz setzt sich ebenfalls die *Ingenieurkammer Sachsen-Anhalt* im Kompetenznetzwerk für Energieeffizienz als Partner der Landesenergieagentur Sachsen-Anhalt GmbH (LENA) auseinander. Dieses Netzwerk zielt auf die Bündelung und Vermittlung von ingenieurtechnischen Wissen für die Beratung und Planung im Bereich der Energieeffizienz zum Klimaschutz und zur Kostensenkung. Um die Qualität der Beratungen und Planung zu sichern und zu steigern, wurde von der dena ein Verzeichnis für Experten eingerichtet. *Die Energieeffizienz-Experten für Förderprogramme des Bundes*<sup>97</sup> stellen im Rahmen der Ingenieurkammer Sachsen-Anhalt ihre Expertise zu Förderprogrammen der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) und des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) bereit.

Die angeführten Beispiele stellen einen Auszug aus der vielfältigen Thematik der Energiesynergie und auch der Effizienz dar. Viele weitere Anwendungen finden sich beispielsweise auf den genannten Internetseiten.

### 8.3. Vermarktung von Strom und Wärme

Neben Energieeinsparungen durch Effizienz- oder Synergiemaßnahmen kann auch die Bereitstellung von Energie aus erneuerbaren Ressourcen durch das Errichten und Betreiben von EE-Anlagen zur Entlastung der Umwelt und finanziellen Vorteilen nicht nur für den

---

<sup>96</sup>Schlopsnies [2014]

<sup>97</sup>Deutsche Energie-Agentur [2014c]

Betreiber führen. Zum einen kann die Nutzung fossiler Energie substituiert werden, was CO<sub>2</sub>-Emissionen vermindert und zum anderen ergeben sich wirtschaftliche und gesellschaftliche Vorteile für die Region. So führt die Bereitstellung von regionaler Energie durch ansässige Akteure zur Aneignung von Know-How und steigert die kommunale Wertschöpfung der Region. Im Folgenden soll erläutert werden, welche Möglichkeiten für die Betreiber von EE-Anlagen bestehen, die Energie zu veräußern. Dabei erfolgt eine Unterscheidung in zentrale und dezentrale oder regionale Vermarktung.

### **8.3.1. Zentrale Vermarktung von Strom**

Mit zentraler Vermarktung ist der Verkauf an einen unbestimmten Kunden über eine oder mehrere Zwischenstationen gemeint. Der regionale Bezug der „Ware“ Strom geht bei dieser Form der Vermarktung verloren. Im Stromsegment stehen einzelnen Akteuren folgende Möglichkeiten zur Verfügung:

#### **Einspeisung in das Stromnetz und Erhalt einer festen Einspeisevergütung nach EEG**

Mit der Novelle des Erneuerbaren Energien Gesetzes im August 2014 wird eine feste Einspeisevergütung nur noch für „kleine“ Anlagen oder in Ausnahmefällen gewährt. In Abhängigkeit des Inbetriebnahmedatums haben folgende als klein definierte Anlagen einen Anspruch auf Einspeisevergütung nach EEG 2014:

- Anlagen bis 500 kW bei Inbetriebnahme vor 2016 und
- Anlagen bis 100 kW bei Inbetriebnahme ab 2016.

Betroffen von dieser Einschränkung sind besonders Windkraftanlagen, die heute deutlich größere Leistungen haben. Für Photovoltaik-Dachanlagen, die meist kleiner als 100 kW sind, wird weiterhin die Einspeisevergütung gezahlt werden. Für Freiflächenanlagen hingegen sind im neuen Gesetz besondere Vorschriften verankert: In Zukunft soll der Zubau von Freiflächenanlagen über Ausschreibungen geregelt werden. (§ 55). Da die entsprechenden Rahmenbedingungen aber noch nicht festgelegt wurden, bekommen auch Betreiber von Freiflächen-PV-Anlagen im o.g. Leistungsbereich eine Einspeisevergütung bei Inbetriebnahme bis zu sechs Monate nach der ersten Veröffentlichung einer Ausschreibung nach § 55, EEG 2014.

Generell gilt: Anlagen, die vor dem 01. August 2014 in Betrieb gegangen sind, haben Bestandsschutz und werden nach wie vor so vergütet, wie es durch das geltende EEG zum Inbetriebnahmezeitpunkt geregelt ist.

#### **Verkauf des Stroms an einen Direktvermarkter unter Inanspruchnahme der Marktprämie nach EEG**

EE-Anlagen-Betreiber können unabhängig davon, ob sie einen Anspruch auf eine Einspeisevergütung nach EEG 2014 haben, ihren Strom an Direktvermarkter veräußern, die diesen

<b>Inbetriebnahme: August 2014</b>	<b>Dachanlage</b>				<b>Freifläche</b>
	<b>bis 10 kW</b>	<b>bis 40 kW</b>	<b>bis 1 MW</b>	<b>bis 10 MW</b>	<b>bis 10 MW</b>
anzulegender Wert [Cent/ kWh]	13,15	12,80	11,49	9,23	9,23
Vergütung für kleine Anlagen [Cent/ kWh]	12,75	12,40	11,09 (bis 500 kW)	-	8,83
Vergütung in Ausnahmefällen [Cent/ kWh]	10,52	10,24	9,19	7,38	7,38

Tabelle 3: Vergütungssätze für Photovoltaik-Anlagen nach EEG 2014

an der Börse verkaufen. Für “große” Anlagen, die keine Einspeisevergütung bekommen, bleibt kaum eine andere Möglichkeit, weshalb im Zusammenhang mit der EEG-Novelle häufig von der “verpflichtenden” Direktvermarktung gesprochen wird. Der Zwischenschritt über ein Direktvermarktungsunternehmen ist zwar nicht zwingend, allerdings sind die Pflichten bei der Direktvermarktung von Strom so kompliziert, dass das betriebswirtschaftliche Wissen der Anlagenbetreiber alleine meist nicht ausreicht und nur der Weg über einen Direktvermarktungs-Dienstleister in Frage kommt<sup>98</sup>. Auch diese Art der Vermarktung wird im Rahmen des EEG durch die sogenannte „Marktprämie“ gefördert: Der Betreiber der Anlage erhält zusätzlich zum Börsenpreis für jede Kilowattstunde die Differenz zwischen dem mittleren Börsenpreis des jeweiligen Monats und einem im EEG festgelegten Referenzwert, dem “anzulegenden Wert”. Die anzulegenden Werte für die verschiedenen Technologien sind dabei immer größer als die Einspeisevergütung, was dem erhöhten Aufwand bei der Direktvermarktung Rechnung tragen soll.

Die genauen Fördersätze je Kilowattstunde eingespeister oder direkt vermarkteter Energie für Neuanlagen werden regelmäßig den Ausbauzahlen angepasst, um die Höhe der gesamten Förderung in einem geplanten Rahmen zu halten. Die aktuellen Zahlen werden jeweils von der Bundesnetzagentur veröffentlicht. In Tabelle 3 sind beispielhaft die Fördersätze für Photovoltaikanlagen verschiedener Größenordnungen aufgeführt. Diese gelten für Anlagen, die im August 2014 in Betrieb gegangen sind. Die planmäßige Degression der Vergütung für Photovoltaik beträgt 0,5 % pro Monat. Die Vergütung in Ausnahmefällen liegt 20 % unter der Einspeisevergütung für kleine Anlagen und ist nur als Überbrückung in problematischen Situationen, wie beispielsweise der Insolvenz eines Direktvermarktungsunternehmens, gedacht.

<sup>98</sup>Maier [2014]

## **Besondere Bestimmungen für Strom aus Biogas**

Strom aus Biogas, der in Anlagen mit einer Leistung von mehr als 100 kW erzeugt wird, unterliegt zusätzlichen Bestimmungen: Der Anspruch auf Einspeisevergütung oder Marktprämie besteht in einem Kalenderjahr nur für die Strommenge, die der Hälfte der installierten Leistung entspricht. Das bedeutet, wenn die Anlage ein ganzes Jahr mit voller Leistung Strom produziert, wird nur die Hälfte der Energie regulär gefördert. Für die restliche erzeugte Strommenge verringert sich die Einspeisevergütung auf den Monatsmarktwert bzw. die Marktprämie auf null.

Es besteht aber zusätzlich die Möglichkeit, die Stromproduktion flexibel zu betreiben und die sogenannte Flexibilitätsprämie in Höhe von 40 € je Kilowatt installierter Leistung und Jahr in Anspruch zu nehmen.

Generell wurde die Förderung für Strom aus Biomasse mit dem neuen EEG gesenkt, deutschlandweit ist ein Zubau von nur 100 MW pro Jahr vorgesehen.

### **8.3.2. Dezentrale Vermarktung von Strom**

Mit dezentraler oder regionaler Vermarktung ist der direkte Verkauf an den Endkunden in räumlicher Nähe gemeint. Die Herkunft der Energie ist somit für den Kunden nachvollziehbar und durch die Identifikation mit der Region erhält das Produkt Energie eine indirekte Aufwertung. Da man durch die Versorgung des Endkunden rechtlich zum Energieversorger wird, ergeben sich verschiedene Pflichten, die berücksichtigt werden müssen. Für eine dezentrale Vermarktung von Strom stehen folgende Möglichkeiten zur Verfügung:

#### **Vermarktung in räumlicher Nähe ohne Nutzung des öffentlichen Netzes ("Mieterstrom")**

Diese Art der Vermarktung ist beispielsweise geeignet für Photovoltaik-Anlagen auf Dächern von Mietshäusern. Hier kann der Strom in unmittelbarer räumlicher Nähe verbraucht werden, ohne dass das Netz der öffentlichen Versorgung zur Durchleitung genutzt wird. Durch die Nicht-Nutzung des Netzes fallen auch keine Netzentgelte an, was neben dem Kostenvorteil auch zu einem geringeren Aufwand führt. Im Gegensatz zu den netzgebundenen Abgaben muss die EEG-Umlage auch bei diesem Modell in voller Höhe an den Übertragungsnetzbetreiber gezahlt werden<sup>99</sup>. Da alleine mit einer PV-Anlage keine Vollversorgung für die Mieter garantiert werden kann, muss der Betreiber bzw. Energieversorger den restlichen Strom zukaufen. Eine Teilversorgung der Mieter ist zwar auch denkbar, dies würde allerdings zu erhöhtem Aufwand führen, da der Kunde dann zwei Stromanbieter bräuchte. Diese auch als Mieterstrom-Modell bezeichnete Art der Vermarktung erfreut sich immer größerer Beliebtheit. So können auch Bewohner von großen Mietshäusern von günstigem PV-Strom vom eigenen Dach profitieren. Da dieser Strom in keiner Weise gefördert wird, führt er außerdem nicht zu einer Erhöhung der EEG-Umlage. Der Ökostromanbieter

---

<sup>99</sup>Rutschmann [2014]

Lichtblick betreibt Mieterstromprojekte unter dem Namen ZuhauseStrom. Aber auch Genossenschaften, wie die Heidelberger Energiegenossenschaft (HEG) betreiben erfolgreich Mieterstromanlagen.

### **Vermarktung mit Nutzung des öffentlichen Netzes und ohne Inanspruchnahme der Marktprämie (ehemaliges Grünstromprivileg)**

Eine Vermarktung unter Nutzung des öffentlichen Netzes eignet sich aufgrund der umfangreichen Pflichten nicht für Betreiber einzelner Anlagen<sup>100</sup>. Das sogenannte Grünstromprivileg aus dem EEG 2012 (§ 39 Abs. 1), nach dem Energieversorger unter bestimmten Bedingungen eine verminderte EEG-Umlage auf Ökostrom geltend machen konnten, wurde in der EEG-Novelle 2014 gestrichen. Unklar ist derzeit noch, ob es durch ein anderes Modell ersetzt wird. In §95 Abs. 6 EEG 2014 wird die Bundesregierung ermächtigt, "ein System zur Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien an Letztverbraucher einzuführen, bei der dieser Strom als "Strom aus erneuerbaren Energien" gekennzeichnet werden kann..."<sup>101</sup>.

Ein Vorschlag für ein solches System wurde kürzlich unter dem Namen Grünstrom-Markt-Modell vorgestellt. Die Initiatoren dieses Modells sind die Clean Energy Sourcing AG, die ElektrizitätsWerke Schönau, die Greenpeace Energy eG und die Naturstrom AG<sup>102</sup>. Das Grünstrom-Markt-Modell würde eine kostenneutrale direkte Vermarktung von grünem Strom aus konkreten Anlagen an die Letztverbraucher ermöglichen.

Erste Konzepte einer gemeinsamen Vermarktung von Grünstrom haben sich aber bereits entwickelt, so zum Beispiel die Bürgerwerke e.G. in Heidelberg ([www.buergerwerke.de](http://www.buergerwerke.de)). Hier werden Kompetenzen gebündelt und so den in Deutschland so zahlreichen kleinen und dezentralen Betreibern von EE-Anlagen die Vermarktung ihres grünen Stroms vor Ort ermöglicht<sup>103</sup>. Da die Energiegenossenschaften eine tragende Rolle bei der dezentralen Energieversorgung spielen, wird auf diese Rechtsform ausführlicher in Kapitel 8.5 eingegangen.

### **Sonstige Direktvermarktung an einen Endkunden unter Inanspruchnahme der Marktprämie**

Die geförderte Direktvermarktung von Strom außerhalb der Börse und ohne den Zwischenschritt über einen Direktvermarkter ist prinzipiell möglich. Der Aufwand, der durch die Direktvermarktung entsteht, wenn der Strom durch das öffentliche Netz geleitet wird, stellt aber sicherlich eine große Hürde dar. Beispielsweise werden dann alle Steuern, Umlagen, Abgaben und Netzentgelte fällig, die im normalen Strompreis enthalten sind. Bei einer kleinen Stromliefermenge rechnet sich der administrative Aufwand dafür nicht<sup>104</sup>. Laut einer Umfrage des DGRV waren gesetzliche Hürden sowie mangelndes Know-How in

---

<sup>100</sup>Rutschmann [2014]

<sup>101</sup>EEG [2014]

<sup>102</sup><http://www.gruenstrom-markt-modell.de/>

<sup>103</sup>vgl. Energiekommune [2014]

<sup>104</sup>Rutschmann [2014]

der Vergangenheit die größten Hürden für Genossenschaften auf dem Weg zu einer regionalen Direktvermarktung Erneuerbarer Energien<sup>105</sup>. Zudem wird Strom aus Erneuerbaren Energien, der durch die Marktprämie gefördert wird, automatisch zu Graustrom und kann nicht mehr als Grünstrom vermarktet werden.

### 8.3.3. Vermarktung von Wärme

Eine “zentrale” Vermarktung wie sie im Stromsektor verstanden wird, ist im Wärmemarkt nicht anzutreffen, weshalb im Folgenden diese Unterscheidung nicht vorgenommen werden soll. Eine Differenzierung kann aber anhand von Größenordnungen erfolgen. So ist sowohl die Verteiltechnik wie auch die Wirtschaftlichkeit abhängig davon, wie weit die Wärmesenke von der Wärmequelle entfernt ist. Befinden sich beide im selben Gebäude, ist die Belieferung meist kein Problem, soll ein Nachbargebäude versorgt werden, ist der Transportaufwand hingegen schon größer.

Der Transport der Wärme erfolgt dabei im Allgemeinen über ein Nahwärmenetz, in dem die Wärme meist mithilfe von Wasser übertragen wird. Dabei kommen verschiedene Größenordnungen vom Nachbarhaus bis zum städtischen Nahwärmenetz in Frage. Entscheidend ist, dass die anfallende (zu vermarktende) Wärme möglichst ortsnah abgenommen wird. Mit steigenden Entfernungen zwischen Wärmequelle und Senken steigen sowohl die Investitionskosten als auch die Wärmeverluste. Beides wirkt sich negativ auf die Wirtschaftlichkeit aus. Damit die Wärme zeitlich flexibel verbraucht werden kann, eignet sich in vielen Fällen ein Wärmespeicher.

Besonders geeignet für die Nahwärmeversorgung sind Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen aufgrund des hohen Wirkungsgrads: In einem Biogas-BHKW wird sowohl Strom als auch Wärme erzeugt. Der Strom kann vermarktet oder selber verbraucht werden (siehe auch Kapitel 8.4). Die Wärme bleibt heute aber oft ungenutzt, wenn sie nicht direkt verbraucht werden kann. Dabei ist der Transport über ein Nahwärmenetz, wenn sich Wärmeverbraucher in der Nähe der Anlage befinden, häufig eine lukrative Alternative sowohl für den Anbieter als auch für den Abnehmer der Wärme. Da ein wirtschaftlicher Betrieb meist nur möglich ist, wenn die Anlage so oft wie möglich läuft, wird meist so dimensioniert, dass das Angebot kleiner ist als die Nachfrage. Der Rest kann dann über so genannte Spitzenlastkessel bereitgestellt werden.

Als Beispiel soll hier der energieautarke Ortsteil Feldheim der Stadt Treuenbrietzen in Sachsen-Anhalt genannt werden, wo ein Biogas-BHKW mit einer thermischen Leistung von 545 kW zusammen mit einem Spitzenlastkessel fast alle Einwohner des Ortes das ganze Jahr über mit Wärme versorgt. Auch im hessischen Schönstadt haben sich Bürger in einer Genossenschaft zusammengeschlossen und ein Nahwärmenetz errichtet, da die Wärmemengen des lokalen Biomasse-Heizkraftwerks nicht genutzt wurden<sup>106</sup>. Sich in einer Genossenschaft oder einer anderen geeigneten Form zu organisieren, ist vor allem bei großen

---

<sup>105</sup>Maier [2014]

<sup>106</sup>NetzwerkEnergiewendeJetzt [2013]

Investitionssummen sinnvoll. Kapitel 8.5 widmet sich speziell der Genossenschaft als geeignete Rechtsform für Bürgerenergieprojekte. Auch im Rahmen der Direktermarktung von Strom, die sich nach der EEG-Novelle für einzelne Betreiber oft als äußerst kompliziert darstellt, könnten in Zukunft genossenschaftliche Zusammenschlüsse eine Möglichkeit sein, durch gemeinsames Agieren die Hürden für kleine Akteure zu überwinden.

## 8.4. Eigenverbrauch von Strom und Wärme

Energie aus dezentralen EE-Anlagen muss nicht unbedingt vermarktet werden, sie eignet sich auch sehr gut zur Deckung des eigenen Bedarfs. Ein Vorteil von selbst verbrauchtem Strom ist dabei beispielsweise die Entlastung der Netze. Im Folgenden wird erläutert, warum der Eigenverbrauch von Strom immer beliebter wird und wie die eigene Wärmeversorgung effektiv und CO<sub>2</sub>-frei gestaltet werden kann.

### 8.4.1. Eigenverbrauch von Strom

Durch die in den letzten Jahren stark gesunkenen Investitionskosten für EE-Anlagen sowie geringer werdende Vergütungssätze für eingespeisten Strom aus Erneuerbaren Energien, hat der Eigenverbrauch von Strom enorm an Bedeutung gewonnen. Wurde noch 2009 eine Eigenverbrauchsvergütung eingeführt, um einen Anreiz zu schaffen, Strom selber zu verbrauchen, ist das Modell mittlerweile zum Selbstläufer geworden. Grund dafür ist die Tatsache, dass beispielsweise der selbst verbrauchte PV-Strom, dessen Gestehungskosten in den letzten Jahren stark gesunken sind, in Konkurrenz zum Endkundenpreis des Energieversorgers steht, der wesentlich höher ist als die reinen Stromgestehungspreise des Energieversorgers. Steuern, Netzentgelte und Gewinnmargen von Energieversorgern kann sich der Eigenversorger sparen.

Allerdings ist seit August 2014 nicht mehr jeder Eigenverbrauch abgabenfrei: Bei Anlagen mit einer Leistung von über 10 kW bzw. mehr als 10 MWh Jahresertrag muss zukünftig auf jede selbst verbrauchte Kilowattstunde eine anteilige EEG-Umlage gezahlt werden: (bis 2016: 30 %, 2016: 35 %, ab 2017: 40 %). 2014 liegt die gesamte Umlage bei 6,24 Cent/kWh, der anfallende Anteil von 30 % auf Eigenverbrauch beträgt demnach im Jahr 2014 1,872 Cent/kWh. Im Gegensatz zur Einspeisevergütung bezieht sich die Höhe der zu leistenden Eigenverbrauchs-Umlage nicht auf den Inbetriebnahmezeitpunkt, sondern orientiert sich immer an der aktuell geltenden Umlage. Ob die Wirtschaftlichkeit von Eigenversorgungsanlagen dadurch gefährdet wird, kann deshalb nicht mit Sicherheit ermittelt werden und muss im Einzelfall abgewogen werden. Bei Photovoltaik-Anlagen unter 10 kWp bleibt der Eigenverbrauch aber vorerst abgabenfrei. Bei kleinen BHKWs allerdings, die schon ab einer elektrischen Leistung von etwa 1,3 kW mehr als 10 MWh Energie pro Jahr erzeugen können, muss nun für die selbstverbrauchte Energie, die über 10 MWh hinausgeht, ein Teil der Umlage gezahlt werden.

Entscheidend für die Einordnung als Eigenverbrauchsanlage ist, dass der Betreiber der Anlage und der Verbraucher des Stroms dieselbe Person sind. Eigenverbrauch von Strom, der nicht aus Erneuerbaren Energien oder hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung stammt, wird mit der gesamten EEG-Umlage belastet. Ausgenommen ist hingegen der Kraftwerkseigenverbrauch von großen meist fossilen Erzeugungsanlagen. Strom aus Anlagen, die eine 100 %-ige Eigenversorgung sicherstellen oder komplett vom Netz getrennt sind, ist ebenso umlagenfrei, allerdings sind solche Anlagen sehr selten, da eine Vollversorgung mit Erneuerbaren Energien in Deutschland fast immer teurer ist, als der Teilbezug von Netzstrom.

Der Klassiker bei den Eigenverbrauchsanlagen ist sicher die Photovoltaik-Anlage auf dem eigenen Dach. Aber auch Kleinwindkraft- oder Biogasanlagen eignen sich zur Versorgung mit eigenem Strom. Da die Einsparung gegenüber dem Strompreis meist größer ist als die Einspeisevergütung, wird versucht, möglichst viel der erzeugten Energie selber zu verbrauchen. Dies gelingt am besten durch zielgerichteten Verbrauch, wie zum Beispiel die Durchführung stromintensiver Arbeiten zur Mittagszeit bei PV-Anlagen. Eine weitere Möglichkeit ist die Anschaffung einer Batterie. Da diese zur Zeit noch recht teuer sind, ist eine gute Auslastung hier sehr wichtig für die Wirtschaftlichkeit. Die Installation von Photovoltaik-Anlagen mit Batteriespeichern wird über die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) unter der Programmnummer 275 mit bis zu 660 € je kWp installierter PV-Leistung gefördert (weitere Infos: <https://www.kfw.de>).

Zur groben Dimensionierung von Eigenverbrauchs-Photovoltaik-Anlagen und als Entscheidungshilfe wurde im Projekt elubes die Webanwendung EVA (EigenVerbrauchsAnalyse) entwickelt. Das Programm berechnet für beliebig große PV-Anlagen mit oder ohne Batterie und verschiedene wählbare Verbrauchstypen in Deutschland Erträge, Eigenverbrauchsanteil, Einsparungen, Stromgestehungskosten und weitere Parameter. Die Berechnungen basieren dabei auf der stündlichen Simulation eines „Standardjahres“. EVA ist online erreichbar unter <http://eva.elubes.de>.

Eine weitere Möglichkeit, die Sonnenenergie zu speichern und selber zu verbrauchen ergibt sich durch die Umwandlung in Wärme: Nutzt man den überschüssigen Strom der PV- oder Windkraftanlage, um Wasser beispielsweise im Boiler zu erhitzen, kann die Energie in Form von Wärme zu einem anderen Zeitpunkt verbraucht werden und wird so zwischengespeichert. Erste Boilersysteme, die den Überschussstrom aus EE-Anlagen optimiert zur Warmwassererzeugung nutzen, sind bereits auf dem Markt.

Auch Kleinwindkraftanlagen werden meist für den Eigenverbrauch von Strom betrieben. Die Einspeisevergütung ist hier so niedrig, dass sich die Einspeisung praktisch nicht lohnt. Die mögliche Einsparung gegenüber dem Strompreis kann allerdings hoch sein und an geeigneten Standorten bei hohem Eigenverbrauch zu einem wirtschaftlichen Betrieb führen. Bei der Planung von KWKA muss unbedingt auf ein ausreichendes Windangebot geachtet werden. Oft haben Landwirte exponierte Standorte, die sich eignen. In dichter besiedelten Gebieten mit weniger guten Windbedingungen kann unter Umständen eine Aufdachmontage in größeren Höhen geeignet sein, um mehr Wind zu ernten<sup>107</sup>.

---

<sup>107</sup>vgl. Amme et.al. [2013]

### 8.4.2. Eigenverbrauch von Wärme

Wärme ist abgesehen von Fernwärme aus großen Heizkraftwerken ein klassisches Eigenverbrauchsgut. Da Wärmetransport über lange Strecken nur bei großen Energiemengen und Temperaturen sinnvoll ist, wird dezentral erzeugte Wärme meist am Ort der Erzeugung verbraucht. Dabei kommen sowohl reine Wärmeerzeuger zum Einsatz (Solarthermie, Geothermie, Hackschnitzel- oder Pelletheizung) als auch Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen wie BHKWs, die neben der Wärme auch Strom erzeugen. Die meisten Haushalte und Unternehmen verfügen über dezentrale Wärmeerzeuger und sind somit automatisch "Eigenverbraucher" der erzeugten Wärme. Im Gegensatz zum Strom-Eigenverbrauch ist die eigene Wärmeversorgung oft zwingend, da ein flächendeckendes Fernwärmenetz nicht existiert. Aus diesem Grund muss die Versorgung auch so dimensioniert sein, dass der gesamte Bedarf gedeckt werden kann. Wärmeversorgung unterscheidet sich in dieser Hinsicht grundsätzlich von (der flexibleren) Stromversorgung. Bestehende Heizanlagen bieten heute oft ein großes Einsparpotential. Schlecht isolierte Heizungsrohre, ineffiziente Kessel, teure Energieträger oder falsche Dimensionierung können zu erheblichen Kostenbelastungen führen. Eine Modernisierung, die Umstellung auf einen anderen Brennstoff, ein Wärmepumpen- oder Solarthermiesystem rechnet sich oft innerhalb weniger Jahre. Im folgenden werden einige Möglichkeiten der klimafreundlichen Wärmeerzeugung beleuchtet.

#### Solarthermie

Solarthermieanlagen nutzen die Sonnenenergie zur Wärmeerzeugung. In einem meist auf dem Dach montierten Kollektor wird durch die Sonnenstrahlung ein wärmeleitendes Material wie beispielsweise Kupfer erhitzt in dem wiederum eine Flüssigkeit die Wärme aufnimmt und in einen Pufferspeicher transportiert. Diese Wärme kann dann zur Erhitzung des Trinkwassers und zum Teil auch zur Heizungsunterstützung genutzt werden. Solarthermische Heizungsanlagen werden meist nicht zur Vollversorgung ausgelegt, d.h. es gibt immer ein zweites Heizungssystem, das im Winter den Wärmebedarf decken kann. Zur Heizungsunterstützung können Solarthermieanlagen besonders in den Übergangszeiten Frühling und Herbst beitragen, da das Sonnenenergieangebot dann noch größer ist als im Winter und gleichzeitig weniger Wärmeenergie gebraucht wird. So können beispielsweise viele Liter Heizöl gespart werden und durch die Brauchwassererwärmung kann auf ein zweites Heizsystem im Sommer komplett verzichtet werden.

#### Wärmepumpe

Eine Wärmepumpe funktioniert im Prinzip wie ein umgedrehter Kühlschrank. Mit Hilfe elektrischer Energie wird Wärme niedriger Temperatur zu Wärme höherer Temperatur transformiert. Als Wärmequelle dient dabei beispielsweise die Außenluft oder das Erdreich. Die Luft hat den Nachteil, dass diese im Winter, wenn am meisten Wärme gebraucht wird, am kältesten ist. Dafür ist diese Variante günstiger als Wärmetauscher im Erdreich, wo über das Jahr recht konstante Temperaturen herrschen. Stammt der verwendete Strom aus Erneuerbaren Energien so wird eine Wärmepumpe komplett klimaneutral betrieben.

Eine weitere, häufig im Gewerbe anzutreffende Wärmequelle ist die Abwärme von verschiedensten Geräten. Motoren beispielsweise erzeugen neben Nutzarbeit eine große Menge Wärme, die oft ungenutzt bleibt oder sogar unter Aufwand elektrischer Energie abgeführt wird. Die Abwärmenutzung stellt in vielen Betrieben ein extrem hohes Einsparpotential dar.

### **Heizen mit nachwachsenden Rohstoffen**

Das Heizen mit Hackschnitzeln oder Pellets ist oft nicht nur umweltfreundlicher sondern auch günstiger als fossile Alternativen. Bei einer Umstellung des Heizungssystems muss meist nur der Kessel und ggf. der Brennstoffspeicher ausgetauscht oder angepasst werden. Ein weiterer umweltfreundlicher Brennstoff ist Biogas. Mit Biogas werden im allgemeinen BHKWs betrieben, die neben Wärme auch Strom produzieren. Der Transport von Biogas ist aber sehr aufwändig, weshalb dieses meist in unmittelbarer Nähe zur Biogasanlage verbraucht wird. Für das Heizen mit Biogas eignen sich deshalb besonders Landwirtschaftsbetriebe mit eigener Biogasproduktion. Oft kann beispielsweise das Heizen von Ställen durch ein Biogas-BHKW erfolgen.

Der Einbau von Solarthermieanlagen, Wärmepumpen und Biomasseheizungen wird durch das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) gefördert. Außerdem gibt es verschiedene Förderprogramme der Länder.

## **8.5. Genossenschaften als geeignete Rechtsform regionaler Energieversorgung**

### **8.5.1. Die eingetragene Genossenschaft (eG)**

Die Rechtsform “eingetragene Genossenschaft” mit dem Gedanken der Selbsthilfevereiniung besteht seit dem Jahr 1867 (Inkrafttreten des Preußischen Genossenschaftsgesetzes im Norddeutschen Bund) und erlebt in den letzten Jahren aus dem Antrieb der Mitgestaltung und Selbstbestimmung der Bürger bundesweit eine Renaissance<sup>108</sup>. Im Bereich Erneuerbare Energien ist im letzten Jahrzehnt die Zahl der Genossenschaftsneugründungen von 8 im Jahr 2006 auf 167 im Jahr 2011 gestiegen<sup>109</sup>. Aufgrund dieser Entwicklung und weil Genossenschaften eine besondere Rolle bei der dezentralen Energiewende unter Bürgerbeteiligung spielen, wird diese Rechtsform im Folgenden genauer betrachtet.

Die Beschäftigung mit neuen Themen, die Erschließung neuer Geschäftsgebiete und die Umsetzung von neuen Projekten erfordert immer eine Höchstmaß an Hingabe, Zeitaufwand und Know-How. Für den unternehmerischen Erfolg ist es vorteilhaft, sich die Fähigkeiten von verschiedenen Partnern nutzbar zu machen. Die Bündelung von betrieblichen und technischen Kenntnissen mit der wirtschaftlichen und finanziellen Handlungsfähigkeit verschiedener Parteien erlaubt eine effektive Zielerreichung. Durch einen partnerschaftlichen

---

<sup>108</sup>Kayser [2014]

<sup>109</sup>DGRV [2013]

Zusammenschluss lassen sich die Vorteile einer Gemeinschaft nutzen. Durch die unternehmerische Organisation in einer eingetragenen Genossenschaft wird die Verfolgung von gemeinsamen Zielen ermöglicht, ohne die jeweilige Souveränität einzuschränken. Sie kann Synergien erschließen, wodurch bestehende Ressourcen effizient genutzt werden können. Typische Formierungen dieser Interessengemeinschaften sind die von Landwirten gegründeten Agrar-genossenschaften und die Wohnungsbaugenossenschaften zur Schaffung von günstigem Wohnraum.

Im Energieversorgungsbereich (Wärme- und Stromversorgung) ist die Energiegenossenschaft als sogenannte Konsumgenossenschaft (früher auch Verbrauchergenossenschaft) typisch. Prinzipiell kann die Genossenschaft jede unternehmerische Tätigkeit ausüben. Ihnen allen ist jedoch gemein, dass sie ihren Mitgliedern Vorteile auf dem Handelsmarkt und gegenüber Konkurrenten verschaffen. Außerdem ergeben sich steuerliche Vorteile. So ist speziell der Zweck der Konsumgenossenschaft die Beschaffung von Gütern mit einer möglichst kleinen Spanne zwischen Einkaufs- und Verkaufspreisen. Das heißt, ihre Absicht ist die Bereitstellung von (Verbrauchs-) Gütern unterhalb den marktüblichen Preisen für die Genossenschaftsmitglieder. Dieser Punkt stellt einen wesentlichen Unterschied zur Kapitalgesellschaft dar, denn sie strebt die Gewinnmaximierung des Unternehmens auf Grundlage der Ausnutzung des Preisunterschieds von gleichen Gütern an verschiedenen Märkten (bspw. Ankauf - Verkauf), der sogenannten Arbitrage an. Das Aufwand-zu-Nutzen-Prinzip dreht sich im Zuge der Verknüpfung von Konsument und Gesellschafter in der Genossenschaft um. Während in einem Energieversorgungsunternehmen die möglichst große Gewinnspanne zwischen der eingekauften und der verkauften Energieeinheit das Ziel ist, wird in der Genossenschaft ein möglichst geringer Einheitenpreis für die Mitglieder angestrebt.

Der Vorteil der eG gegenüber der Gesellschaft bürgerlichen Rechts (GbR) sind die Erweiterungsmöglichkeiten hinsichtlich der Mitglieder und auch weiterer Projekte, ohne dass Neugründungen notwendig werden oder der Aufwand zur Verwaltung steigt<sup>110</sup>. Im Vergleich zu einer GmbH und Co. KG zeichnet sich die eG durch einen geringeren Verwaltungsaufwand aus. Einen Vergleich verschiedener Gesellschaftsformen stellt die DGRV<sup>111</sup> frei zur Verfügung.

Spezielle Förderungsmittel gibt es in der Breite für (Energie-) Genossenschaftsgründungen nicht. Allerdings werden Steuervorteile und diverse projektspezifische Fördermöglichkeiten, zum Beispiel durch die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) und das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), von öffentlicher Seite gewährt. Außerdem bieten Industrie- und Handelskammern, Volks- und Raiffeisenbanken, Landesbanken, Landes- und Bundesämter individuelle und von der Rechtsform unabhängige fachliche und ggf. finanzielle Gründungshilfen.

Für weitere Informationen stellen das Ministerium für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung Rheinland-Pfalz eine umfangreiche Broschüre zur Gründung einer

---

<sup>110</sup>Neue Energie Genossenschaft

<sup>111</sup>DGRV [2013]

Energiegenossenschaft zur Verfügung<sup>112</sup>, ebenso wie die Innova eG<sup>113</sup>.

Bei dem Prozess der Gründung ist die hiesige Industrie- und Handelskammer (IHK) ein wichtiger Ansprechpartner.

Der Auftrag und die Zweckmäßigkeit der Genossenschaft wird in ihrer inneren Verfassung - der Satzung - festgelegt. Nach außen hin darf die Genossenschaft neben dem Firmenzusatz eG, für eingetragene Genossenschaft, einen Namen zur Zweckbestimmung führen.

### 8.5.2. Die Energiegenossenschaft

Die Rechtsform der Genossenschaft soll als mögliche Unternehmensform neben einer Vielzahl anderer angesehen werden, die nicht zwingend für das Engagement als Energieversorger und die Investition in Erneuerbare Energien ist. Jedoch ist sie dafür aus dargelegten Gründen für bestimmte Akteure prädestiniert.

Eine Schwierigkeit, auf die Genossenschaften stoßen können, kann bei der Suche nach Kreditgebern auftreten. Besteht eine beschränkte Nachschusspflicht oder wurde gar die Nachschusspflicht ausgeschlossen, kann die meist geringe Geldeinlage der Genossenschaftsmitglieder eine zu geringe Sicherheit gegenüber den potentiellen Gläubigern darstellen. Ein Beispiel für die Entscheidung gegen eine eG ist die Feldheim Energie GmbH & Co. KG. Das erste energieautarke Dorf Feldheim im südlichen Brandenburg versorgt sich über ein Nahwärme- und Elektrizitätsnetz in kommunaler Hand vollständig mit regenerativen Energien. Nach eigenen Angaben wäre bei Gründung einer Genossenschaft für die Energieversorgung und als Betreiber des Nahwärme- und Elektrizitätsnetzes der Eigenkapitalanteil zu gering gewesen. Die kostenintensiven Ziele des Dorfes konnten nur durch die umfangreiche Beteiligung der Energiequelle GmbH zur Steigerung des Eigenkapitals abgesichert werden.

2012 registrierte der deutsche Genossenschaften- und Raiffeisenverband e.V. (DGRV) 150 neue Energiegenossenschaften. Insgesamt organisierten sich 2013 bundesweit 136.000 Mitglieder in 888 Energiegenossenschaften und investierten 1,2 Mrd. € in Erneuerbare Energien. Im Bereich der Photovoltaik investierten bisher die meisten Energiegenossenschaften, wobei das Engagement im Windenergie- und Wärmesektor zunimmt. DGRV [2013] Speziell in Sachsen-Anhalt engagierten sich 2012 14 Genossenschaften in der Energiewirtschaft, wovon sich drei im Landkreis Wittenberg befinden<sup>114</sup>. Dabei handelt es sich meist um landwirtschaftliche Genossenschaften, die in Photovoltaik oder Biomassenutzung investierten. Die Energie und Speichertechnik e.G. in Wittenberg beispielsweise errichtet Photovoltaikanlagen auf Immobilien ihrer Mitglieder, die dann von geringeren Strombezugskosten profitieren.

---

<sup>112</sup>Flieger, Lange [2012]

<sup>113</sup>Berliner Prüfungsverband der kleinen und mittelständischen Genossenschaften [2012]

<sup>114</sup>Landtag von Sachsen-Anhalt [2012]

Der Erfolg der Rechtsform der eingetragenen Genossenschaft zielt dabei das Aushängeschild der Neugründungswelle. Dass die eG mittlerweile als insolvenzresistenteste und erfolgreichste Unternehmensform<sup>115</sup> gilt, ist auf das Ineinandergreifen von auf der einen Seite der regelmäßigen Prüfung und andererseits dem gemeinschaftlichen Förderungsauftrag, dem die eG gegenüber den Genossenschaftsmitgliedern verpflichtet ist, zurückzuführen. Die Genossenschaft zeigt sich nicht der Gewinnmaximierung gegenüber Dritter verantwortlich, sondern unterliegt - höchst demokratisch selbstverwaltet - den Interessen und der Förderung ihrer Mitglieder. Vorstand und Aufsichtsrat bestehen aus in der Generalversammlung gewählten - respektive bestellten - Mitgliedern der Genossenschaft. Die Souveränität jedes Mitglieds wird dabei durch die von Geschäftsanteilen unabhängige Stimmrechtsregelung gewährleistet.

Mittlerweile erzeugen die Energiegenossenschaften mit ihren laufenden Projekten oft mehr Energie, als ihre Mitglieder verbrauchen. Durch die Energieproduktion über dem Niveau der Eigennutzung und damit durch die Versorgung Dritter mit Energie, wird die Energiegenossenschaft vom Elektrizitätserzeuger zum Versorger. Dadurch demokratisieren die Energiegenossenschaften über die Stromversorgung auch die Stromvermarktung<sup>116</sup>. Grundsätzlich ist die Unterscheidung zwischen der Energieversorgung von Genossenschaftsmitgliedern und der Versorgung von Nicht-Mitgliedern zwingend. Den rechtlichen Rahmen für die Interaktion mit Dritten stellt das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) dar. Intern erfolgt die Regelung auf Grundlage der Genossenschaftssatzung.

Große Erfolge mit der genossenschaftlichen Unternehmensform konnte bereits die in Sachsen-Anhalt beheimatete "Gas- und Energiegenossenschaft Ost- und Mitteldeutschland eG (GEG)" verzeichnen. Ebenso stellen die in Genossenschaften organisierten Elektrizitätsversorger "Greenpeace Energy eG" und die "Netzkauf EWS eG" (durch die "Elektrizitätswerke Schönau") bundesweit eine Alternative zu den konventionellen Stromanbieter, wie der "Vattenfall Europe Sales GmbH" oder der "E.ON Energie Deutschland GmbH" dar.

Die regelmäßige Prüfung durch einen externen Genossenschaftsverband trägt zur Entfaltung und Stabilität bei. Die Genossenschaftsrevision beinhaltet neben der Jahresabschlussprüfung, die auch bei jeder Kapitalgesellschaft notwendig ist, die Prüfung der Zweckmäßigkeit der eG und die Wirtschaftlichkeit der Verwaltung. Somit erhebt der Revisionsverband nicht nur bei Unrechtmäßigkeit der Rechnungslegung Einspruch, sondern auch bei fehlender Sinnhaftigkeit im Hinblick der genossenschaftlichen Ziele und formal korrekter, aber schlechter Geschäftsführung. Unter diesen vertrauensstiftenden Voraussetzungen konnten laut einer Erhebung des DGRV 2012 ein Anteil von 40 % der Energiegenossenschaften nach eigenen Angaben eine Dividende zwischen 0,8 % und 7,0 % (durchschnittlich ca. 4 %) auszahlen<sup>117</sup>.

Eine besondere Form der Genossenschaft stellt die Belegschafts-genossenschaft dar. Diese setzt sich aus der Belegschaft eines Unternehmens zusammen und investiert beispielsweise

---

<sup>115</sup>DGRV [2013]

<sup>116</sup>DGRV [2013]

<sup>117</sup>DGRV [2013]

in eine EE-Anlage auf dem Firmengelände. So profitieren die Mitglieder nicht nur direkt von der Genossenschaft sondern auch über die Stärkung des Arbeitgebers und damit die Sicherung des eigenen Arbeitsplatzes. Die Firma profitiert dabei vor allem durch die öffentliche Wahrnehmung und die Identifikation ihrer Belegschaft mit dem Unternehmen. Ein bekanntes Beispiel ist die Volkswagen Belegschafts-genossenschaft für regenerative Energien am Standort Emden eG, die 2008 in eine 370 kWp-Photovoltaik-Anlage auf einem firmeneigenen Hallendach investiert hat. Die Pacht für das Hallendach beträgt 1 € pro Jahr und hat symbolischen Charakter. Die Einspeisevergütung für den PV-Strom beträgt 44 Cent/kWh und es wird von einer Zielrendite von 5 % über 25 Jahre ausgegangen. Dieses und weitere Beispiele sowie Hinweise zu weiterführender Literatur und Gründungshilfen finden sich im „Leitfaden Belegschafts-genossenschaften zur Förderung der Energiewende“.<sup>118</sup>

Neben den direkten monetären Auswirkungen, kann die Investition und das Engagement in einer Energiegenossenschaft weitere, externe Effekte haben. Die (Energie-) Genossenschaften genießen aufgrund ihrer demokratischen Struktur, regionalem Bezug, wirtschaftlicher Stabilität und Motiven wie dem verantwortungsvollen Umgang mit Ressourcen und der Umwelt einen hervorragenden Ruf. Dadurch wird die Identifikation der Bevölkerung und Angestellten mit den lokalen Genossenschaften und somit die Unternehmensbindung an die Region gestärkt. Damit dient die Energiegenossenschaft durch ihr Ansehen in der Bevölkerung auch zur Standort- und Beschäftigungssicherheit.

Auf der anderen Seite bringt die Kooperationsmentalität in einer Genossenschaft Vorteile für die interne Handlungsfähigkeit. In der Regel sind verschiedene Partner mit unterschiedlichen Interessen an einem Projekt beteiligt. Eine genossenschaftliche Vernetzung von verschiedensten Akteuren, wie z.B. Bürgern, Stadtwerken, Volks- und Raiffeisenbanken, Sparkassen, örtlichen Unternehmen und der Politik ist grundsätzlich geeignet, Hindernisse bei der Genehmigung frühzeitig zu erkennen und durch den frühen Miteinbezug der Bürger Protesten entgegen zu wirken und Akzeptanz zu schaffen<sup>119</sup>.

### 8.5.3. Rechtlicher Rahmen der Genossenschaft

Eine Genossenschaft ist ein Zusammenschluss von mindestens drei natürlichen bzw. juristischen Personen. (Genossenschaftsgesetz - GenG 4) Sie hat den Zweck, "den Erwerb oder die Wirtschaft ihrer Mitglieder oder deren soziale und kulturelle Belange mittels gemeinschaftlichen Geschäftsbetrieb zu fördern." (GenG 1) Rechtsgrundlagen des deutschen Genossenschaftsrechts sind das Genossenschaftsgesetz (GenG) und das Handelsgesetzbuch (HGB).

Zur Gründung einer eG müssen die Geschäftsidee mit einem Wirtschaftskonzept und die Satzung vorliegen. Die Satzung ergänzt als innere Verfassung die gesetzlichen Bestimmungen und muss schriftlich ausgearbeitet werden. In ihr werden unter anderem Regelungen zur Kapitaleinlage, zur Haftung, zur Einberufung der Generalversammlung etc. festgesetzt.

---

<sup>118</sup>Clausen [2014]

<sup>119</sup>Kayser [2014]

Sie wird in der Gründungsversammlung beschlossen, bei der auch der Aufsichtsrat gewählt und der Vorstand bestellt werden. Eine Mindestkapitaleinlage ist nicht vorgeschrieben. (§8a GenG)

In der Satzung ist die Betragshöhe eines Geschäftsanteils und die Mindestanzahl (Pflichtbeteiligung) und/oder maximale Anzahl der Geschäftsanteile eines Mitglieds zu regeln. Darüber hinaus legt die Satzung den Betrag und die Zeit der Einzahlung auf einen Genossenschaftsanteil fest, der sich auf mindestens 10% des Gesamtbetrags der Genossenschaftsanteile beläuft und ist somit von der Anzahl der Mitglieder abhängig. Prinzipiell hat jedes Mitglied unabhängig von seiner Kapitalbeteiligung eine Stimme. (GenG 43 (2)). Eine alternative Stimmrechtsregelung kann in der Satzung festgehalten werden. Ebenso wird in ihr die Bestimmung über Nachschusspflicht für Mitglieder, d.h. die persönliche Haftung der Genossenschaftsmitglieder festgesetzt. Unter Berücksichtigung der Kreditwürdigkeit ist dabei zwischen einer unbeschränkten, beschränkten und ausgeschlossenen Haftung zu wählen. (GenG §2, 22a)

Gewinne oder gegebenenfalls Verluste werden im ersten Jahr im Verhältnis der geleisteten Einzahlungen auf die Geschäftsanteile der Mitglieder verteilt. Danach erfolgt die Zuschreibung Anhand des Geschäftsguthabens, ermittelt aus der Jahresabschlussprüfung des Vorjahres. Überschüsse werden auf drei unterschiedliche Weisen behandelt. Die genossenschaftliche Rückvergütung ist eine steuerlich bevorteilte Rückerstattung von Kalkulationsüberschüssen. Kalkulationsüberschüsse entstehen beispielsweise in Genossenschaften deren Mitglieder Leistungen direkt beziehen. Durch die meist vorsichtig kalkulierten Beiträge zur Deckung der laufenden Kosten der Genossenschaft (zum Beispiel Stromkosten), fallen Überschüsse an, die steuerlich nicht als Gewinn der Genossenschaft verbucht werden, sondern als Betriebsausgabe den Mitgliedern - quasi als nachträgliche Preissenkung - rückvergütet wird. ( KStG §22)

Des Weiteren besteht die Möglichkeit der Thesaurierung des Gewinns, wobei er in der Genossenschaft verbleibt und für neue Projekte und Investitionen zur Verfügung steht.

Die dritte mögliche Gewinnausschüttung besteht in der klassischen Dividendenzahlung, für die die eG allerdings keine gesonderten Vorteilregelungen stellen kann.

Eine Auszahlung des Geschäftsguthabens ist unter Berücksichtigung der gesetzlich vorgeschriebenen Rücklagenbildung erst nach dem Erreichen der Höhe des Geschäftsanteils möglich. Eine Verzinsung des Geschäftsguthabens durch die Genossenschaft in der Rolle als Gläubiger ist im Genossenschaftsgesetz nicht vorgesehen. Auch hier ist eine in der Satzung festzuhaltende alternative Regelung möglich. (GenG 19)

Die eG ist Pflichtmitglied in einem Prüfungsverband und wird durch diesen regelmäßig geprüft. Vor der Aufnahme in einen Prüfungsverband und der Registereintragung ist eine Gründungsprüfung notwendig. Bis zur Eintragung ist die eG eine Vorgenossenschaft und unterliegt gesonderten Befugnis- und Haftungsbestimmungen. Geprüft werden die wirtschaftlichen Verhältnisse, wobei unter anderem der wirtschaftliche Wert von Sacheinlagen durch den genossenschaftlichen Prüfungsverband, die Konformität der Satzung mit dem

GenG, die Mitgliederliste und die Initiierung des Vorstandes und Aufsichtsrates begutachtet werden muss.

Für kleine Genossenschaften gelten wenige Sonderregelungen zur Erleichterung. So ist in einer Genossenschaft mit nicht mehr als 20 Mitgliedern ein Vorstand, der nur aus einer Person besteht, zulässig. (GenG 24) Auch kann hier durch Festsetzung in der Satzung auf einen Aufsichtsrat verzichtet werden, wobei die Gesamtheit der Mitglieder in Form der Generalversammlung die Rechten und Pflichten des Aufsichtsrates übernehmen. Bei Genossenschaften mit einer Bilanzsumme unter 2 Millionen Euro erfolgt eine Pflichtprüfung nur alle zwei Jahre - sonst in jedem Geschäftsjahr. Eine Jahresabschlussprüfung entfällt für Genossenschaften mit einer Bilanzsumme von einer Million Euro bzw. mit zwei Millionen Euro Umsatz.

## 9. Kommunale Netze

Das Elektrizitätsnetz (E-Netz) zieht sich wie die Lebensadern unserer technologiebasierten Welt durch die Landschaften. Es verbindet Erzeuger und Verbraucher elektrischer Energie und hat damit eine herausragende Bedeutung für die elektrifizierte Welt, in der wir leben. Auch bei der Energiewende spielen die Netze eine wichtige Rolle. So müssen sie neuen Anforderungen, beispielsweise durch die Energieproduktion auf Nieder- und Mittelspannungsebene, gerecht werden, bieten aber gleichzeitig die Möglichkeit des Ausgleichs zwischen verschiedenen fluktuierend einspeisenden EE-Anlagen. Aufgrund ihrer wichtigen Rolle werden im Folgenden die elektrischen Netze genauer betrachtet, die Situation im Landkreis Wittenberg beleuchtet und auf das Thema Rekommunalisierung eingegangen.

### 9.1. Elektrische Netze

Das Verteilnetz ist von diversen Stellen als integraler Bestandteil der Energiewende erkannt worden. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) schreibt auf seiner Homepage: „Die volatile Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erfordert es, Netze, Erzeugung und Verbrauch effizient und intelligent miteinander zu verknüpfen - es besteht die Notwendigkeit einer bedarfs- und verbrauchsorientierten Verknüpfung von Erzeugung und Nachfrage.“<sup>120</sup> Doch wie ist dieses wichtige System aufgebaut, wie wird es betrieben und welche Rolle können Kommunen spielen?

#### 9.1.1. Historie

Begonnen hat die Elektrifizierung zum Ende des 19. Jahrhunderts mit kleinen dezentralen Erzeugungsinselfen. Die Erzeugungseinheiten versorgten damals kleine Areale mit Elektrizität. Technologiebedingt haben sich Erzeuger und Verbraucher in räumlicher Nähe angesiedelt. So kam es, dass Kohle und Öl befeuerte, in Kellern untergebrachte Dampfmaschinen Wohnblöcke und Theater mit elektrischem Licht versorgten. Dazu mussten Unmengen an Brennstoffen in die Ballungsgebiete befördert werden. Für die energieintensive Industrie wie die Stahlerzeuger war es daher von Vorteil, sich in der Nähe von Kohlelagerstätten und damit zum Elektrizitätserzeuger zu positionieren, um lange Transportwege zu vermeiden.

Erst mit fortschreitender Entwicklung der Erzeugungs- und Übertragungseinrichtungen, wurde es möglich, größere Gebiete flächendeckend zu versorgen. Wegen der eingeschränkten Speicherfähigkeit der elektrischen Energie<sup>121</sup> muss zu jedem Zeitpunkt die Erzeugung und der Verbrauch im Einklang stehen. Wird diese Balance nicht gehalten, können wichtige Anforderungen an das Netz - in erster Linie eine konstante Spannung und eine konstanten Frequenz - nicht mehr erfüllt werden und im schlimmsten Fall kann es zum Ausfall und zur

---

<sup>120</sup>BMWi [2014]

<sup>121</sup>Zur Zeit ist die Speicherung von elektrischer Energie mit großen Verlusten verbunden und ist deshalb nur in bestimmten Anwendungen sinnvoll, vgl. IEC [2011]

Beschädigung des E-Netzes und seiner Betriebsmittel kommen. Mittlerweile ist das E-Netz so stark erweitert und mit anderen verknüpft worden, dass die Netze der meisten europäischen Festlandstaaten das sogenannte *europäische Verbundnetz* bilden. Dieses Verbundnetz gewährleistet durch die Möglichkeit der gegenseitigen Unterstützung, beispielsweise bei größeren Kraftwerksausfällen, ein hohes Maß an Versorgungssicherheit.

### 9.1.2. Struktureller Aufbau des Elektrizitätsnetzes

Im Laufe der Zeit hat sich in Deutschland eine Netzhierarchie aus vier verbundenen Spannungsebenen mit unterschiedlichen Aufgaben und Anforderungen herausgebildet. Zur Übertragung von großen elektrischen Leistungen über weite Strecken wird die *Höchstspannungsebene* (HöS; 220 kV/ 380 kV) verwendet. An ihr sind die Großkraftwerke mit einer Erzeugungsleistung von mehreren 100 Megawatt (MW) angeschlossen. Genauso erfolgt in dieser Netzebene die Verknüpfung mit anderen Staaten im Verbundnetz. Die schwächste Spannung herrscht in der *Niederspannungsebene* und versorgt Wohnhäuser mit einer in Bezug auf die Sicherheit relativ leicht zu beherrschenden Spannung von 400 Volt (V).

Zwischen dem Übertragungsnetz (220 kV/ 380 kV) und dem Niederspannungsnetz (400 V) gibt es zwei Spannungsebenen zur Elektrizitätsverteilung auf mittleren Entfernung. Die Hochspannungsebene (HS) mit einer Nennspannung von 110 kV und die Mittelspannungsebene (MS; 30 kV, 20 kV und 10 kV) bilden das Verteilnetz, das die Verbindung zwischen dem überregionalen, internationalen Übertragungsnetz und den Endverbrauchern entweder direkt (Industrie) oder im Falle der Haushaltskunden über die NS herstellt. Darüber hinaus speisen heute die regenerativen Energieanlagen je nach Anschlussleistung in die Mittelspannungsebene (bspw. Aufdach-Photovoltaik-Anlagen) oder in die Hochspannungsebene (Windparks, Freiflächen-Photovoltaik-Anlagen) ein.<sup>122</sup>

### 9.1.3. Liberalisierung des Strommarktes

Ursprünglich war das nationale Elektrizitätssystem mit seinen Erzeugungs-, Übertragungs- und Verteilstrukturen über die gesamte Wertschöpfungskette zentralistisch von einem staatlichen Monopol geführt. Ab 1998 erfolgte mit dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) die Umsetzung der europäischen Binnenmarktrichtlinie, die auf eine Marktliberalisierung der Strom- und Gasversorgung abzielte. Mit der Absicht einen marktwirtschaftlichen Wettbewerb zu schaffen, wurde einerseits eine freie Wahlmöglichkeit des Energieversorgers eingeführt und andererseits die Entflechtung der Wertschöpfungskette (auch “unbundeling” genannt) vorangetrieben. Der Hintergrund der Entflechtung ist eine unternehmerische und möglichst auch eigentumsrechtliche Trennung der Bereiche Erzeugung, Übertragung, Verteilung und Handel/Vertrieb. Zuvor kontrollierten vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen (EVU) die gesamte Wertschöpfungskette vom Kraftwerk bis zum Kunden.

---

<sup>122</sup>BDEW [2008], Saßnick et.al. [2004]

Heute gibt es Vertriebsunternehmen, die den Strom vermarkten und Betreiber, die für den Netzbetrieb und dessen Funktionstüchtigkeit verantwortlich sind.

Als leitungsgebundene Energie wird die Übertragung und Verteilung der Elektrizität weiterhin als *natürliches Monopol* angesehen, weil es aus volks- und betriebswirtschaftlicher Sicht keinen Sinn ergibt, mehrere Leitungsnetze aufzubauen und parallel zu betreiben. Da dieses bestehende Monopol zu einer marktbeherrschenden Stellung bzgl. der vor- oder nachgelagerten Märkte (insbesondere Erzeugung und Vertrieb) führen kann, ist der diskriminierungsfreie Netzzugang ein weiterer wesentlicher Punkt des EnWG. Der Netzzugang wird durch die Abgabe einer Benutzungsgebühr - der Netznutzungsentgelte (auch: Netzentgelte, NNE) - allen Marktteilnehmern ermöglicht. Nach ausufernden NNE unterstehen sie der Aufsicht der 2005 gegründeten Bundesnetzagentur (BNetzA) als unabhängiges Regulierungsorgan (Regulator).<sup>123</sup>

#### 9.1.4. Wegenutzungsrecht

Liegt der Netzbetrieb nicht in kommunaler Hand sondern bei Privatunternehmen, wird ein Konzessionsvertrag geschlossen. Die Konzessionsvereinbarung regelt unter Abgabe eines Entgeltes - der Konzessionsabgabe - „die Nutzung öffentlicher Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen, die zu einem Energieversorgungsnetz der allgemeinen Versorgung im Gemeindegebiet gehören“<sup>124</sup>. Auf der einen Seite verpflichtet sich die Gemeinde bei der Vergabe des Wegenutzungsrechts (Konzession) an ein EVU, an kein anderes EVU eine Konzession dieser Art zu vergeben und auch selbst nicht die öffentlichen Verkehrswege in diesem Sinne zu nutzen. Auf der anderen Seite respektieren die EVU untereinander die resultierenden Versorgungsgebiete. Die Durchleitung elektrischer Energie beispielsweise auf Übertragungsebene ist von der Konzession nicht betroffen. Die Höhe der resultierenden Konzessionsabgabe, die der Netzbetreiber an die Kommune zahlen muss, wird in dem auf maximal 20 Jahre geschlossenen Konzessionsvertrag unter Berücksichtigung der Konzessionsabgabenverordnung (KAV) festgelegt. Sie richtet sich nach der Anzahl der angeschlossenen Kunden und der Entnahmeleistung.

#### 9.1.5. Strompreiszusammensetzung

Sowohl die Konzessionsabgabe als auch die Netzentgelte sind Bestandteile des Strompreises in Deutschland. Die Konzessionsabgabe macht durchschnittlich 4 % bis 7 % des Haushaltskundenstrompreises aus. Die NNE machen einen deutlich größeren Anteil am Strompreis aus. Laut Bundesnetzagentur Bundesnetzagentur (BNetzA) [2014] liegt ihr Anteil bei durchschnittlich 20 %. Die Kosten für die eigentliche Energiebeschaffung machen nur ein Drittel des Endkundenpreises aus. Die aktuelle EEG-Umlage beträgt 6,24 Cent<sub>€</sub>/kWh und hat

---

<sup>123</sup>Bruns et.al. [2012]

<sup>124</sup>Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur [2010]

einen Anteil von rund einem Viertel an der Stromrechnung. Neben anderen kleineren Anteilen (bspw. der KWK-Umlage von 0,055 Cent<sub>€</sub>/kWh) setzen sich in etwa weitere 20 % des Strompreises aus der Stromsteuer (2,205 Cent<sub>€</sub>/kWh), der Mehrwertsteuer und anderen fiskalischen Abgaben zusammen.

## 9.2. Bedeutung der Netze für die Energiewende

Die Studie „Restriktionsanalyse Netze“<sup>125</sup> der TU Berlin im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) stellt heraus: „Die Netzinfrastruktur bildet das Rückgrat des Energieversorgungssystems. Die Erhöhung ihrer Leistungsfähigkeit ist von zentraler Bedeutung für hohe Anteile erneuerbarer Energien in der Strom-, Gas- und Wärmeversorgung. [...] Eine Vernachlässigung der umfassenden Modernisierung des Verteilernetzes kann sich als eine starke Restriktion für die Integration hoher EE-Anteile auswirken.“

Die Notwendigkeit einer Netzertüchtigung ergibt sich besonders aus dem sich im Rahmen der Energiewende vollziehenden Strukturwandel. Hierbei sind zwei Aspekte hervorzuheben. Zum einen steht dem traditionell vorherrschenden Süd-Nord-Gefälle innerhalb Deutschlands bezüglich der industriellen Ausbildung und der Bevölkerungsdichte ein Nord-Süd-Gefälle des Ausbaus von regenerativen Erzeugungsanlagen gegenüber. Von den lastschwachen Gebieten mit großer Erzeugungskapazität im Norden findet dadurch ein erheblicher Leistungsfluss in die verbrauchsintensiven südlichen Regionen statt. Zum anderen bezogen früher ausschließlich die Verbraucher Strom aus dem Verteilnetz (unidirektionale Leitung). Heute verursachen die vielen dezentralen Stromerzeuger in verbrauchsarmen Gebieten teilweise einen umgekehrten Leistungsfluss in die nächsthöhere Netzebene (bidirektional); der Verbraucher wird zum „Prosumer“ - Kofferwort aus Produzent (engl. producer) und Konsument (engl. consumer). Derzeit speisen etwa 97 % der EE in das Verteilnetz ein. Dabei sind 80 % der Photovoltaik-Anlagen in der Niederspannungsebene angeschlossen.<sup>126</sup>

Die Ertüchtigung der Verteilnetze erfordert allerdings große Investitionen, die besonders von gewinnorientierten Betreibern oft gescheut werden<sup>127</sup>.

### 9.2.1. Chancen eines kommunalen Netzbetriebes

Ein kommunaler Netzbetrieb verspricht viele Chancen. So stärken kommunale Unternehmen im Allgemeinen die regionale Wertschöpfung durch die Schaffung von lokalen Arbeitsplätzen und erwirtschaftete Gewinne verbleiben in der Kommune und können ggf. anderen Sektoren zugutekommen. Ein weiterer wesentlicher Punkt ist die gesellschaftsverantwortliche Ausrichtung von Projekten kommunaler Unternehmen, die nicht vordergründig eine Gewinnmaximierung anstreben. „Überdies ist die intrinsische Motivation vieler

---

<sup>125</sup>Bruns et.al. [2012]

<sup>126</sup>Bruns et.al. [2012]

<sup>127</sup>vgl.Bruns et.al. [2012]

Netzbetreiber gering, in Technik zu investieren, die zur Senkung des Stromverbrauchs und damit auch zu Mindereinnahmen führen.“<sup>128</sup>

Als kommunales Unternehmen mit weniger als 100.000 Kunden hat man ungeachtet der Entflechtungsmaßnahme die Möglichkeit, weiterhin Erzeugung, Transport und Vertrieb anbieten zu können. Man spricht dabei von einem integrierten Energieversorgungsunternehmen. Die kommunalen integrierten Energieversorgungsunternehmen haben aufgrund ihrer innerbetrieblichen Struktur flexiblere Mittel, lokale Strukturen für einen hohen regenerativen Anteil in der Energieversorgung zu entwickeln.<sup>129</sup>

Die Restriktionsanalyse Netze der o.g. Studie stellt fest, dass die Problematik des Netzaus- und Umbaus vom Aufeinandertreffen von betriebswirtschaftlichen Interessen und volkswirtschaftlichem Vorgehen mit energie- und klimapolitischen Zielen geprägt ist. Ein kommunaler Netzbetreiber hat die Möglichkeit, kurzfristige betriebswirtschaftliche Interessen, ggf. auch durch Quersubventionen, in einem gesunden Rahmen zu vernachlässigen und so ein schnelleres Erreichen von nachhaltigen klimapolitischen Zielen zu ermöglichen.

Für eine fundierte Entscheidung innerhalb dieses komplexen Themas hat der VKU Kriterien erarbeitet<sup>130</sup>, die für eine erfolgreiche Rekommunalisierung maßgeblich sind. Für ein Projekt dieser Art sind folgende Punkte von zentraler Bedeutung:

- grundsätzliche rechtliche Machbarkeit
- demographische und wirtschaftliche Struktur
- Kundenstruktur (Haushalte, Gewerbe und Industrie)
- Netzkaufpreis, nötige Investitionen, NNE
- angestrebte(s) Geschäftsgröße/-feld
- Neukundengewinnung
- Möglichkeit des steuerlichen Querverbundes
- Einbeziehung lokaler/regionaler Energiequellen
- strategische Partner
- Motivation der Kommune und Gemeinde

### 9.2.2. Risiken für Kommunen als Verteilnetzbetreiber

Den Chancen steht ein erheblicher finanzieller, zeitlicher und technischer Aufwand gegenüber. Betriebswirtschaftlich stehen Kostenreduktionen durch sogenannte Skaleneffekte im Vordergrund. Dabei wird der Nutzen durch die Vergrößerung des Kundenbereichs (hier

---

<sup>128</sup>Bruns et.al. [2012]

<sup>129</sup>Bruns et.al. [2012]

<sup>130</sup>Wübbels [2009]

etwa ein größeres Versorgungsgebiet, mehr Kundenanschlüsse) bei gleich bleibendem Aufwand (Verwaltung, Fachpersonal, Wartung) gesteigert. Bei der Zerschlagung von zentralen Strukturen zu kleineren, dezentralen Einheiten gehen solche Rationalisierungsmaßnahmen mutmaßlich verloren, wodurch mehr Personal und ein erhöhter Kommunikationsaufwand zwischen den Betreibergesellschaften notwendig wird. Gleichmaßen ist ein erhebliches Fachwissen zum Betreiben eines E-Netzes erforderlich, das bestehende Netzbetreiber aus langjähriger Betriebserfahrung besitzen.

Im Einzelfall muss betrachtet werden, inwieweit der lokale Netzbetreiber ein guter Partner für die kommunalen Konzepte sein kann. Ebenso müssen die finanzielle Lage der Kommune sowie die lokalen Ressourcen mitberücksichtigt werden.

Eine geglückte und interessante Übernahme des Stromversorgungsnetzes konnte in Feldheim im südlichen Brandenburg durchgeführt werden. Der Ortsteil Feldheim der Stadt Treuenbrietzen begann 2003 mit den Überlegungen einer dezentralen Wärmeversorgung der landwirtschaftlichen Betriebe und der Anwohner und mündete in der Energieautarkie des Dorfes. Der Elektrizitätsbedarf des Dorfes wird durch einen 75 MW großen Windpark und ein Blockheizkraftwerk (BHKW) mit 500 kW elektrischer Leistung gedeckt. Ein weiterer Strombezug aus dem Netz des Betreibers e.dis<sup>131</sup> - damals noch E.ON edis AG - war nicht mehr nötig. Aufgrund der zu dieser Zeit geltenden rechtlichen Grundlage von Netzzugang, Netzentgelten, Durchleitung und Betrieb untersagte der Netzbetreiber die Netznutzung für die Verteilung des dezentralen Stromes. Man sah sich deshalb gezwungen nach Alternativen zur ökologischen Versorgung des Dorfes zu suchen. Mit der technischen Erfahrung und der finanziellen Hilfe der Energiequelle GmbH wurde ein eigenes Niederspannungsnetz (nach EnWG - Stand 2013 - § 110 ein „geschlossenes Verteilnetz“) aufgebaut, womit das Konzessionsrecht umgangen werden konnte. Der Strompreis für den Endkunden liegt heute bei 16,5 Cent€/kWh und damit deutlich unterhalb des Bundesdurchschnitts.

### 9.2.3. Praxisbeispiel - Stadtwerke Müllheim-Staufen GmbH

Die Chancen und Risiken wurden auch von den Städten Müllheim und Staufen i. Br. im südlichen Baden auf dem Weg zu einem kommunalen Netzbetriebes abgewogen. Die Gegenüberstellung in Tabelle 4 zeigt die interne Bewertung der Risiken und Chancen durch die beiden Städte.

Die Gründe für die Abkehr vom Altkonzessionär waren der begrenzte Einfluss der Kommune auf den Ausbau, die Unzufriedenheit mit den Konzessionsabgaben und ein geringer Anteil am energiewirtschaftlichen Gestaltungs- und Wertschöpfungsprozess der Kommunen. Beide Städte formulierten ihre Ziele wie folgt:

- stärkere Ausprägung des Aspektes der Daseinsvorsorge in der Energie- und Wasserversorgung,

---

<sup>131</sup>Beteiligungsverhältnisse: 67% E.ON SE; 33% kommunaler Träger

	Chancen	Risiken
Netze	Bekannte, d.h. beherrschbare „Technologie“	Aufwändige Entflechtung mit remanenten Kosten
	Auskömmliche Rendite durch Übertragen von Erlösbergrenzen	Refinanzierung des Netzkaufpreises durch genehmigte Entgelte
	Skaleneffekte durch Übernahme weiterer Konzessionen	Mangelnde Effizienz in der entstehenden Betriebsgröße
	Ergänzung durch dezentrale Energieversorgung	
Energievertrieb	Örtliche Nähe, Kundenservice und Flexibilität	Beherrschung der energiewirtschaftlichen Prozesse
	Emotionale Verbundenheit der Bürger und Kunden	Wettbewerbsfähigkeit gegenüber etablierten Versorgern
	Bedarfsorientierte Produktgestaltung	Handlungsspielraum bei Energiebeschaffung
Allgemein	Optimierung der Steuerlast im Querverbund	Finanzierung von Netzübernahme und Betriebsaufbau inkl. Anlaufverluste
	Alle Versorgungsleistungen aus einer Hand	Personalressourcen, Wissen und Umsetzungskompetenz
	Übernahme weiterer Aufgaben	

Tabelle 4: Bewertung der Chancen und Risiken für die Rekommunalisierung in Müllheim und Staufen i.Br.

- Betonung und Stärkung einer lokalen/ regionalen Energiepolitik durch Ausbau dezentraler Versorgungsstrukturen,
- Stärkung der kommunalen Finanzstrukturen durch Vermögensbildung und Abgabensicherung,
- Stützung der örtlichen Wertschöpfung durch Auftragsvergaben und Bereitstellung von Arbeitsplätzen.

Auch in diesem Beispiel suchte man sich einen strategischen Partner zur fachlichen und finanziellen Unterstützung. Mit der Maßgabe, die erklärten Ziele und Absichten der beiden Städte uneingeschränkt zu unterstützen fand man diesen in der KommunalPartner Beteiligungsgesellschaft mbH & Co KG. Die Überlegungen und Bestrebungen mündeten letztendlich in der Neugründung der Stadtwerke Müllheim-Staufen GmbH mit den Geschäftsbereichen Strom- und Gasvertrieb, Strom- und Gasnetzbetrieb und Wasserversorgung im Querverbund. Zukünftig sollen auch dezentrale Energieerzeugungsanlagen und Dienstleistungen im Portfolio stehen.<sup>132</sup>

<sup>132</sup>Wübbels [2009]

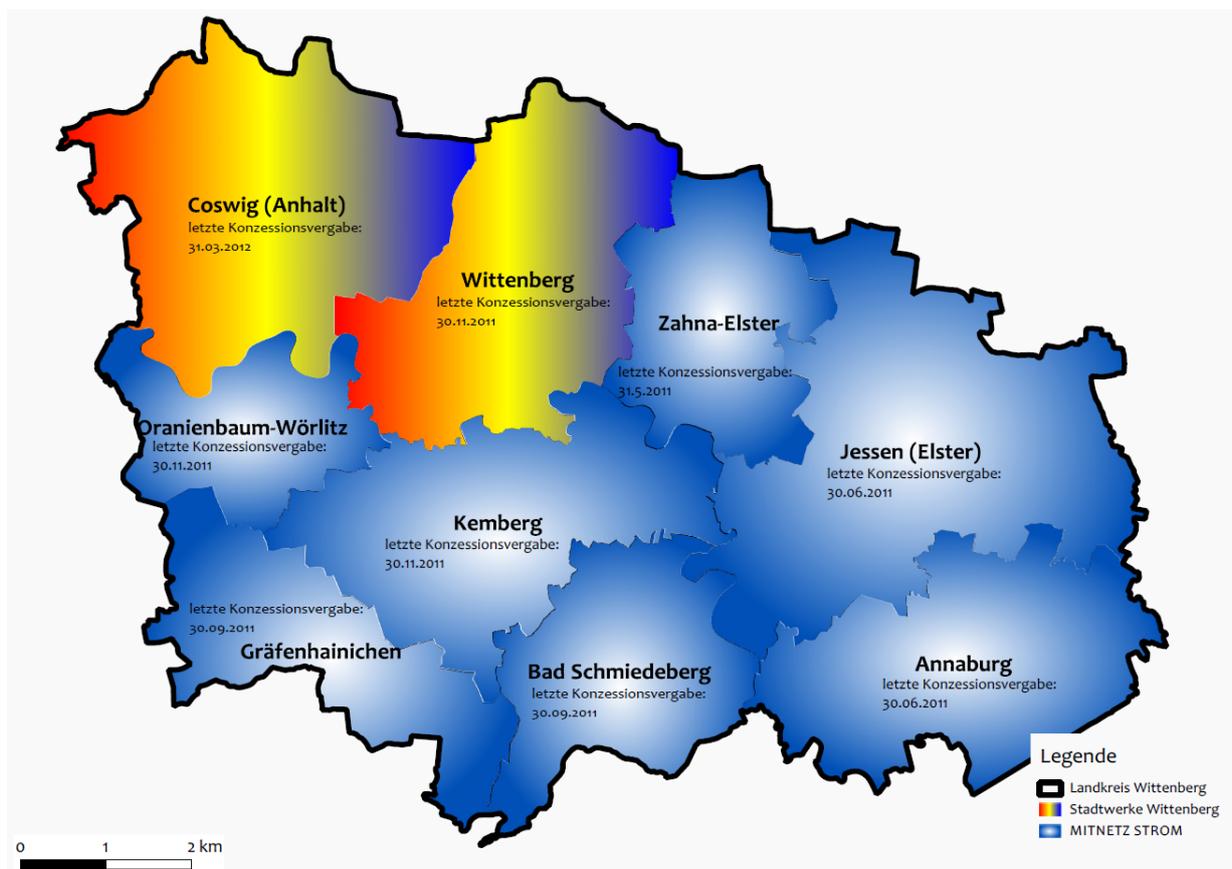


Abbildung 24: Aktuelle Verteilung der Konzession zum Betrieb der Elektrizitätsverteilernetze im Landkreis Wittenberg aufgeschlüsselt nach Gemeinden [nach Angaben der Netzbetreiber MITNETZ Strom und den Stadtwerken Wittenberg]

Es gibt zahlreiche weitere Beispiele, wie die bekannten jungen Initiativen in Berlin (Berliner Energietisch) und Hamburg (Unser Netz - Unser Hamburg), die wenig erfolgreichen Stadtwerke in Dresden und Leipzig und die sehr profitablen Stadtwerke Düsseldorf und die NRM Netzdienste Rhein-Main GmbH<sup>133</sup>. Laut dem VKU wurden 60 Stadtwerke zwischen 2007 und Sommer 2012 neu gegründet und in mindestens 170 Fällen gingen die Netzkonzessionen an Kommunen.

### 9.3. Situation in der Region Wittenberg

<sup>133</sup>Wübbels [2009]

### 9.3.1. Zeitpunkt der Konzessionsvergabe

Der Landkreis Wittenberg ist hinsichtlich des Konzessionsgebietes der Verteilnetzbetreiber geteilt. Abbildung 24 zeigt die aktuelle Konzessionslage für jede Gemeinde, sowie das Ende des letzten Vergabeverfahrens. Alle Konzessionen wurden im zweiten Halbjahr 2011 bzw. ersten Halbjahr 2012 vergeben<sup>134</sup>. Bei einer generell voll ausgeschöpften maximalen Vergabedauer von 20 Jahren müssen etwaige Möglichkeiten zur Einflussnahme langfristig betrachtet werden.

### 9.3.2. Aktueller Konzessionär

In den Gemeinden Coswig (Anhalt) und Lutherstadt Wittenberg liegt die Konzession seit dem vierten Quartal 2011 bzw. dem ersten Quartal 2012 bei den Stadtwerken Wittenberg GmbH. Die Lutherstadt Wittenberg ist der alleinige Gesellschafter der Stadtwerke, die damit als kommunales Unternehmen angesehen werden können. Für den größeren Teil des Landkreises mit den Gemeinden Zahna-Elster, Jessen (Elster), Annaburg, Bad Schmiedeburg, Kemberg, Gräfenhainichen und Oranienbaum-Wörlitz hat die „Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH“ (MITNETZ Strom) das Wegenutzungsrecht. Das Unternehmen MITNETZ Strom ist ein vollständiges Tochterunternehmen der enviaM AG. An der enviaM AG wiederum ist mehrheitlich der Essener Energiekonzern RWE AG mit 58,57 % beteiligt. Verschiedene Kommunen und Städte sind mit 41,43 % direkt oder über die „Kommunale Beteiligungsgesellschaft an der enviaM“ (KBE) an MITNETZ Strom beteiligt. Der Netzbetreiber MITNETZ Strom ist somit ein Privatunternehmen mit öffentlich-rechtlicher Beteiligung.

## 9.4. Grundlagen der Rekommunalisierung

Entscheiden sich Kommunen nach eingehender Beratung durch unabhängige Dritte und gründlicher Prüfung der lokalen Gegebenheiten für eine Übernahme des Netzbetriebes, erfolgt dies über die Vergabe der Konzession. Die Konzession beinhaltet in der Energieversorgung das ausschließliche Wegenutzungsrecht mit einer Lieferverpflichtung zur allgemeinen Energieversorgung. Das überaus komplexe Verfahren der Neugründung einer Netzgesellschaft bzw. Neuvergabe der Konzession kann hier nicht im Detail beleuchtet werden. Es sollen jedoch grundlegende Sachverhalte eines Netzbetriebes durch kommunale Unternehmen und der Rekommunalisierung erläutert werden. Die rechtliche Basis der Konzessionsvergabe bildet das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Die Vergabekriterien nach dem Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkung (GWB) findet hierbei keine Anwendung. Das Vergabeverfahren muss aber den Richtlinien der (europäischen) Wettbewerbsverordnung genügen.

Verschiedene allgemein gültige Leitfäden von offiziellen Stellen bieten dazu und zu vielen weiteren Punkten Orientierung. Der Leitfaden des VKU<sup>135</sup> richtet sich explizit an Kommu-

---

<sup>134</sup>Krause [2012]

<sup>135</sup>Wübbels [2009]

nen und Stadtwerke und zeigt für sie Handlungsoptionen im Rahmen einer Netzübernahme. Der BDEW-Leitfaden zu den Konzessionsverträgen und Konzessionsabgaben in der Strom- und Gasversorgung<sup>136</sup> betrachtet die Thematik eher aus der Sichtweise des Energieversorgungsunternehmens als Konzessionär. Nicht unbeachtet sollte ebenfalls der gemeinsame Leitfaden der Bundesnetzagentur (BNetzA) und des Bundeskartellamts (BKartA)<sup>137</sup> sein, der das EnWG im Zusammenhang mit dem Wettbewerbsrecht interpretiert.

#### **9.4.1. Zeitlicher Rahmen**

Sowohl der Zugang zum Netz, als auch bereits die Vergabe der Konzession zu dessen Bewirtschaftung muss transparent und diskriminierungsfrei erfolgen. Dazu erfolgt seitens der Kommune eine Bekanntmachung nach den allgemeinen Vergabepinzipien des europäischen Primärrechts. Spätestens zwei Jahre vor Beendigung der Konzession muss eine Bekanntmachung über das anstehende Ende des Konzessionsvertrages im (elektronischen) Bundesanzeiger erfolgen. Bei Gemeinden mit über 100.000 angeschlossenen Kunden bedarf es zusätzlich einer Bekanntmachung im Amtsblatt der Europäischen Union.?

Da die Vergabe nicht nach dem § 97 (Vergabeverfahren - Vergabe öffentlicher Aufträge) des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) erfolgt, müssen die von der Gemeinde frei festzulegenden Vergabekriterien und deren Gewichtung den Bewerbern ebenfalls rechtzeitig vorliegen. Das Vergabeverfahren muss auch ohne entsprechende Vorschriften im EnWG dem (europäischen) Vergaberecht und Wettbewerbsanforderungen genügen<sup>138</sup>.

Für eine Fristverletzung gibt es keine ausdrückliche Regelung. Laut dem o.g. Leitfaden zu Konzessionsverträgen des BDEW ist ein regulärer Veröffentlichungszeitraum von etwa drei bis vier Jahren - in Einzelfällen auch darüber hinaus - vor Vertragsende üblich.

Entschließen sich beide Vertragsparteien (Konzessionär und Kommune) frühzeitig für eine Verlängerung, kann der Vertrag vorzeitig beendet werden. Vorzeitigkeit liegt vor, wenn erheblich vor der Zweijahresfrist der Altvertrag verlängert resp. erneuert werden soll. In diesem Fall ist ebenfalls eine öffentliche Bekanntmachung nötig, um anderen Interessenten Gelegenheit zu geben, sich um die Konzession zu bewerben. Der neue Konzessionsvertrag kann frühestens drei Monate nach der Bekanntmachung geschlossen werden.

Die maximale Dauer, für die eine Konzession vergeben werden kann, beträgt 20 Jahre.

#### **9.4.2. Organisationsform des Netzbetreibers**

Zusammen mit der Entscheidung zur Übernahme des Netzbetriebes, muss entschieden werden, wie der zukünftige Netzbetrieb organisiert werden soll. Es stellt sich dabei die Frage,

---

<sup>136</sup>Anthofer et.al. [2010]

<sup>137</sup>Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur [2010]

<sup>138</sup>Anthofer et.al. [2010]

ob der Netzbetrieb in die Hand eines bestehenden (kommunalen) Netzbetreibersgelegt oder ein neues Betreiberorgan gegründet werden soll.

Die Integration in ein bestehendes Unternehmen kann Änderungen im Unternehmen nach sich ziehen. Steigt die Anzahl der angeschlossenen Kunden durch das übernommene Netz auf über 100.000, sind veränderte Maßgaben bezüglich der Entflechtung nach § 7 und § 8 des EnWG zu berücksichtigen, die dann Umstrukturierungen mit sich bringen. Auch die Umwandlung in eine andere Unternehmensform kann erforderlich sein.

Für eine Neugründung kommen prinzipiell die verschiedensten Rechtsformen in Frage. Nach dem VKU ist in der Sparte Strom und Gas die Gesellschaft mit beschränkter Haftung (GmbH) mit 73,4 % die am häufigsten vorkommende Rechtsform unter ihren Mitgliedern<sup>139</sup>. Als Kapitalgesellschaft ermöglicht sie sehr einfach das Mitwirken eines Kapitalgebers oder eines technischen/ betriebswirtschaftlichen/ strategischen Partners. Sie lässt sich einfach gründen und ist in ihrer Tätigkeit sehr flexibel. Durch die Beschränkung der Vertretungsvollmacht des Geschäftsführers in einer „GmbHG“ erhalten die Gesellschafter im inneren Verhältnis weitgehende Vollmachten, die im Gesellschaftsvertrag niedergeschrieben sind.

Weitere probate Rechtsform für eine Betreibergesellschaft resp. ein kommunales Energieversorgungsunternehmen ist beispielsweise die Anstalt öffentlichen Rechts (AöR).

Eine moderne Idee zur Netzbetreiberstruktur ist die kommunale Infrastrukturgesellschaft (KIG). Im Zentrum dabei steht der Gedanke, die Infrastruktur (Straßen, Wege, Nutzungsrechte) der Gemeinde als wichtigstes Anlagevermögen werterhaltend oder sogar wertsteigernd zu nutzen. Die KIG wäre dabei mit der Verwaltung der Infrastruktur (Straßen-, Leitungs-, Verkehrsinfrastruktur) betraut und könnte alle Infrastrukturdienstleistungen (bspw. in den Sektoren Energie, Telekommunikation, ÖPNV, Straßenbeleuchtung, Bäderbetriebe, Immobilien u.v.m.) übernehmen. Durch die Bündelung der Kompetenzen ergeben sich wiederum vielfältige Effizienz- und Synergiepotentiale, die zu einem Mehrwert führen können. Innerhalb dieses Konzepts ist man wiederum in der Ausgestaltung der Rechtsform frei. Einen Infrastruktur-Eigenbetrieb unterhalb der KIG zu initiieren und zu institutionalisieren wäre dabei genauso denkbar, wie eine Organisation in einer GmbH & Co. KG<sup>140</sup>. Die Möglichkeiten sind zahlreich. Der Verband kommunaler Unternehmen steht dazu seinen potentiellen Mitglieder in allen Belangen beratend zu Seite.

### 9.4.3. Netzübernahme durch das kommunale Unternehmen

Bei der Rekommunalisierung spielt neben der Konzession die Frage nach dem Eigentümer des Netzes und seiner Betriebsmittel eine wesentliche Rolle. Laut EnWG § 46 (2) besteht für den Alt-Konzessionär eine *Überlassungspflicht* gegenüber dem neuen Netzbetreiber. Gegenstand sind die Verteilungsanlagen, die zur allgemeinen Versorgung im Gemeindegebiet notwendig sind. Dadurch wird auf der einen Seite die Überlassungspflicht des bisherigen

---

<sup>139</sup>Wübbels [2009]

<sup>140</sup>Wübbels [2009]

Netzbetreibers beschränkt, andererseits kann der Überlassungspreis nicht durch eine Verpflichtung zur Übernahme nicht notwendiger Komponenten überhöht werden. Dabei ist es strittig, ob aus der Überlassungspflicht zwingend eine Übereignungspflicht, oder nur eine Gebrauchsüberlassung folgt, wie es beim Pachtmodell der Fall wäre<sup>141</sup>.

In der sogenannten *Endschäftsbestimmung* des Konzessionsvertrags, die das Auslaufen des Vertrages regelt, erfolgt die Auslegung der Überlassungspflicht. Der auslaufende Konzessionsvertrag ist dabei maßgebend<sup>142</sup>.

#### 9.4.4. Kaufpreisermittlung

Die Überlassung hat nach EnWG § 46 (2) im wirtschaftlich angemessenem Umfang zu erfolgen, wobei ein Interpretationsspielraum ähnlich wie bei der Überlassungspflicht besteht. Die Endschäftsbestimmung des auslaufenden Vertrages schafft auch hier Tatsachen.

Bisheriger und künftiger Netzbetreiber sind sich häufig nicht über die Interpretation des EnWG als gesetzliche Grundlage bzw. des Konzessionsvertrages als vertragliche Grundlage in Fragen der Überlassungspflicht, der Kaufpreisermittlung oder auch der Datenherausgabe einig. Kann auf dem reinen Verhandlungswege keine Einigung erzielt werden, ist in der Praxis häufig die Rechtsprechung durch Gerichte nötig<sup>143</sup>.

Die Grundlage für die Ermittlung eines Überlassungsentgeltes, d.h. der Pachthöhe oder des Kaufpreises des Netzes sind der *Sachzeitwert* und der *Ertragswert*. Der Sachzeitwert ist der Substanzwert des E-Netzes und kann nach zwei anerkannten Methoden bestimmt werden:

Bei der *top-down* Methode geht man von einer Bestandsaufnahme der im Netz befindlichen und für die Übernahme relevanten technischen Betriebsmittel aus, die Auskunft über deren Umfang und Erhaltungszustand gibt. Sie liefert in Kombination mit den aktuellen spezifischen Preisen nach dem Stand der Technik den stichtagsbezogenen aktuellen Wiederbeschaffungswert. Entsprechend der Restnutzungsdauer der Betriebsmittel wird im Verhältnis zu ihrer Gesamtlebensdauer der Sachzeitwert bestimmt.

Der *bottom-up* Ansatz benötigt ebenfalls eine Bestandsaufnahme, geht jedoch abweichend zum top-down Ansatz von den ursprünglichen Anschaffungskosten aus, die auf den stichtagsbezogenen aktuellen Beschaffungswert hochgerechnet wird. Voraussetzung für diese Methode ist eine detaillierte Zuordnung der einstigen zum Netzauf- und ausbau eingesetzten Ressourcen zu dem zu übertragenden Gegenstand.

Abweichungen der Ergebnisse durch die beiden Ansätze können durch den technologischen Fortschritt zu Stande kommen, wonach damalige Verfahren und Maschinen nicht mehr dem Stand der Technik entsprechen und heute günstigere Technologien zur Verfügung stehen.

---

<sup>141</sup>Wübbels [2009]

<sup>142</sup>Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur [2010]

<sup>143</sup>Anthofer et.al. [2010], Wübbels [2009]

Der Netz-*Ertragswert* basiert auf den Erlösüberschüssen und deren Verzinsung. Ein Resultat der Entflechtungsmaßnahmen im Zuge der Strommarktliberalisierung ist, dass die einzige Einnahmequelle für ein Unternehmen aus dem Netzbetrieb die regulierten Netznutzungsentgelte sind. Zusätzlich zu der maßgebenden Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV)<sup>144</sup> findet seit dem 01.01.2009 durch die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) eine Beschränkung der maximal zulässigen Erlöse statt. Die ARegV teilt die Kosten und Erlöse in Regulierungsperioden auf, in denen für jedes Jahr die Erlösobergrenze bestimmt wird. Innerhalb dieser Regulierungsperiode senkt sich die Erlösobergrenze linear ab, um Effizienzsteigerungen voranzutreiben<sup>145</sup>. Das bedeutet, dass bei einer überdurchschnittlichen Effizienzsteigerung die Erlösüberschüsse höher ausfallen. Können Effizienzmaßnahmen nur schwer umgesetzt werden, kann es unter Umständen auch zu Verlusten kommen.

Die StromNEV und die ARegV definieren somit in Verbindung die Kosten und die Erlöse aus dem Betrieb des Elektrizitätsnetzes. Somit ist mindestens innerhalb einer Regulierungsperiode ein bestimmter Zahlungsstrom und eine gewisse Planungssicherheit gewährleistet. Die gesamten regulierten Erlöse über die Betriebsdauer bilden dann den Ertragswert des Netzes ab.

Wie aus dem Ertragswert und dem Restzeitwert bzw. dem kalkulatorischen Restwert ein Überlassungsentgelt (Kaufpreis, Pachthöhe o.ä.) ermittelt wird, ist zwischen Alt- und Neukonzessionär in der Regel umstritten. Das sogenannte „Kaufering“-Urteil (BGH, Kartellsenat, Urt. v. 16.11.1999) lautet dazu: Eine Kaufpreisvereinbarung ist wegen Verstoßes gegen das Kartellrecht nichtig, wenn der vereinbarte Kaufpreis „den Ertragswert mehr als unerheblich übersteigt“.

Um den Wettbewerb nicht zu gefährden, darf ein Kaufpreis nicht zu einem Prohibitivpreis werden, d.h. er darf nicht so hoch sein, dass eine Übernahme verhindert wird, um die Eigentumslage des Altkonzessionärs zu schützen<sup>146</sup>. Das soll jedoch nicht heißen, dass die Entscheidung über das Überlassungsentgelt stets für den potentiellen Übernehmenden ausfallen muss. Es soll nur die Verhältnismäßigkeit und die Marktüblichkeit gewahrt werden, um einen Preis zu erzielen, den auch andere Wettbewerber tragen können<sup>147</sup>.

Im Einzelfällen, in denen sich Neu- und Altkonzessionär nicht auf einen Kaufpreis einigen konnten, musste die Rechtsprechung Fakten schaffen. Dabei kam es bereits vor, dass der aus Sicht des Übernehmendem überhöhte Preis vorbehaltlich gezahlt wurde, um die Fristen für die Konzessionsvergabe zu wahren. Nachträglich wurde ein neuer Kaufpreis gerichtlich erstritten, wobei der Altkonzessionär zu einer Rückzahlung verpflichtet wurde.

Über die hier dargestellten Aspekte hinaus, gibt es viele weitere Faktoren, die zu beachten sind. Die genannten Leitfäden und Verbände geben Hilfestellungen für Interessierte.

---

<sup>144</sup> StromNEV [2005]

<sup>145</sup> ARegV [2007]

<sup>146</sup> GWB [1999]

<sup>147</sup> Anthofer et.al. [2010]

## 9.5. Kosten des Netzausbaus

Im Zusammenhang der Rekommunalisierung wird der Ausbau des übernommenen Netzes ebenfalls eine wichtige Rolle spielen. Die Kosten dafür sind sehr individuell und können nicht allgemein gültig prognostiziert werden. Verschiedene Stellen haben zum Netzausbau Annahmen getroffen und die Investitionshöhe auf gesamtdeutscher Ebene abgeschätzt.

Trotz der Veröffentlichungspflicht, der grundsätzlich von allen Seiten nachgekommen wird, erschwert die unvollständige Datenlage und politische Unsicherheiten eine genaue Abschätzung der Aufwendungen. Dadurch ist eine Abschätzung der Effizienz des Betriebes, der durchschnittlichen Rendite und damit der zu erwartenden Refinanzierbarkeit eines (rekommunalisierten) Stromnetzes schwer abzuschätzen. Für einzelne Landkreise oder Konzessionsgebiete erscheint eine allgemeine Aussage deshalb nicht möglich. Die bundesweite und teilweise auch die Betrachtung des gesamten europäischen Verbundnetzes zeichnet dagegen ein eindeutiges Bild:

Eine Studie der Deutschen Energie-Agentur (dena) zum „Ausbau- und Innovationsbedarf in den Stromverteilnetzen in Deutschland bis 2030“<sup>148</sup> nennt einen Investitionsbedarf von 16,2 Mrd. € in der Nieder- und Mittelspannungsebene bzw. 42,5 Mrd. € für das gesamte Verteilnetz (bis Hochspannungsebene 110 kV). Das entspricht im Mittel ca. 2,5 Mrd. € pro Jahr bis 2030. Eine Greenpeace-Studie<sup>149</sup> beziffert die Ausbaukosten für das Gesamtsystem des Netzes europaweit bis zum Jahr 2050 mit 209 Mrd. €, was ca. 5,8 Mrd. € pro Jahr entspräche, wovon etwa eine Milliarde € pro Jahr auf Deutschland fallen würden. In dieser Studie wird im Gegensatz zur dena-Verteilnetzstudie neben dem Verteilnetz auch das Übertragungs-/ Transportnetz zusammen mit der Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) betrachtet. Im Vergleich mit den Investitionen in der Vergangenheit stellt sich der notwendige finanzielle Aufwand als gleichbleibend bis sinkend dar: In Deutschland wurden zwischen 1998 und 2011 35,8 Mrd. €, d. h. im Mittel ca. 2,75 Mrd. € pro Jahr in das Gesamtnetz investiert<sup>150</sup>. Dem gegenüber steht ein Umsatz von etwa 18 Mrd. € durch Netznutzungsentgelte in Deutschland. Laut Greenpeace-Studie<sup>151</sup> wäre der Umbau des gesamten Elektrizitätsleitungssystems mit einer Kostenerhöhung von 0,15 Cent€/kWh realisierbar.

Abschätzungen des tatsächlichen Aufwandes des Netzaus- bzw. umbaus sind mit großen Unsicherheiten behaftet, da viele Varianten betrachtet werden müssen. Grundlegend liefert der Strukturwandel je nach Betrachtungsweise unterschiedliche Ausbaubedarfe der einzelnen Netzebenen, die wiederum unterschiedliche Kostenstrukturen nach sich ziehen. Wann und in welcher Größenordnung die verschiedenen Energiespeicher im Netz eine Rolle spielen, ist schwer zu sagen. Genauso lassen sich die Auswirkungen der EEG-Novelle von 2014 auf den EE-Ausbau noch kaum abschätzen. Festhalten lässt sich aber, dass die prognostizierten Kosten nicht allein durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien verursacht

---

<sup>148</sup>Deutsche Energie-Agentur [2012a]

<sup>149</sup>Greenpeace International [2010]

<sup>150</sup>BDEW [2010]

<sup>151</sup>Greenpeace International [2010]

werden. Prof. Dr. Claudia Kemfert, Wirtschaftsexpertin für Energieforschung und Klimaschutz des Deutschen Instituts für Wirtschaftsinstituts geht davon aus, dass die bisher vermiedenen Investitionen in die Netze zum Teil zu einer erheblichen Überalterung geführt haben. Das Durchschnittsalter der Höchstspannungsstrommasten beispielsweise habe Anfang des Jahres 2008 bei 32 Jahren gelegen, das der Hochspannungsmasten sogar bei 50 Jahren. Größere Stromausfälle seien ausschließlich auf diese Überalterung zurückzuführen. Gegenüberstellungen welche Kostenanteile die ohnehin notwendige Sanierung des E-Netzes und die angestrebte Energiewende jeweils haben, gibt es bisher noch nicht.

## 10. Politische Handlungsfelder

Da Investitionen durch Unternehmen und Privatpersonen in nachhaltige Technologien immer in großem Maße von den entsprechenden Rahmenbedingungen abhängen, hat die Politik besonders große Einflussmöglichkeiten auf die zukünftige Entwicklung der Energieversorgung. Für den Landkreis Wittenberg haben die Berechnungen gezeigt, dass alleine durch Maßnahmen der Unternehmen 11 % CO<sub>2</sub>-Emissionen vermieden und gleichzeitig die Gesamtkosten um 6 % gesenkt werden können. Nicht nur auf Bundesebene, wo beispielsweise durch das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) der wichtigste Grundstein für die Energiewende gelegt wird, sondern gerade auch auf kommunaler Ebene können wichtige Anreize für Investitionen geschaffen werden.

Die Ergebnisse aus Teil I belegen, dass die angesetzten Potenziale für Erneuerbare Energien im Landkreis Wittenberg bei weitem nicht ausreichen, um eine nachhaltige, CO<sub>2</sub>-freie Energieversorgung zu gewährleisten. Diese Potenziale zu erhöhen, könnte ein wichtiger Ansatz auf politischer Ebene sein. Bei den Annahmen für Windkraft beispielsweise wurden nur die aktuellen Windvorrangflächen zugrunde gelegt, die Ausweisung weiterer Windvorranggebiete könnte dieses Potenzial deutlich erhöhen.

Um im Wärmebereich höhere Anteile CO<sub>2</sub>-freier Energie zu erreichen, müssen noch einige Anstrengungen unternommen werden. Der Einsatz von Wärmepumpen eignet sich besonders gut, um auch Niedertemperaturwärme effektiv nutzen zu können, weniger gut allerdings für die Umwandlung in Prozesswärme. Um auch den großen Wärmebedarf der Industrie decken zu können, werden sowohl Speichermöglichkeiten benötigt, die beispielsweise den Überschussstrom aus Erneuerbaren Energien über einen längeren Zeitraum verfügbar machen als auch die Erschließung weiterer lokaler Ressourcen oder Import von Energie aus erneuerbaren Ressourcen. Eine Technologie, die in der vorliegenden Studie nicht betrachtet wurde, in der Zukunft aber eine wichtige Rolle bei der Energiewende spielen kann, ist die Methanisierung (Power to Gas) mithilfe von Überschussstrom. Dadurch kann grüner Strom für einen langen Zeitraum in Form von Gas gespeichert und dann bei Bedarf in Wärme oder Strom umgewandelt werden. Diese Technologie hat ein großes Potenzial, ist aber noch auf politische Förderung angewiesen, um marktfähig zu werden. Auch andere Möglichkeiten, Lasten zeitlich zu verschieben, haben ein großes Potenzial in Deutschland,

können sich aber zum Teil wegen mangelnder Infrastruktur noch nicht durchsetzen<sup>152</sup>.

Investitionen in Wärmepumpen, Power-to-Heat oder Batteriespeicher sollten in jedem Fall gefördert werden. Diese Technologien wirken sich in allen Szenarien mit hohem Anteil EE positiv auf die CO<sub>2</sub>-Bilanz aus, ohne dabei die Kosten zu steigern. Bei hohem Wärmepumpenanteil lassen sich sogar Kosteneinsparungen gegenüber dem Istzustand erreichen.

Der Projektverlauf hat gezeigt, dass die Bereitschaft vor allem kleiner Unternehmen, in Erneuerbare Energien oder Effizienzmaßnahmen zu investieren, nicht alleine durch die teils erheblichen erreichbaren Einsparungen oder Gewinne gegeben ist. Besonders der Zeitaufwand, der mit einer Modernisierungsmaßnahme verbunden ist, wird gerade von kleinen Unternehmen oft gescheut, obwohl Einsparungen dringend benötigt werden. Um diese Diskrepanz aufzulösen, können maßgeschneiderte Beratungen und Aufklärungskampagnen beitragen. Mehr Bewusstsein auch für die nicht-monetären Vorteile von ökologisch nachhaltigen Investitionen, beispielsweise durch die Imageaufwertung, bringt zusätzliche Anreize für Unternehmen. Die Entwicklung von Lösungen, die von Unternehmen mit möglichst wenig Zeitaufwand umgesetzt werden können, sollte gefördert werden. Dabei ist vor allem wichtig, dass Kontakt über vertrauenswürdige Multiplikatoren hergestellt wird.

Aber auch die Finanzierung von Effizienzmaßnahmen bringt oft Probleme mit sich, wenn Einsparungen von Geldgebern nicht als ausreichende Sicherheit betrachtet werden.

Auch die Förderung von Netzwerken sollte aufgrund der großen Erfolge (siehe auch Kapitel 8.2.2) weiter verfolgt werden.

Auf die Vernetzung von Akteuren in Bürgerenergieprojekten und das Teilen von Wissen zielt der Verein Bündnis Bürgerenergie (BBEn e.V.), der kürzlich den ersten Bürgerenergiekonvent in Fulda veranstaltete. Ziel des Vereins ist insbesondere, die vielfältigen Akteure der Bürgerenergie zu informieren und zu vernetzen, um die aktuellen Herausforderungen für Bürgerenergieprojekte gemeinsam zu meistern<sup>153</sup>.

Angesichts der großen Bedeutung von Investitionen durch Bürger für die Energiewende in Deutschland<sup>154</sup> sollte dieses große Potenzial nicht verspielt werden. Die zunehmend schweren Bedingungen für Bürgerenergieprojekte und die dezentrale Energiewende wurden im November 2014 in einem Artikel der Fachzeitschrift "neue energie" zusammengefasst<sup>155</sup>. Als kritisch für die dezentrale Energiewende werden vor allem die geplanten Ausschreibungen von Kapazitäten, die Novelle des Kapitalanlagegesetzbuchs und die Streichung des Grünstromprivilegs im EEG angeführt. Gerade die Vermarktung von grünem Strom an Kunden vor Ort spielt für die regionale Energiewende eine entscheidende Rolle. Die Ausgestaltung eines neuen Vermarktungsmodells für Grünstrom auf Grundlage der Verordnungsermächtigung nach § 94 EEG ist von immenser Bedeutung für die regionale Energiewende und stellt eine der wichtigsten bundespolitischen Aufgaben für das Jahr 2015 dar. Einen Vorschlag dafür gibt es bereits (vgl. Kapitel 8.3.2).

---

<sup>152</sup>vgl. Apel et.al. [2012]

<sup>153</sup>Bündnis Bürgerenergie

<sup>154</sup>vgl. Agentur für Erneuerbare Energien [2014]

<sup>155</sup>Zimmermann [2014]

## 11. Zusammenfassung Teil II

Für Unternehmen gibt es sehr vielfältige Möglichkeiten, durch Effizienzmaßnahmen oder Investitionen in Erneuerbare Energien Beiträge zu einer nachhaltigen Energieversorgung zu leisten und gleichzeitig selber davon zu profitieren. Die jeweils "richtige" Maßnahme zu finden, ist dabei nicht immer einfach. Zahlreiche Internetportale und Netzwerke informieren über Möglichkeiten und Förderangebote. Die Kommunikation in Netzwerken hat sich dabei als wichtiges Instrument herausgestellt. Der Betrieb von EE-Anlagen zum Eigenverbrauch oder auch zur Vermarktung von Strom und Wärme zeugt von gesellschaftlicher Verantwortung und führt so neben finanziellen Vorteilen auch zu Wettbewerbsvorteilen durch die entsprechende Außenwirkung. Als besonders erfolgreiche Rechtsform für Bürgerenergieprojekte hat sich in den letzten Jahren die Genossenschaft etabliert. Im Landkreis Wittenberg gibt es unter anderem die Energie und Speichertechnik e.G., deren Mitglieder günstigen regionalen Photovoltaik-Strom beziehen. Ob dieses Modell trotz schwieriger politischer Bedingungen auch in Zukunft Bestand hat, wird sich zeigen müssen.

Auf kommunaler Ebene ist der Rückkauf und Betrieb von Elektrizitätsnetzen ein unter Umständen wertvolles Mittel der regionalen Energiewende. Im Landkreis Wittenebrg steht dies aktuell nicht zur Debatte, könnte aber mit der nächsten Konzessionsvergabe von Interesse sein.

Auf dem Weg zu einer nachhaltigen Energieversorgung des Landkreises müssen Potenziale erschlossen, Technologien gefördert und bessere Rahmenbedingungen für Investitionen durch Bürger und Unternehmen geschaffen werden.

## Quellenverzeichnis

- Umwelterklärung 2012. Technical report, SKW Stickstoffwerke Piesteritz, 2012.
- Energymap 07/2014, 2014. URL <http://www.energymap.info>.
- EEG 2014 - Gesetz zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts, Juli 2014.
- Agentur für Erneuerbare Energien. Akteure der Energiewende - Großteil der Erneuerbaren Energien kommt aus Bürgerhand. *Renews Kompakt*, 2014.
- AGFW. Hauptbericht 2010 (Version 1). Technical report, AGFW Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V., Frankfurt am Main, 2011.
- Amme et.al. Empfehlungen zum Einsatz kleiner Windenergieanlagen im urbanen Raum - Ein Leitfaden. Technical report, HTW Berlin, Berlin, 2013.
- Martin Ammon, Matthias Becker, Philipp Wolff, and Linda Kleinschmidt. Energiestudie mit Prognosen der Energiekennzahlen für die Jahre 2020 und 2030 zur Vorbereitung der Fortschreibung des Energiekonzeptes der Landesregierung von Sachsen-Anhalt. Technical report, EuPD Research, Bonn, 2012.
- Anthofer et.al. Leitfaden Konzessionsverträge und Konzessionsabgaben in der Strom- und Gasversorgung. Technical report, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2010.
- Apel et.al. Demand Side Integration. Technical report, VDE, 2012.
- Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2009 und 2010. Technical report, 2011.
- ARegV. Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze - Anreizregulierungsverordnung, 2007.
- ASUE. Die Energieeinsparverordnung EnEV 2009. Technical report, Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch (ASUE), 2009.
- BAFA. Beim BAFA nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz zugelassene KWK-Anlagen, Juli 2014. Stand: 02.07.2014.
- BDEW. Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, 2008.
- BDEW. Investition der deutschen Stromversorger. Technical report, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2010.
- BDEW. Entwicklung des Nettostromverbrauchs in Deutschland. Technical report, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2011.
- Berliner Prüfungsverband der kleinen und mittelständischen Genossenschaften. Der Weg zur eingetragenen Genossenschaft - Gründungsleitfaden. Technical Report August, 2012.
- Berliner Stadtreinigung. BSR Biogasanlage, 2014. URL <http://www.bsr.de/9495.html>.

- VKU BGW. Abwicklung von Standardlastprofilen. Praxisinformation P 2007/13 Gastransport/Betriebswirtschaft. Technical report, Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft (BGW), 2007.
- BINE. Biene und Hummel gehen in den Feldtest, 2013. URL <http://www.bine.info/themen/industrie-gewerbe/news/biene-und-hummel-gehen-in-den-feldtest/>.
- BMU und BMWi. Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Technical report, 2010. URL [http://www.bundesregierung.de/Content/DE/\\_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.bundesregierung.de/Content/DE/_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?__blob=publicationFile).
- BMU und UBA. Umweltbewusstsein in Deutschland 2012 - Ergebnisse einer repräsentativen Bevölkerungsumfrage. Technical report, Berlin, 2013. URL [http://www.bmu.de/fileadmin/Daten\\_BMU/Download\\_PDF/Umweltinformation\\_Bildung/4396.pdf](http://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Umweltinformation_Bildung/4396.pdf).
- BMWi. Intelligente Netze und intelligente Zähler, 2014. URL <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Netze/intelligente-netze-und-intelligente-zaehler.html>.
- Bündnis Bürgerenergie. URL <http://www.buendnis-buergerenergie.de/>.
- Stefan Bofinger, Doron Callies, Michael Scheibe, Yves-Marie Saint-Drenan, and Kurt Rohrig. Studie zum Potenzial der Windenergienutzung an Land, 2011. URL <http://www.wind-energie.de/verband/landes-und-regionalverbaende/berlin-brandenburg>.
- BP. BP Statistical Review of World Energy June 2012. Technical Report June, BP, London, 2012.
- Harald Bradke. 30 Pilot-Netzwerke, 2014. URL <http://www.30pilot-netzwerke.de/>.
- Bruns et.al. Netze als Rückgrat der Energiewende. Technical report, Technische Universität Berlin, 2012.
- Bundesagentur für Arbeit. Sozialversicherungspflichtig Beschäftigte am Arbeitsort in den kreisfreien Städten und Landkreisen am 30.06.2012 nach zusammengefassten Wirtschaftszweigen. Technical report, 2012.
- Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur. Gemeinsamer Leitfaden von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur zur Vergabe von Strom- und Gaskonzessionen und zum Wechsel des Konzessionsnehmers, 2010.
- Bundesnetzagentur (BNetzA). Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur - Stand 2014-07-16, 07 2014. URL [http://www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1422/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/kraftwerkliste-node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1422/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/kraftwerkliste-node.html).
- Bundesverband Erneuerbare Energie. Wege in die moderne Energiewirtschaft, Ausbauprognose der Erneuerbare-Energien-Branche, Teil 2 : Wärmeversorgung 2020. Technical report, Berlin, 2009.
- Bundesverband Wärmepumpe e.V. BWP-Branchenstudie 2013 Szenarien und politische Handlungsempfehlungen. Technical report, Bundesverband Wärmepumpe e.V., 2013.

- C.A.R.M.E.N. e.V. Preisentwicklung bei Waldhackschnitzeln - der Energieholz-Index, 2013. URL <http://www.carmen-ev.de/infotehk/preisindizes/hackschnitzel>.
- Jens Clausen. Leitfaden Belegschaftsgenossenschaften zur Förderung der Energiewende. Technical report, Projekt enEEbler und Volkswagen Belegschaftsgenossenschaft, 2014.
- Burkhard Schulze Darup and Michael Neitzel. Energieeffizienz mit städtebaulicher Breitenwirkung. Technical report, 2010.
- DENA. Hintergrundinformation Energetische Gebäudesanierung in Deutschland: Status Quo und Ausblick. Technical report, DENA, 2013.
- DENEFF. Branchenmonitor Energieeffizienz 2014. Technical report, Deutsche Unternehmensinitiative Energieeffizienz e. V., 2014.
- Destatis. Klassifikation der Wirtschaftszweige (WZ 2008). Technical report, Statistisches Bundesamt, Wiesbaden, 2008.
- Destatis. Stromerzeugungsanlagen der Betriebe des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden - Fachserie 4 Reihe 6.4 - 2010. Technical Report 0, Statistisches Bundesamt, Wiesbaden, 2011.
- Destatis. Bautätigkeit und Wohnungen. Technical report, Statistisches Bundesamt, 2012.
- Deutsche Energie-Agentur. dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. Technical report, Berlin, 2012a.
- Deutsche Energie-Agentur. Druckluftsysteme in Industrie und Gewerbe. Technical report, InitiativeEnergieEffizienz, 2012b.
- Deutsche Energie-Agentur. Initiative Energie Effizienz, 2014a. URL <http://www.stromeffizienz.de/>.
- Deutsche Energie-Agentur. Kompetenzzentrum Contracting, 2014b. URL <http://www.kompetenzzentrum-contracting.de/>.
- Deutsche Energie-Agentur. Die Energieeffizienz-Experten für Förderprogramme des Bundes, 2014c. URL <https://www.energie-effizienz-experten.de/>.
- DGRV. Ergebnisse der Umfrage des DGRV und seiner Mitgliedsverbände. 2013.
- Dr. Dieter Thiel und Marco Ehrlich. BMVBS-Online-Publikation, Nr 08/2012; Ermittlung von spezifischen Kosten energiesparender Bauteil-, Beleuchtungs-, Heizungs- und Klimatechnikausführungen bei Nichtwohngebäuden für die Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen zur EnEV 2012. Technical report, Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS), 2012.
- DWD. Testreferenzjahr-Datensatz 2011, 2011. URL [http://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/FP/ZB/Auftragsforschung/5EnergieKlimaBauen/2008/Testreferenzjahre/01\\_start.html](http://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/FP/ZB/Auftragsforschung/5EnergieKlimaBauen/2008/Testreferenzjahre/01_start.html).
- DWD. Druckgradient und Druckgradientkraft, 2014. URL <http://www.deutscher-wetterdienst.de/lexikon/download.php?file=Druckgradient.pdf>.

- Enercon. ENERCON Wind energy converters Product overview. Technical Report July, 2010.
- energie.ch AG. Informationsplattform für Energieeffizienz, Enegetechnik und Antriebstechnik. URL <http://energie.ch/>.
- Energiekommune. Energiegenossenschaften verkaufen Strom direkt. *Energiekommune* 12/14, 2014.
- European Climate Foundation. Roadmap 2050 - working draft - basic assumptions for generation technologies.
- EWEnetz. Lastprofile, 2013. URL [www.ewe-netz.de/strom/1988.php](http://www.ewe-netz.de/strom/1988.php).
- Paul Fay, Sabine Ruhnau, Wolfgang Nowak, and Jochen Arthkamp. BHKW-Kenndaten 2011. Technical report, ASUE Arbeitsgemeinschaft fuer sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.; Stadt Frankfurt am Main - Energierreferat, Berlin, Frankfurt am Main, 07 2011.
- Feix et.al. Netzentwicklungsplan Strom 2012 - Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Technical report, 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, 2012.
- Flieger, Lange. Bürger machen Energie - In sieben Schritten zur Energiegenossenschaft. Technical report, Ministerium für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung Rheinland-Pfalz, 2012.
- Florian Zickfeld, Aglaia Wieland. Desert Power 2050 - Perspectives on a Sustainable Power System for EUMENA. Technical report, Dii Renewable energy bridging continents, München, 2012.
- Daniel Fürstenwerth. Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland. Technical report, Agora Energiewende, Fraunhofer IWES, Aachen, Kassel, 2013.
- Greenpeace International. energy [r]evolution - a sustainable world energy outlook. Technical report, 2010.
- Greenpeace International. energy [r]evolution 2012 - A Sustainable World Energy Outlook. Technical report, Greenpeace International, GWEC, EREC, 2012.
- Gräfenhainicher Wohnungsgesellschaft mbH, 2014. URL <http://www.graefenhainichen-wohnungen.de/>. Zugriff: 22.10.2014.
- GWB. Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen, 1999.
- Hamburg Institut. Agenda des Fachforums: Fernwärme mit Erneuerbaren Energien - Was können wir von Dänemark lernen? web, 2012. URL [http://www.hamburg-institut.com/images/pdf/Folder\\_Kiel.pdf](http://www.hamburg-institut.com/images/pdf/Folder_Kiel.pdf).
- Erich Hau. *Windkraftanlagen - Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit*. Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, 4 edition, 2008. ISBN 978-3-540-72150-5. doi: 10.1007/978-3-540-72151-2.

- Hans-Martin Henning and Andreas Palzer. 100 Prozent Erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland. Technical report, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, 2012.
- Florian Herbert, Susanne Ochse, Stefanie Maier, and Magalie Kley. Transformationsstrategien von fossiler zentraler Fernwärmeversorgung zu Netzen mit höheren Anteilen erneuerbarer Energien. Technical report, IFEU; GEF; AGFW, Heidelberg, 2013. URL [http://www.ifeu.de/energie/pdf/TRAF0\\_final\\_Endbericht.pdf](http://www.ifeu.de/energie/pdf/TRAF0_final_Endbericht.pdf).
- IEC. Electrical Energy Storage- White Paper. Technical report, International Electrotechnical Commission, 2011.
- IINAS. Gemis Datenbasis, 2014. URL <http://www.iinas.org/gemis-de.html>.
- Wolfgang Irek. Definition Energieeffizienz. Technical report, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, 2014.
- M. Kaltschmitt, H. Hartmann, and H. Hofbauer. *Energie aus Biomasse. Grundlagen, Techniken und Verfahren*. Springer, Heidelberg, Dordrecht, London, New York, 2009.
- Lena Kayser. Energiegenossenschaften – ein Bürgerbeteiligungsmodell zur Umsetzung der Energiewende? Möglichkeiten und Grenzen einer politischen Beteiligung. 2014.
- Harald Kegler. Fortschreibung des Stadtentwicklungskonzeptes "Energetische Stadterneuerung" 2020+ Gräfenhainichen. Technical report, ARGE Neue Energie, 2010.
- KfW. Kreditanstalt für Wiederaufbau - Homepage, 2014. URL [www.kfw.de](http://www.kfw.de).
- Martina Klärle. *Erneuerbare Energien unterstützt durch GIS und Landmanagement*. Wichmann, Berlin, 2012. ISBN 978-3-87907-518-8.
- Hans-Jörg Krause. Genossenschaften in Sachsen-Anhalt - Antwort der Landesregierung auf eine Kleine Anfrage zur schriftlichen Beantwortung. pages 1–8, 2012.
- Landesverwaltungsamt Sachsen-Anhalt. Raumordnungskataster des Landes Sachsen-Anhalt: Atkis Basis DLM 2009, 2009. Mit Genehmigung des Landesverwaltungsamtes Sachsen-Anhalt, zur Verwendung durch das Reiner Lemoine Institut gemäß Datenschutzvereinbarung vom 22.06.2012.
- Landtag von Sachsen-Anhalt. Antwort der Landesregierung auf eine Kleine Anfrage zur schriftlichen Beantwortung. Drucksache 6/1438, September 2012.
- Leonhard et.al. Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger. Technical report, VDE, 2008.
- Magnus Maier. Eigenverbrauch und regionale Direktvermarktung. *Renews Spezial Hintergrundinformation der Agentur für Erneuerbare Energien*, 70 / Februar 2014, 2014.
- W. Mauch, R. Corradini, K. Wiesemeyer, and M. Schwentzek. Allokationsmethoden für spezifische CO<sub>2</sub> -Emissionen von Strom und Wärme aus KWK-Anlagen. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*. 55.Jg. (2010) Heft 9, pages 12–14, 2010.

- Jörg Mühlhoff. Kommunale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien - Ergebnisse der Studie des Instituts für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW). *Renews Spezial*, 46:1–24, 2010.
- Christian Münch. Dimensionierung und Auslegung der Solarthermie Anlage. URL <http://www.solarthermie.net/wissen/auslegung>.
- Nabe et.al. Potenziale der Wärmepumpe zum Lastmanagement im Strommarkt und zur Netzintegration erneuerbarer Energien. Technical report, Ecofys und Prognos für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 2011.
- NetzwerkEnergiewendeJetzt. Nahwärmenetz in Bürgerhand. web, 2013. URL [http://www.energiegenossenschaften-gruenden.de/fileadmin/user\\_upload/Newsletter-Anhaenge/2013\\_3\\_Newsletter\\_September\\_2013/Nahwaerme\\_Schoenstadt.pdf](http://www.energiegenossenschaften-gruenden.de/fileadmin/user_upload/Newsletter-Anhaenge/2013_3_Newsletter_September_2013/Nahwaerme_Schoenstadt.pdf).
- Neue Energie Genossenschaft. Erneuerbare Energie in Bürgerhand. URL [http://www.neue-energie-genossenschaft.de/wie\\_genossenschaft.htm](http://www.neue-energie-genossenschaft.de/wie_genossenschaft.htm).
- Nitsch, et.al. Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global - Datenanhang II zum Schlussbericht. Technical report, DLR, IWES, IfnE, 2012.
- SolarProfi oHG. ElektroHeizStab Heizpatrone Heizstab 2 3 4,5 6 8 12 kW. URL <https://shop.solarprofi-24.de/zubehoer-speicher/elektroheizstab/426/elektroheizstab-heizpatrone-heizstab-2-3-4-5-6-8-12-kw?c=1288>.
- Otter et.al. Heizwerk Abwasser - Abwärme Fachinformationen für Aufbau und Betrieb des Heizwerks Abwasser-Abwärme. Technical report, Forschungsverbund „RePro - Ressourcen vom Land“, 2013. URL [http://www.reproketten.de/dokumente/Fachinformation\\_HW\\_Abwasser-Abwaerme\\_gesamt\\_20130212.pdf](http://www.reproketten.de/dokumente/Fachinformation_HW_Abwasser-Abwaerme_gesamt_20130212.pdf).
- pallets Markt und Trends 04/11. Marktübersicht Pufferspeicher (mit oder ohne Frischwasser-Station bis 2.000 l). *pallets*, 2011. URL [http://www.pelletsmagazin.de/fileadmin/Pelletsmagazin/Downloads/Specials/PM0411\\_MUE\\_Pufferspeicher.pdf](http://www.pelletsmagazin.de/fileadmin/Pelletsmagazin/Downloads/Specials/PM0411_MUE_Pufferspeicher.pdf).
- Pehnt et.al. Analyse der Potenziale und volkswirtschaftlichen Effekte einer ambitionierten Effizienzstrategie für Deutschland. Technical report, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2009.
- Michael Platt, Stephan Exner, and Rolf Bracke. Analyse des deutschen Wärmepumpenmarktes, Bestandsaufnahme und Trends. Technical report, GeothermieZentrum Bockum, 2010.
- Pobloth et.al. Kraftwerk Grünschnitt; Fachinformation für Aufbau und Betrieb des Kraftwerks Grünschnitt. Technical report, Forschungsverbund „RePro – Ressourcen vom Land“, 2013. URL [http://www.reproketten.de/dokumente/Fachinformation\\_KW\\_Gruenschnitt\\_Gesamt\\_20130228.pdf](http://www.reproketten.de/dokumente/Fachinformation_KW_Gruenschnitt_Gesamt_20130228.pdf).

- Volker Quaschnig. *Regenerative Energiesysteme: Technologie, Berechnung, Simulation*. Carl Hanser Verlag GmbH & CO. KG, München, 7 edition, 2011. ISBN 978-3446427327.
- Thomas Rücker. Gasnetz meets Erneuerbare: Das Biogasprojekt der BSR. Technical report, Berliner Stadtreinigung, 2012. URL [https://www.nbb-netzgesellschaft.de/Downloads/bet\\_2012\\_vortrag3\\_biogasprojekt\\_bsr.pdf](https://www.nbb-netzgesellschaft.de/Downloads/bet_2012_vortrag3_biogasprojekt_bsr.pdf).
- Anne Rödl. Ökobilanzierung der Holzproduktion im Kurzumtrieb. Technical Report 03, Johann Heinrich von Thünen-Institut, 2008.
- Regionale Planungsgemeinschaft Anhalt-Bitterfeld-Wittenberg. Teilplan Windenergie, 2014. URL <http://regionale-planungsgemeinschaft-anhalt-bitterfeld-wittenberg.de/>.
- Roland Koenigsdorff. *Oberflächennahe Geothermie für Gebäude, Grundlagen und Anwendungen zukunftsfähige Heizung und Kühlung*. Fraunhofer IRB Verlag, 2011.
- Ines Rutschmann. Vom Stromerzeuger zum Energieversorger, 2014. URL <http://www.photovoltaikforum.com/magazin/praxis/vom-stromerzeuger-zum-energieversorger-1746/>.
- Y. H. Ruxandra and V. P. Stroeve. Report on Solar Energy Storage Methods and Life Cycle Assessment. Technical report, California Solar Energy Collaborative, 2012.
- Saßnick et.al. EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz. Technical report, Verband der Netzbetreiber - VDN e.V. beim VDEW, Berlin, 2004.
- Udo Schlopsnies. Die Berliner Energiesparpartnerschaften. Technical report, Berliner Energieagentur GmbH, 2014.
- Solaranlagen-Portal. Marktübersicht solarstromspeicher, 2013. URL <http://www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/stromspeicher/photovoltaik-speicher>.
- Sonne Wind und Wärme. Marktübersicht Wärmespeicher, 2013. URL <http://www.sonnewindwaerme.de/marktuebersicht/waermespeicher>.
- Stadtwerke Leipzig. Biomasseheizkraftwerk, 2014. URL <http://www.swl.de/web/swl/DE/Unternehmen/Erzeugung/Biomasse/Biomasseheizkraftwerk/Biomasseheizkraftwerk.htm>.
- Stadtwerke Lutherstadt Wittenberg. Fernwärme, 2014. URL <http://stadtwerke.wittenberg.de/geschaeftsfelder/fernwaerme.html>.
- StaLA. Energiebilanz Sachsen Anhalt 2011. Technical report, Statistisches Landesamt Sachsen-Anhalt, 2011.
- StaLA. Bevölkerung und Erwerbstätigkeit, Bevölkerung der Gemeinden. Technical report, Statistisches Landesamt Sachsen-Anhalt, 2011b.
- Statistisches Bundesamt. Mikrozensus - Zusatzerhebung 2010 (Bestand und Struktur der Wohneinheiten, Wohnsituation der Haushalte). Technical report, Wiesbaden, 2012.

- STREKS. Marie - Mach's richtig: Energieeffizient, 2014. URL <http://www.marie.streks.org/>.
- StromNEV. Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung), 2005.
- Techem. Energiekennwerte 2011. Technical report, Techem GmbH, 2011.
- Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union. RICHTLINIE 2009/28/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, 2009.
- Wolfgang Urban, Heiko Lohmann, and Kai Girod. Beseitigung technischer, rechtlicher und ökonomischer Hemmnisse bei der Einspeisung biogener Gase in das Erdgasnetz zur Reduzierung klimarelevanter Emissionen durch Aufbau und Anwendung einer georeferenzierten Datenbank. Technical report, Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT, Oberhausen, Leipzig, Wuppertal, Bochum, Essen, Magdeburg, Trier, 2009.
- V. Wesselak, S. Voswinckel. *Photovoltaik. Wie Sonne zu Strom wird*. Springer Vieweg, Berlin, Heidelberg, 2012. ISBN 978-3-642-24296-0.
- Hermann-Josef Wagner, Marco K. Koch, Jörg Burkhardt, Thomas Große Böckmann, Norbert Feck, and Philipp Kruse. CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung. *BWK Das Energie-Fachmagazin Bd. 59 (2007) Nr. 10*, 59(10):44–52, 2007.
- Wolfram Wallraf, Janine Stiller, Sven Siewert, and Mark Knobloch. Stadtentwicklungskonzept, 4. Fortschreibung 2011, Teilfortschreibung Teil Stadtumbau. Technical report, Wallraf & Partner, 2012.
- Michael Wübbels. Konzessionsverträge - Handlungsoptionen für Kommunen und Stadtwerke. Technical report, VKU Verband kommunaler Unternehmen e.V., 2009.
- Wittenberger Wohnungsbaugesellschaft mbH, 2014. URL [www.wiwog.de](http://www.wiwog.de). Zugriff: 22.10.2014.
- Wohnungsbaugenossenschaft Wittenberg eG, 2014. URL [www.wbg.de](http://www.wbg.de). Zugriff: 22.10.2014.
- Wohnungsgenossenschaft Gräfenhainichen eG, 2014. URL <http://www.wgg-wohnen.de/top.html>. Zugriff: 22.10.2014.
- Wolfgang Mauch. Marktfähigkeit hocheffizienter KWK-Anlagen. Technical report, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2012.
- ZAE. Wärmenutzung bei kleinen landwirtschaftlichen Biogasanlagen. Technical report, Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung (ZAE), Augsburg, 2007.
- Jörg-Rainer Zimmermann. Gewonnen! Zeronnen? *neue energie 11/2014*, pages 28 – 39, 2014.

## A. Anhang

### A.1. Erstellung der normierten Einspeisezeitreihen der FEE im Modell

#### A.1.1. PV-Einspeisezeitreihe

Die Berechnung der stündlichen PV-Einspeiseleistung erfolgt nach Wesselak und Voswinkel<sup>156</sup> über:

$$P_{el} = A_{PV} \cdot E_{G_{gen}} \cdot PR \cdot \eta_{Modul} \quad (1)$$

$P_{el}$	elektrische Leistung	W
$A_{PV}$	PV-Fläche	$m^2$
$E_{G_{gen}}$	Bestrahlungsstärke auf die geneigte Ebene	$W/m^2$
PR	Performance Ratio	-
$\eta_{Modul}$	Modulwirkungsgrad	-

Es wird mit einem konstanten Modulwirkungsgrad von 16 % und einer Performance Ratio von 80 % gerechnet<sup>157</sup>. Die Berechnung der Bestrahlungsstärke auf die geneigte Ebene erfolgt nach Quaschnig<sup>158</sup>, wobei zur Berechnung der Diffusstrahlung auf die geneigte Ebene das Modell von Klucher verwendet wird sowie zur Berechnung der Bodenreflexion mit einem Albedo-Wert von 0,2 gerechnet wird.

#### A.1.2. Windenergie-Einspeisezeitreihe

Die Berechnung des stündlichen Windpotenzials erfolgt über<sup>159</sup>:

$$P_{el}(v_{w_{Hub}}) = c_P \frac{\rho_{L_{Hub}}}{2} v_{w_{Hub}}^3 \frac{d_{Rotor}^2}{4} \pi \quad (2)$$

---

<sup>156</sup>V. Wesselak, S. Voswinkel [2012]

<sup>157</sup>V. Wesselak, S. Voswinkel [2012]

<sup>158</sup>Quaschnig [2011]

<sup>159</sup>Hau [2008]

$P_{el}$	elektrische Leistung	W
$v_{W_{Hub}}$	Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe	$m/s$
$c_P$	Leistungsbeiwert	-
$d_{Rotor}$	Rotordurchmesser	m
$\rho_{L_{Hub}}$	Dichte der Luft in Nabenhöhe	$kg/m^3$

Der Leistungsbeiwert sowie der Rotordurchmesser der jeweiligen Anlage werden den Herstellerangaben<sup>160</sup> entnommen. Für die Bestimmung der Luftdichte sowie der Windgeschwindigkeit werden die Wetterdaten des Testreferenzjahres<sup>161</sup> zugrunde gelegt. Da diese in 10m über dem Boden gemessen werden, muss eine Umrechnung der Daten auf Nabenhöhe erfolgen. Zur Berechnung der Abnahme der Luftdichte mit der Höhe wird die barometrische Höhenformel<sup>162</sup> verwendet. Nach dieser bestimmt sich die Abnahme der Luftdichte über die Abnahme von Temperatur und Druck, wobei hier eine lineare Temperaturabnahme von 5 °C pro Kilometer sowie eine lineare Abnahme des Luftdrucks um einen Hektopascal je acht Meter Höhenzunahme<sup>163</sup> angenommen wird. Die Windgeschwindigkeit nimmt mit steigender Höhe zu, was hier über die logarithmische Höhenformel<sup>164</sup> berechnet wird. Die in die logarithmische Höhenformel einfließende Rauigkeitslänge wird auf 0,05 (landwirtschaftliches Gelände mit offenem Erscheinungsbild)<sup>165</sup> festgelegt.

### A.1.3. Solarthermie

Solarthermische Anlagen werden sowohl zur Warmwasserbereitung als auch zur kombinierten Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung eingesetzt. Der Anteil der durch die Solarthermie bereitgestellten Energie an der Deckung des Wärmebedarfs ist dabei von vielen Parametern wie der Auslegung der Kollektorfläche, der Dimensionierung des Pufferspeichers, der Wärmeabnahme sowie den Auslegungstemperaturen abhängig, was es erforderlich macht, die solarthermische Einspeisung verschiedener Anlagenkonstellationen individuell zu betrachten. Eine Simulation erfolgt mit TRNSYS und liefert solarthermische Einspeisezeitreihen in einen Pufferspeicher für verschiedene definierte Gebäudetypen, die als normierte stündliche Einspeisezeitreihe in das reegis-Modell eingeht. Es wird sich dabei auf die Anwendung in Haushalten beschränkt, da Haushalte ähnliche Lastgänge besitzen, während der Gewerbesektor sehr heterogen ist. Unterschieden wird dabei zwischen:

- Anwendung zur Warmwasserbereitung (WW) sowie zur kombinierten Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung (HWW)
- Ausrichtung der Kollektorfläche nach Südwest, Süd und Südost

---

<sup>160</sup>Enercon [2010]

<sup>161</sup>DWD [2011]

<sup>162</sup>Hau [2008]

<sup>163</sup>DWD [2014]

<sup>164</sup>Hau [2008]

<sup>165</sup>Hau [2008]

- Ein- und Mehrfamilienhäusern

- energetischen Standards, wobei die vier Standards Altbau vor 1982, Altbau vor 1995, Neubau sowie sanierter Altbau definiert werden

Die Definition der energetischen Standards erfolgt über den Heizwärmebedarf sowie die Heizungsvorlauftemperatur und ist in Tabelle 6 dargelegt. Über den Wärmebedarf werden Wärmelastprofile nach dem in Kapitel 3.1.1 beschriebenen Lastprofilverfahren erstellt. Zur Berücksichtigung der verschiedenen Verläufe der Lastgänge in Alt- und Neubauten wird für die Typen Neubau und sanierter Altbau die Baualtersklasse 10, welche die Baualtersklasse mit dem höchsten Neubauanteil darstellt, vorgegeben; für die Altbauten wird die Baualtersklasse 1 mit dem höchsten Altbauanteil angesetzt. Bei der Vorgabe der Vorlauftemperaturen wird davon ausgegangen, dass in Neubauten Flächenheizungen mit niedrigen Vorlauftemperaturen installiert sind, während in Altbauten Heizkörper, die höhere Vorlauftemperaturen erfordern, installiert sind. Eine Übersicht der angesetzten Vorlauftemperaturen gibt Tabelle 6. Die zur Erstellung des Warmwasserlastgangs verwendeten Werte sind in Tabelle 5 gelistet.

Die Dimensionierung der Kollektorfläche sowie der Speichergröße erfolgt über Faustregeln nach Münch<sup>166</sup>. Demnach wird zur Dimensionierung der Kollektorfläche einer Solarthermieanlage zur Warmwasserbereitung eine Fläche von 1 m<sup>2</sup>/Person angesetzt; bei solarthermischen Anlagen zur Heizungsunterstützung wird eine Fläche von 1 m<sup>2</sup>/10m<sup>2</sup> Wohnfläche zugrunde gelegt. Für den Pufferspeicher werden 50 l/Person plus weitere 50 l/m<sup>2</sup> Kollektorfläche angesetzt. Die sich ergebenden Kollektorflächen und Speichergrößen sind in den Tabellen 5 und 6 gelistet.

Weitere Simulationsparameter der TRNSYS-Simulation sind in Tabelle 7 gelistet.

Als Eingangsdaten in die Simulation gehen die Wetterdaten des Testreferenzjahres<sup>167</sup> sowie die o.g. Wärmelastprofile, welche mit den gleichen Wetterdaten erstellt werden, ein.

---

<sup>166</sup>Münch

<sup>167</sup>DWD [2011]

<sup>168</sup>Techem [2011]

<sup>169</sup>Statistisches Bundesamt [2012]

<sup>170</sup>Dimensionierung nach Münch

<sup>171</sup>Dimensionierung nach Münch

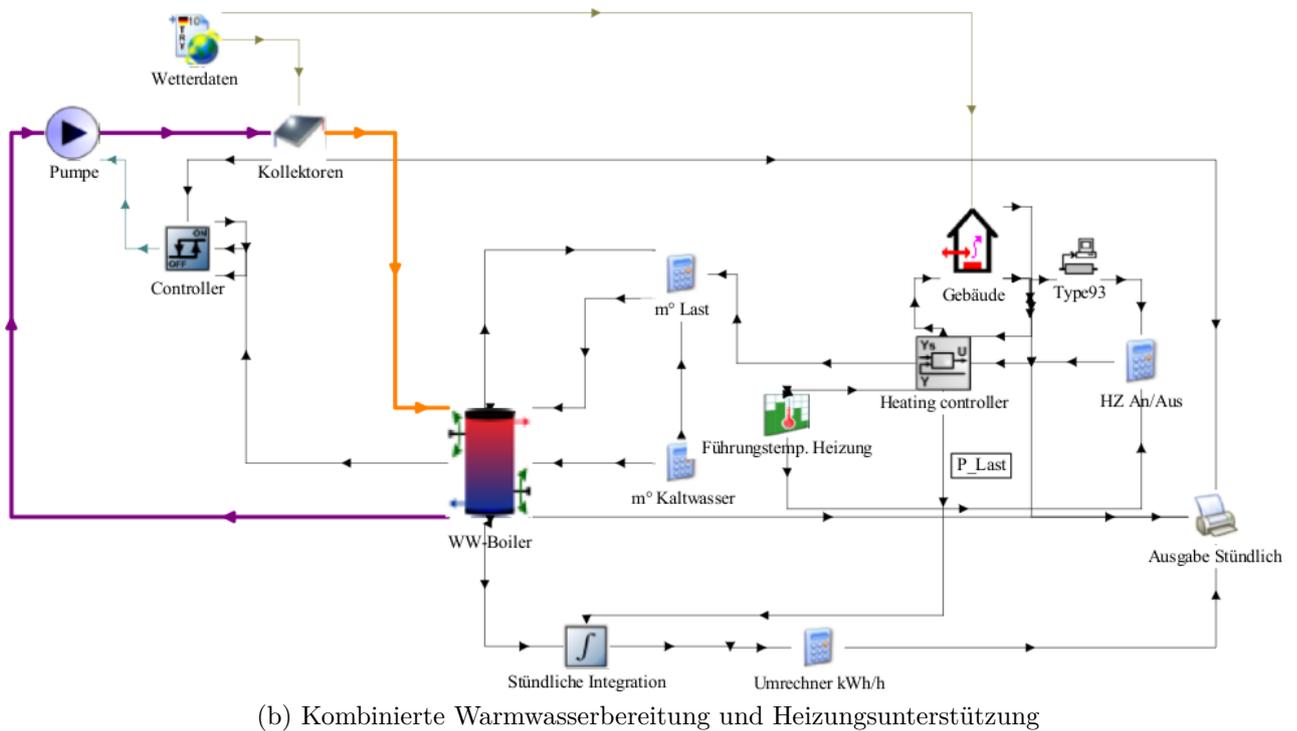
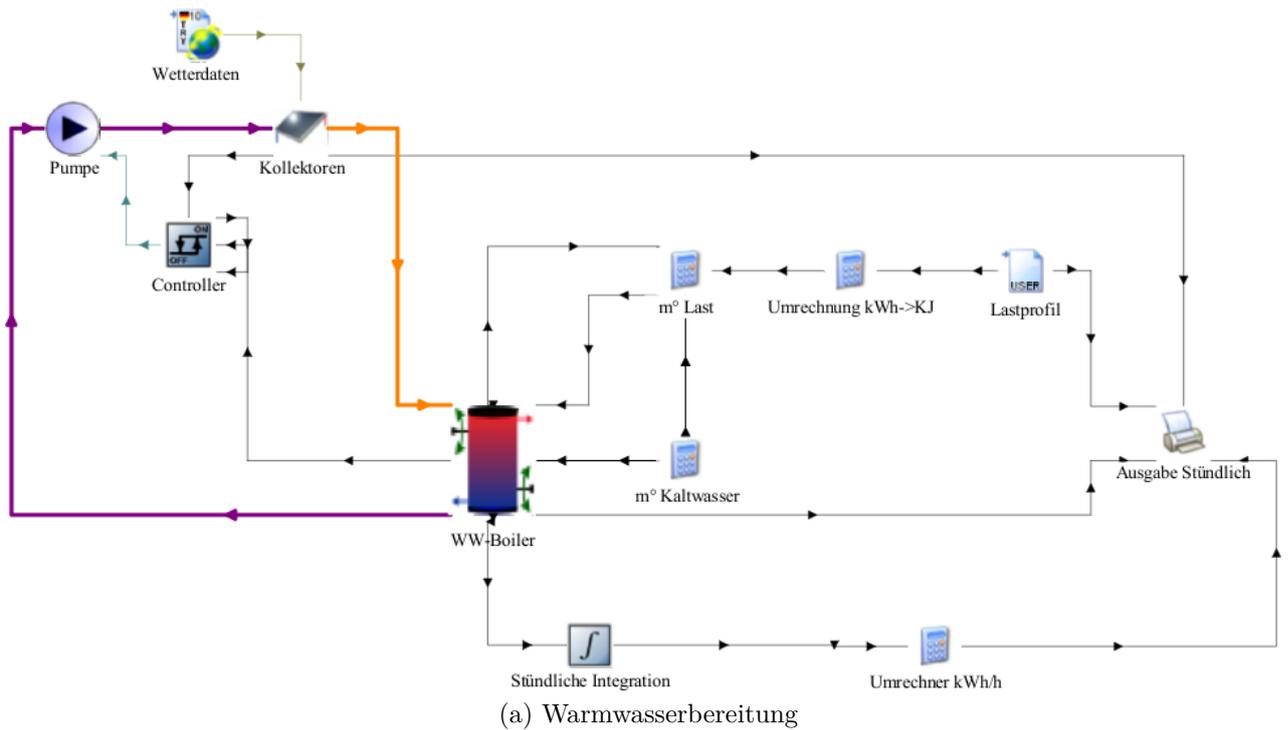


Abbildung 25: Schema des TRNSYS-Modells zur Simulation solarthermischer Wärmenutzung in Ein- und Mehrfamilienhäusern

Tabelle 5: Parameter zur Erstellung des WW-Lastgangs sowie zur Definition der Solarthermieanlage zur Warmwasserbereitung

Gebäudetyp	energetischer Standard	WW-Bedarf [kWh/m <sup>2</sup> a] <sup>168</sup>	Wohnfläche [m <sup>2</sup> ] <sup>169</sup>	WW-Bedarf [kWh/a]	Kollektorfläche [m <sup>2</sup> ] <sup>170</sup>	Speichergröße [l] <sup>171</sup>
EFH	Neubau	26	106,9	2780	2,4	240
	sanierter Altbau	26	106,9	2780	2,4	240
	Altbau vor 95	26	106,9	2780	2,4	240
	Altbau vor 82	26	106,9	2780	2,4	240
MFH	Neubau	26	390,7	10159	10,6	1061
	sanierter Altbau	26	390,7	10159	10,6	1061
	Altbau vor 95	26	390,7	10159	10,6	1061
	Altbau vor 82	26	390,7	10159	10,6	1061

Tabelle 6: Parameter zur Erstellung des Heizlastgangs sowie zur Definition der Solarthermieanlage zur kombinierten Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung

Gebäudetyp	Sanierungsstand	Heizwärmebedarf [kWh/m <sup>2</sup> a]	Heizungsvorlauf-temp. [°C]	Kollektorfläche [m <sup>2</sup> ] <sup>172</sup>	Speichergröße [l] <sup>173</sup>
EFH	Neubau	85 <sup>174</sup>	35	13,1	775
	sanierter Altbau	85 <sup>175</sup>	55	13,1	775
	Altbau vor 95	118 <sup>176</sup>	55	13,1	775
	Altbau vor 82	142 <sup>177</sup>	90	13,1	775
MFH	Neubau	85 <sup>178</sup>	35	49,7	3015
	sanierter Altbau	85 <sup>179</sup>	55	49,7	3015
	Altbau vor 95	118 <sup>180</sup>	55	49,7	3015
	Altbau vor 82	142 <sup>181</sup>	90	49,7	3015

---

<sup>172</sup>Dimensionierung nach Münch

<sup>173</sup>Dimensionierung nach Münch

<sup>174</sup>Techem [2011], Tabelle 3, Wert für energetischen Standard nach ENEV für fernwärmeversorgte Gebäude mit einer Wohnfläche zwischen 220-449 m<sup>2</sup>

<sup>175</sup>Techem [2011], Tabelle 3, Wert für energetischen Standard nach ENEV für fernwärmeversorgte Gebäude mit einer Wohnfläche zwischen 220-449 m<sup>2</sup>

<sup>176</sup>Techem [2011], Tabelle 3, mittlerer Wert für energetischen Standard nach Wärmeschutzverordnung 82 für fernwärmeversorgte Gebäude mit einer Wohnfläche zwischen 220-449 m<sup>2</sup>

<sup>177</sup>Techem [2011], Tabelle 3, Wert für energetischen Standard vor Wärmeschutzverordnung 82 für fernwärmeversorgte Gebäude mit einer Wohnfläche zwischen 220-449 m<sup>2</sup>

<sup>178</sup>Techem [2011], Tabelle 3, Wert für energetischen Standard nach ENEV für fernwärmeversorgte Gebäude mit einer Wohnfläche zwischen 220-449 m<sup>2</sup>

<sup>179</sup>Techem [2011], Tabelle 3, Wert für energetischen Standard nach ENEV für fernwärmeversorgte Gebäude mit einer Wohnfläche zwischen 220-449 m<sup>2</sup>

<sup>180</sup>Techem [2011], Tabelle 3, mittlerer Wert für energetischen Standard nach Wärmeschutzverordnung 82 für fernwärmeversorgte Gebäude mit einer Wohnfläche zwischen 220-449 m<sup>2</sup>

<sup>181</sup>Techem [2011], Tabelle 3, Wert für energetischen Standard vor Wärmeschutzverordnung 82 für fernwärmeversorgte Gebäude mit einer Wohnfläche zwischen 220-449 m<sup>2</sup>

Tabelle 7: Weitere Simulationsparameter zur Simulation solarthermischer Wärmenutzung in TRNSYS

Parameter	Wert
Anstellwinkel Solarkollektor	25°
Pumpenleistung (WW)	40 W
Pumpenleistung (HWW)	60 W
Wärmeleitwert Speicherisolation	0,7 W/m <sup>2</sup> K
Leistung Speichernachheizung	10 kW
Speicher-Maximaltemperatur	95 °C
Temperaturdiff. Ein	8
Temperaturdiff. Aus	2

## A.2. Annahmen zur Definition des bestehenden Kraftwerksparks

### A.2.1. Installierte Leistungen Erneuerbarer Energien

Die installierten Leistungen Erneuerbarer Energien wurden dem EEG-Anlagenregister<sup>182</sup> entnommen.

Für Solaranlagen ist eine eindeutige Zuordnung, ob es sich um eine Freiflächen- oder Aufdachanlage handelt, nicht immer möglich, da diese Angabe für einige Anlagen nicht gemacht wurde. Es wird daher die Annahme getroffen, dass es sich bei Anlagen mit installierten Leistungen kleiner 250 kW<sub>Peak</sub> um Aufdachanlagen handelt. Anlagen größer 250 kW<sub>Peak</sub> werden dementsprechend zu Freiflächenanlagen gezählt.

Für Biomasse-Anlagen fehlen teilweise die Angaben, ob Biogas oder feste Biomasse als Brennstoff eingesetzt wird. Neben dem Biomasse-Heizkraftwerk in Lutherstadt Wittenberg, in dem Waldrestholz eingesetzt wird, gibt es keine weiteren Heizkraftwerke im Landkreis. Es wird daher die Annahme getroffen, dass es sich bei den restlichen Biomasse-Anlagen um dezentrale Biogas-BHKW handelt.

Die im Biomasse-HKW eingesetzte Biomasse wird über die Volllaststunden abgeschätzt. Die VLS wiederum werden gemittelt aus Angaben zur produzierten elektrischen Energie aus dem EEG-Anlagenregister vom Juli 2014 und März 2013 und ergeben sich zu durchschnittlich 5.506 VLS. Das Biomasse-HKW kann sowohl im Kondensationsbetrieb betrieben werden, als auch mit Prozessdampfauskopplung. Im ersten Fall beträgt der elektrische Wirkungsgrad 36,2% und im zweiten Fall 32,3%, was einen mittleren elektrischen Wirkungsgrad von 34,3% ergibt. Der durchschnittliche jährliche Biomassebedarf des HKW ergibt sich damit zu 321.521.023 MWh/a.

<sup>182</sup>DGS [2014]

### A.2.2. Fossile KWK-Anlagen

Zu den fossilen KWK-Anlagen wurden Angaben vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) eingeholt<sup>183</sup>. Die Anlagen werden in Leistungsklassen unterteilt, sodass die genaue Leistung nicht bekannt ist. Lediglich zwei der angegebenen Anlagen können den Stadtwerken Wittenberg zugeordnet werden, sodass die hier die genaue Leistung bekannt ist. Für die restlichen Anlagen wird der Mittelwert der Leistungsklasse angesetzt.

### A.2.3. Wärmepumpenanlagen

Bei 97 % der zwischen 2000 und 2008 neu errichteten Gebäude mit Wärmepumpe handelt es sich um Wohngebäude<sup>184</sup>. Da es für Bestandsgebäude keine Angaben gibt, wird vom selben Verhältnis ausgegangen. Somit ist der Anteil installierter Wärmepumpen im Industrie- sowie GHD-Sektor für das Ausgangsszenario vernachlässigbar gering. Für Wohngebäude wird eine Unterscheidung zwischen EFH und MFH vorgenommen, wobei 98 % der WP in EFH installiert sind<sup>185</sup> und daher die MFH für das Ausgangsszenario ebenfalls vernachlässigt werden.

Für die Simulation wird demnach der Anteil am Heizenergiebedarf der EFH, der durch WP gedeckt wird, benötigt. Derzeit beträgt der Anteil der WP am Bestand der dezentralen Wärmeerzeuger 2,6 %<sup>186</sup>. Zunächst wird dafür der Bedarf pro EFH über den jeweiligen Gesamtbedarf und die Anzahl der Gebäude bestimmt. Der durch Fernwärme gedeckte Bedarf ist aus der Energiebilanz bekannt. Die Anzahl der Gebäude mit Fernwärme werden nun über den Gesamtbedarf Fernwärme und den Bedarf pro Gebäude ermittelt. Nun kann, mit der Annahme, dass jedes Gebäude einen Wärmeerzeuger besitzt, die Anzahl der Gebäude mit eigenem Wärmeerzeuger bestimmt werden, indem die Gebäude mit Fernwärme von der Gesamtanzahl der Gebäude abgezogen werden. Diese Anzahl der Gebäude mit eigenem Wärmeerzeuger muss nun so erhöht werden, dass Wärmepumpen einen zusätzlichen Anteil einnehmen. Es ergibt sich, dass im Landkreis Wittenberg derzeit etwa 913 Wärmepumpen installiert sind, die einen Anteil von 2,56 % des Gesamtbedarfs der EFH decken.

Wärmepumpen mit Luft als Wärmequelle besitzen derzeit einen Marktanteil von etwa 60 %; Sole/Wasser-WP haben etwa einen Anteil von 40 %<sup>187</sup>. Es wird daher angenommen, dass etwa 548 Luft/Wasser-WP und 365 Sole/Wasser-WP im Landkreis installiert sind. Der Gütegrad liegt für Luft/Wasser-Wärmepumpen zwischen 0,3 und 0,4 sowie für Sole/Wasser-Wärmepumpen zwischen 0,4 und 0,5<sup>188</sup>, wobei für die Definition des Ist-Zustandes jeweils der untere Wert verwendet wird.

---

<sup>183</sup>BAFA [2014]

<sup>184</sup>Platt et al. [2010]

<sup>185</sup>Platt et al. [2010]

<sup>186</sup>Bundesverband Wärmepumpe e.V. [2013]

<sup>187</sup>Bundesverband Wärmepumpe e.V. [2013]

<sup>188</sup>Roland Koenigsdorff [2011]

Bei der Festlegung der von den WP zu liefernden Heizungsvorlauftemperatur wird die Annahme getroffen, dass Wärmepumpen nur im Neubau bzw. sanierten Altbau zum Einsatz kommen. Für Heizkörper wird die Heizungsvorlauftemperatur deshalb auf Werte zwischen 50 °C und 55 °C, abhängig von der Außentemperatur, festgelegt; für Fußbodenheizungen wird eine Vorlauftemperatur zwischen 30 °C bis 35 °C, ebenfalls außentemperaturabhängig, angenommen. Im Neubau wird die Wärmepumpe fast ausschließlich mit Fußbodenheizungen betrieben, da so die besten Wirkungsgrade zu erreichen sind<sup>189</sup>. In sanierten Gebäuden kommen etwa 75 % Heizkörper und 25 % Fußbodenheizungen kombiniert mit Heizkörpern zum Einsatz<sup>190</sup>. Bei der Kombination wird davon ausgegangen, dass der größte Teil durch die Fußbodenheizung gedeckt wird und daher mit den Vorlauftemperaturen der Fußbodenheizungen gerechnet.

Unabhängig vom Gebäudetypen werden Wärmepumpen in der Regel mit Trinkwarmwasserspeichern installiert. Diese ermöglichen es, auch während der Sperrzeiten der Energieversorgungsunternehmen Trinkwarmwasser bereitstellen zu können und große Leistungsanfragen ohne eine Überdimensionierung der Wärmepumpe zu decken. Heizungspufferspeicher werden in 91 % der Bestandsgebäude verwendet und in 81 % der Neubauten<sup>191</sup>. Im Neubau ist der Anteil etwas geringer, da die installierten Fußbodenheizungen auch einen Teil der Wärme speichern können<sup>192</sup>.

#### A.2.4. Wirkungsgrade

Tabelle 8: Wirkungsgrade der Heizungsanlagen im Modell. Bei Angabe von zwei Werten gilt der größere Wert für neue Anlagen und der kleinere Wert für alte Anlagen

	Wirkungsgrad [%]
Ölheizung	68 / 85
Gasheizung	68 / 84
Kohleheizung	65
Holzhackschnitzelheizung	85
Fernwärme	80

<sup>189</sup>Platt et al. [2010]

<sup>190</sup>Platt et al. [2010]

<sup>191</sup>Platt et al. [2010]

<sup>192</sup>Platt et al. [2010]

Tabelle 9: Wirkungsgrade verschiedener Technologien

	elektrischer Wirkungsgrad [%]	thermischer Wirkungsgrad [%]
Biomasse-HKW (Kondensationsbetrieb) <sup>193</sup>	36,2	-
Biomasse-HKW (bei Prozessdampfauskopplung) <sup>194</sup>	32,3	17,7
Erdgas-BHKW <sup>195</sup>	42	45
Biogas-BHKW <sup>196</sup>	40	51
Gas-Spitzenkessel	-	80

<sup>193</sup>Stadtwerke Leipzig [2014]

<sup>194</sup>Stadtwerke Leipzig [2014]

<sup>195</sup>Gewichteter Mittelwert nach Fay et al. [2011]

<sup>196</sup>Gewichteter Mittelwert nach Fay et al. [2011]

### A.2.5. Sanierungsstand

Etwa 70 % des Gebäudebestandes in Deutschland stammen aus einer Zeit, in der es noch keine staatlichen Wärmeschutzvorgaben gab. 62 % der vor Inkrafttreten der ersten Wärmeschutzverordnung Ende der siebziger Jahre errichteten Gebäude verfügen über eine Dämmung des Dachs oder der obersten Geschossdecke. Nur bei 28 % sind die Außenwände und lediglich bei 20 % die Kellerdecken gedämmt.<sup>197</sup> Für den Gebäudebestand im Landkreis wurde der Sanierungsstand damit auf die in Tabelle 10 angegebenen Werte festgelegt.

Tabelle 10: Sanierungsstand im Ist-Zustand

Szenario	vollsaniert
vollsaniert	32
teilsaniert	55
unsaniert	13

## A.3. Annahmen für Kosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen

### A.3.1. CO<sub>2</sub>-Emissionen

Tabelle 11: Direkte Emissionen (Angaben für Rohstoffe beziehen sich auf die eingesetzte MWh Brennstoff)

Rohstoff	direkte Emissionen [kg/MWh]
Erdgas	220,0
Heizöl	308,0
Kohle	374,0
Biogas	174,1
feste Biomasse	14,6
Stromimport	587,7
Abwärme	255,1

---

<sup>197</sup>DENA [2013]

Tabelle 12: Verwendete Literaturwerte der CO<sub>2</sub>-Emissionen monokristalliner PV-Module (Werte gelten für einen Betrachtungszeitraum von 30 Jahren)

Emissionen [kg/m <sup>2</sup> ]
466 <sup>198</sup>
440 <sup>199</sup>
369 <sup>200</sup>
320 <sup>201</sup>
189 <sup>202</sup>

Tabelle 13: Verwendete Literaturwerte der CO<sub>2</sub>-Emissionen von Windkraftanlagen (Werte gelten für einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren)

Leistung [MW]	Emissionen [t]
3,0	1.267 <sup>203</sup>
3,5	1.463 <sup>204</sup>
2,5	3.785 <sup>205</sup>
2,0	1.991 <sup>206</sup>

<sup>198</sup>IINAS [2014], Solar-PV-mono-Rahmen-mit-Rack-DE-2005

<sup>199</sup>IINAS [2014], Solar-PV-mono-Rahmen-mit-Rack-DE-2010

<sup>200</sup>Kaltschmitt et al. [2009]

<sup>201</sup>Wagner et al. [2007]

<sup>202</sup>Wagner et al. [2007]

<sup>203</sup>IINAS [2014], Windkraft-Binnenland-2020

<sup>204</sup>IINAS [2014], Windkraft-Binnenland-2030

<sup>205</sup>Kaltschmitt et al. [2009]

<sup>206</sup>Wagner et al. [2007]

Tabelle 14: Verwendete Literaturwerte der CO<sub>2</sub>-Emissionen von BHKW, Spitzenkessel und Gas-GuD-Kraftwerk (Werte gelten für den angegebenen Betrachtungszeitraum)

Komponente	Leistung [MW]	Betrachtungszeitraum [a]	Emissionen [t] <sup>207</sup>
BHKW <sup>208</sup>	0,25	15	780
BHKW <sup>209</sup>	0,50	15	1.518
BHKW <sup>210</sup>	1,00	15	2.939
Spitzenkessel <sup>211</sup>	10	15	7.742
Spitzenkessel <sup>212</sup>	100	15	79.840
Gas-GuD <sup>213</sup>	450	15	787.208
Gas-GuD <sup>214</sup>	900	15	1.945.529

Tabelle 15: Degressive Regressionen aus Angaben in Tabelle 14 (Vgl. Kapitel 3.3)

	Lebensdauer [a]	Formel Emissionen
Biomasse-HKW	40	$\exp(1,3053 \cdot \ln(P) + 9,8013)^{215}$
Spitzenkessel	15	$\exp(1,0134 \cdot \ln(P) + 10,8208)^{216}$
BHKW	15	$\exp(0,9567 \cdot \ln(P) + 12,1864)^{217}$

<sup>207</sup>Emissionen der Vorkette abzüglich der Emissionen durch die Bereitstellung

<sup>208</sup>IINAS [2014], Gas-BHKW-Kat-250/brutto-2

<sup>209</sup>IINAS [2014], Gas-BHKW-Kat-500/brutto-2

<sup>210</sup>IINAS [2014], Gas-BHKW-Kat-1000/brutto-2

<sup>211</sup>IINAS [2014], Gas-Kessel-DE-2010

<sup>212</sup>IINAS [2014], Gas-Kessel-DE-Chemie-2000(Endenergie)

<sup>213</sup>IINAS [2014], Gas-KW-GuD-DE-2010

<sup>214</sup>IINAS [2014], Gas-KW-GuD-DE-2030

<sup>215</sup>degressive Regression aus Angaben für Gas-GuD-Kraftwerke in Tabelle 14

<sup>216</sup>degressive Regression aus Angaben für Spitzenkessel in Tabelle 14

<sup>217</sup>degressive Regression aus Angaben für Spitzenkessel in Tabelle 14

Tabelle 16: CO<sub>2</sub>-Emissionen der Technologien (Werte gelten für den Betrachtungszeitraum von einem Jahr)

	Lebensdauer [a]	CO <sub>2</sub> -Emissionen
PV-Dachanlage	30	11,9 kg/m <sup>2</sup> <sup>218</sup>
PV-Freiflächenanlage	30	11,9 kg/m <sup>2</sup> <sup>219</sup>
Windkraftanlage	20	74,2 t/MW <sup>220</sup>
Wasserkraftwerk	70	39,1 t/MW <sup>221</sup>
Gasheizung	15	57,3 kg/kW <sup>222</sup>
Ölheizung	15	39,7 kg/kW <sup>223</sup>
Kohleheizung	15	45,2 kg/kW <sup>224</sup>
Hackschnitzelheizung	15	32,5 kg/kW <sup>225</sup>
Luft/Wasser-WP	20	37,0 kg/kW <sup>226</sup>
Sole/Wasser-WP	20	44,4 kg/kW <sup>227</sup>
Solarthermie	20	12,9 kg/m <sup>2</sup> <sup>228</sup>
Heizstab	20	64,2 kg/kW <sup>229</sup>
Fernwärmenetz	25	99,7 kg/kW <sup>230</sup>
Fernwärme-Hausanschluss	20	24,3 kg/kW <sup>231</sup>
Pufferspeicher	30	92,6 kg/m <sup>3</sup> <sup>232</sup>
(Blei-)Batterie	10	12,5 t/MWh <sup>233</sup>

<sup>218</sup>Mittelwert aus in Tabelle 12 angegebenen Literaturwerten

<sup>219</sup>Mittelwert aus in Tabelle 12 angegebenen Literaturwerten

<sup>220</sup>Mittelwert aus in Tabelle 13 angegebenen Literaturwerten

<sup>221</sup>IINAS [2014], Wasser-KW-klein-DE-2010-standalone

<sup>222</sup>IINAS [2014], Gas-Heizung-DE-2010

<sup>223</sup>IINAS [2014], Öl-Heizung-DE-2010

<sup>224</sup>IINAS [2014], Kohle-Brikett-Heizung-DE-2010

<sup>225</sup>IINAS [2014], Waldholz-Heizung-10kW-2010

<sup>226</sup>IINAS [2014], El-Wärmepumpe-mono-Erdreich-DE-2010-mix

<sup>227</sup>IINAS [2014], El-Wärmepumpe-mono-Luft-DE-2010-Bestand

<sup>228</sup>IINAS [2014], SolarKollektor-Flach-DE-2010

<sup>229</sup>IINAS [2014], El-Heizung-DE-2010-mix

<sup>230</sup>IINAS [2014], Wärme-Fern-mix-DE-2010/en

<sup>231</sup>IINAS [2014], Fernwärme-Heizung-DE-2010/en

<sup>232</sup>Da keine Angaben zu CO<sub>2</sub>-Emissionen vorliegen, wird die Annahme getroffen, dass die fixen Emissionen durch die Herstellung eines 2 m<sup>3</sup>-Speichers die Hälfte der Emissionen der Herstellung einer WP betragen

<sup>233</sup>Ruxandra and Stroeve [2012]

### A.3.2. Investitions- und Betriebskosten

Die Tabellen 17 bis 19 stellen die relevanten Annahmen für die Berechnungen der annu-  
alisierten Kosten sowie die variablen Erzeugungskosten dar. Zinssatz, Kreditlaufzeit und  
tilgungsfreie Anlaufjahre wurden den entsprechenden Förderprogrammen der KfW Ban-  
kengruppe<sup>234</sup> entnommen oder orientieren sich daran.

---

<sup>234</sup>KfW [2014]

Tabelle 17: Kosten der Technologien

	Lebensdauer [a]	Investitionskosten	Betriebskosten	Zinssatz	Kreditlaufzeit [a]	Tilgungsfreie Anlaufjahre
PV-Dachanlage	30	173 €/m <sup>2</sup> <sup>235</sup>	1,70 €/m <sup>2</sup> *a <sup>236</sup>	0,0319	5	1
PV-Freiflächenanlage	30	127 €/m <sup>2</sup> <sup>237</sup>	1,70 €/m <sup>2</sup> *a <sup>238</sup>	0,049	10	0
Gasheizung	15	485 €/kW <sup>239</sup>	20 €/kW*a <sup>240</sup>	0,049	5	0
Ölheizung	15	775 €/kW <sup>241</sup>	20 €/kW*a <sup>242</sup>	0,049	5	0
Luft/Wasser-WP	20	1723 €/kW <sup>243</sup>	43 €/kW*a <sup>244</sup>	0,0176	5	1
Sole/Wasser-WP	20	2000 €/kW <sup>245</sup>	50 €/kW*a <sup>246</sup>	0,0176	5	1
Solarthermie	20	591 €/m <sup>2</sup> <sup>247</sup>	11,83 €/m <sup>2</sup> *a <sup>248</sup>	0,0176	5	1
Hackschnitzelheizung	15	647 €/kW <sup>249</sup>	21 €/kW*a <sup>250</sup>	0,0176	5	1
Kohleheizung	15	574 €/kW <sup>251</sup>	22,98 €/kW*a <sup>252</sup>	0,049	5	0
Fernwärmenetz	25	365 €/kW <sup>253</sup>	-	0,0339	10	2
Fernwärme-Hausanschluss	20	275 €/kW <sup>254</sup>	10 €/kW*a <sup>255</sup>	0,01	5	1
Pufferspeicher	30	800 €/m <sup>3</sup> <sup>256</sup>	-	0,01	5	1
Heizstab	20	30 €/kW <sup>257</sup>	-	0,049	10	0
Erdgas-GuD	30	750 €/kW <sup>258</sup>	15 €/kW*a <sup>259</sup>	0,049	10	0
Biomasse-HKW	40	1500 €/kW <sup>260</sup>	20 €/kW*a <sup>261</sup>	0,0339	10	2
(Blei-) Batterie	10	219 €/kWh <sup>262</sup>	- <sup>263</sup>	0,0365	10	2
Windkraftanlage	20	1187 €/kW <sup>264</sup>	23,74 €/kW*a <sup>265</sup>	0,0375	10	2
Wasserkraftwerk	70	4308 €/kW <sup>266</sup>	115 €/kW*a <sup>267</sup>	0,0375	10	2

---

<sup>235</sup>IINAS [2014]

<sup>236</sup>IINAS [2014]

<sup>237</sup>ca. 73 Prozent der Kosten einer Dachanlage, das entspricht dem Verhältnis der Einspeisevergütung für Freiflächenanlagen zu der für Dachanlagen kleiner 40kW im Jahr 2013

<sup>238</sup>Annahme: wie Dachanlage

<sup>239</sup>IINAS [2014]

<sup>240</sup>IINAS [2014]

<sup>241</sup>IINAS [2014]

<sup>242</sup>IINAS [2014]

<sup>243</sup>IINAS [2014]

<sup>244</sup>IINAS [2014]

<sup>245</sup>IINAS [2014]

<sup>246</sup>IINAS [2014]

<sup>247</sup>IINAS [2014]

<sup>248</sup>IINAS [2014]

<sup>249</sup>IINAS [2014]

<sup>250</sup>IINAS [2014]

<sup>251</sup>IINAS [2014]

<sup>252</sup>IINAS [2014]

<sup>253</sup>IINAS [2014]

<sup>254</sup>IINAS [2014]

<sup>255</sup>IINAS [2014]

<sup>256</sup>entspricht z.Z. dem unteren Preisniveau (vgl. Sonne Wind und Wärme [2013], pallets Markt und Trends 04/11 [2011]) Es wird davon ausgegangen, dass aufgrund zunehmender Power-to-Heat Anwendungen die Preise für Pufferspeicher langfristig sinken

<sup>257</sup>oHG

<sup>258</sup>Florian Zickfeld, Aglaia Wieland [2012, S.36]

<sup>259</sup>2 Prozent der Investitionskosten

<sup>260</sup>Annahme: wie Braunkohlekraftwerk Florian Zickfeld, Aglaia Wieland [2012, S.36]

<sup>261</sup>1,33 Prozent der Investitionskosten

<sup>262</sup>entspricht Vollkosten von etwa 16,1 Cent/kWh bei 80 Prozent Entladetiefe, 2000 Zyklen und einem Zyklenwirkungsgrad von 85 Prozent (vgl. Leonhard et.al. [2008, S.29], Leonhard et.al. [2008, S.42])

<sup>263</sup>in Investitionskosten (Vollkosten) enthalten

<sup>264</sup>Wert aus Nitsch, et.al. [2012, S.36] zzgl. ca. 14 Prozent Aufschlag für Binnenlandanlage (vgl. Fürstenwerth [2013])

<sup>265</sup>2 Prozent der Investitionskosten

<sup>266</sup>IINAS [2014]

<sup>267</sup>IINAS [2014]

Tabelle 18: Größenabhängige Investitionskosten

	Lebensdauer [a]	Formeln Investitionskosten <sup>268</sup> <sup>269</sup> <sup>270</sup> <sup>271</sup>	Betriebskosten	Zinssatz	Kreditlaufzeit	tilgungsfreie Anlaufjahre
Fernwärmespeicher	10	$-97 * \log(V) + 1012$	-	0,0339	10	2
Biogas BHKW Fernwärme	10	$15648 * P^{-0,5361}$	$\frac{30}{\text{€/kW*a}}^{272}$	0,0339	10	2
Gas BHKW Fernwärme	10	$9332,6 * P^{-0,4611}$	$\frac{30}{\text{€/kW*a}}^{273}$	0,0339	10	2
Gas Spitzenkessel Fernwärme	10	$-27 * \log(P) + 277$	-	0,0339	10	2

<sup>268</sup>Fernwärmespeicher: V = Volumen in m<sup>3</sup>, Formel ermittelt aus Wolfgang Mauch [2012]

<sup>269</sup>Biogas BHKW: P = Leistung in kW, Formel aus Fay et al. [2011]

<sup>270</sup>Gas BHKW: P = Leistung in kW, Formel aus Fay et al. [2011]

<sup>271</sup>Gas Spitzenkessel: P = Leistung in kW, Formel ermittelt aus Dr. Dieter Thiel und Marco Ehrlich [2012]

<sup>272</sup>Annahme: wie Gas BHKW

<sup>273</sup>IINAS [2014]

Tabelle 19: Brennstoffkosten inkl. sonstiger variabler Kosten

	Kosten [€/kWh]
Gas	0,079 <sup>274</sup>
Öl	0,091 <sup>275</sup>
Biogas	0,055 <sup>276</sup>
Biomasse	0,031 <sup>277</sup>
Kohle	0,1 <sup>278</sup>
Holzhackschnitzel	0,027 <sup>279</sup>
Stromimport	0,075 <sup>280</sup>
Abwärme	0,031 <sup>281</sup>

<sup>274</sup>Gas-Heizung-DE-2020 aus IINAS [2014]

<sup>275</sup>Öl-Heizung-DE-2020 aus IINAS [2014]

<sup>276</sup>In den Brennstoffkosten sind die Kosten der Biogasanlage enthalten. Basis für die Berechnungen: 4900 €/ (Nm<sup>3</sup>/h) als Mittelwert aus den Kosten für Gülle und NawaRo-Anlagen mit 250 Nm<sup>3</sup>/h Anlagen-durchsatz pro Jahr, vgl Urban et al. [2009, S.72 ff.]

<sup>277</sup>C.A.R.M.E.N. e.V. [2013]

<sup>278</sup>Kohle-Brikett-Heizung-EU-2020 aus IINAS [2014]

<sup>279</sup>Holz-HS-Waldholz-Heizung-10kW-2020 aus IINAS [2014]

<sup>280</sup>El-KW-Park-DE-2010 aus IINAS [2014]

<sup>281</sup>Wärme-Fern-mix-DE-2010/en aus IINAS [2014]

### A.3.3. Berechnung des Gaspreises

Bei der Berechnung des Gaspreises wird davon ausgegangen, dass dieser weiterhin stark mit der Entwicklung des Ölpreises zusammenhängt. Der Ölpreis der OECD Staaten für das Jahr 2011 von 18,56 USD/ mBtu und der Gaspreis, der in Deutschland im selben Jahr bei 10,61 USD/ mBtu lag, wurde der BP-Studie „Statistical Review of World Energy, June 2012“<sup>282</sup> entnommen. Hieraus ergibt sich ein Verhältnis von Gas- zu Ölpreis in Höhe von 0,57. Für die Berechnung der Kosten wird ein mittel- bis langfristiger Ölpreis von 150 USD/barrel<sup>283</sup> angenommen. Wird berücksichtigt, dass 6,12 GJ/ barrel Öl<sup>284</sup> gleich 5,8 MMBtu/barrel Öl sind und 1 kWh 3412 Btu entsprechen<sup>285</sup> ergibt sich folgendes Bild: Der Ölpreis wird mit 88,25 USD/ MWh<sub>th</sub> oder 63,03 EUR/ MWh<sub>th</sub> angenommen. Mit dem oben berechneten Verhältnis zwischen Gas- und Ölpreis ergibt sich der Gaspreis in Höhe von 0,57\*Ölpreis=36 EUR/ MWh<sub>th</sub>. Hinzu kommen die Kosten für CO<sub>2</sub>-Zertifikate. Dafür wird ein Zukunftspreis von 30 EUR/ t CO<sub>2</sub> angesetzt. Mit dem energiebezogenen CO<sub>2</sub>-Ausstoß laut Netzentwicklungsplan (Gas: 0,0556 t/ GJ<sub>th</sub>)<sup>286</sup> ergeben sich für die CO<sub>2</sub>-Kosten von Gas 6 EUR/ MWh<sub>th</sub>. Zusammen mit den oben angegebenen reinen Brennstoffkosten sowie variablen Betriebskosten in Höhe von 1 €/ MWh<sup>287</sup> ergeben sich die variablen Gesamtkosten in Höhe von 43,0 EUR/ MWh<sub>th</sub>

### A.3.4. Kosten für Sanierung

Zur Ermittlung der Kosten, die sich für eine Voll- bzw. Teilsanierung eines Gebäudes ergeben, wird eine Studie des Bundesverbandes deutscher Wohnungs- und Immobilienunternehmen<sup>288</sup> herangezogen, in der die Mehrinvestitionen für unterschiedliche energetische Standards beziffert sind. Die der Studie entnommenen Kosten einzelner Gewerke bezogen auf den m<sup>2</sup> Wohnfläche sind der Tabelle 20 zu entnehmen. Es wird angenommen, dass im Falle einer Vollsanierung auf ENEC 2009 Standard alle gelisteten Gewerke saniert werden, woraus sich Sanierungskosten von 178,5 €/m<sup>2</sup> Wohnfläche ergeben. Für Teilsanierungen werden 50 % der Kosten einer Vollsanierung veranschlagt. Es ist anzumerken, dass jede Sanierung hinsichtlich ihres Maßnahmenpaketes sehr individuell zu bewerten ist und die hier getroffene Abschätzung nur eine sehr grobe Abschätzung darstellen kann.

Zur Abschätzung der in dem jeweiligen Szenario sanierten Wohnfläche wird über den für das Szenario vorgegebenen Sanierungsstand der Anteil der zu sanierenden Gebäude ermittelt und mittels der im Mikrozensus <sup>289</sup> angegebenen Wohnfläche für Ein- und Zwei- bzw.

---

<sup>282</sup>BP [2012]

<sup>283</sup>Greenpeace International [2012], S.55

<sup>284</sup>Greenpeace International [2012], S.276

<sup>285</sup>BP [2012], S44

<sup>286</sup>Feix et.al. [2012], S.27

<sup>287</sup>European Climate Foundation

<sup>288</sup>Darup and Neitzel [2010]

<sup>289</sup>Statistisches Bundesamt [2012]

Tabelle 20: Kosten zur Sanierung einzelner Gewerke auf ENEC 2009 Standard bezogen auf den m<sup>2</sup> Wohnfläche nach Darup and Neitzel [2010]

	Kosten [€/m <sup>2</sup> Wohnfläche]
Außenwand	75,0
Wand Erdreich	2,0
Decke über OG	3,0
KG-Decke	12,5
Wand zu unbeh.	3,0
Türen zu unbeh.	1,5
Fenster	40,0
Außentüren	7,5
Wärmebrücken	5,5
Luftdichtheit	3
Lüftung	25,5
<b>Summe</b>	<b>178,5</b>

Mehrfamilienhäuser im Landkreis Wittenberg auf die zu sanierende Wohnfläche heruntergerechnet.

### A.3.5. Aufteilung der CO<sub>2</sub>-Emissionen bei KWK

Zur Aufteilung der CO<sub>2</sub>-Emissionen auf die Koppelprodukte Strom und Wärme wird hier die Finnische Methode angewendet. Bei dieser Allokationsmethode werden die CO<sub>2</sub>-Emissionen unter Bezugnahme auf Referenzkraftwerke ungekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung wie folgt umgelegt<sup>290</sup>:

$$\text{spez. } CO_{2_{el}} = A_{Br,el} \cdot \text{spez. } CO_{2_{Br}} \quad (3)$$

$$\text{spez. } CO_{2_{th}} = A_{Br,th} \cdot \text{spez. } CO_{2_{Br}} \quad (4)$$

mit

$$A_{Br,el} = (1 - PEE) \cdot \frac{\eta_{el}}{\eta_{el,ref}} \quad (5)$$

$$A_{Br,th} = (1 - PEE) \cdot \frac{\eta_{th}}{\eta_{th,ref}} \quad (6)$$

---

<sup>290</sup>Mauch et al. [2010]

$$PEE = 1 - \frac{1}{\frac{\eta_{th}}{\eta_{th,ref}} + \frac{\eta_{el}}{\eta_{el,ref}}} \quad (7)$$

Für die Referenznutzungsgrade wird ein thermischer Referenznutzungsgrad  $\eta_{th,ref}$  von 82 % und ein elektrischer Referenznutzungsgrad  $\eta_{el,ref}$  von 52,5 %<sup>291</sup> angesetzt.

---

<sup>291</sup>Mauch et al. [2010]

## A.4. Szenarien

### A.4.1. Biogas-Potenzialausbau

Bei der Betrachtung der Ausschöpfung des gesamten Biogaspotenzials soll neben dem Einsatz zur Stromerzeugung auch die Verwendung der anfallenden BHKW-Abwärme in Nahwärmenetzen mitbetrachtet werden. Es müssen dazu die Nahwärmenetze mit ihren Erzeugern und Verbrauchern definiert werden. Üblicherweise wird ein Biogas-BHKW, welches ein Nahwärmenetz speist, so dimensioniert, dass 70 % bis 90 %<sup>292</sup> des zu deckenden Wärmebedarfs von dem BHKW gedeckt werden. Hier wird angenommen, dass die BHKW 80 % der jährlichen Wärmelast der Nahwärmenetze decken. Bei einem jährlichen Biogaspotenzial des Landkreises von 333.345 MWh<sup>293</sup> ergibt sich unter der Annahme eines thermischen Wirkungsgrades der Biogas-BHKW von 51 %<sup>294</sup> sowie nach Abzug der Wärme, welche zur Beheizung des Fermenters verwendet wird<sup>295</sup>, ein möglicher durch Biogas-Nahwärmeversorgung zu deckender Wärmebedarf von 181.551 MWh/a.

Bei der Definition der Verbraucher wird davon ausgegangen, dass die Nutzung hauptsächlich im ländlichen Raum, wo der EFH-Anteil sehr hoch ist, erfolgt. Es wird daher die Annahme getroffen, dass zumeist EFH an die Nahwärmenetze angeschlossen sind. 80 % des Wärmebedarfs werden den EFH und jeweils 10 % den MFH sowie dem Gewerbe zugeordnet. Es ergeben sich damit die in Tabelle 21 angegebenen Anteile von mit Biogas-Nahwärme versorgten Gebäuden. Ein Ausbau von Biogas-Nahwärme führt dazu, dass bestehende Heizungssysteme verdrängt werden. Es wird angenommen, dass nur Gebäude mit fossilen Heizungen an das Nahwärmenetz angeschlossen werden, da Gebäude mit einer Wärmepumpe, einer Solarthermieanlage oder einer Holzhackschnitzelheizung bereits effiziente Heizungsanlagen besitzen und somit ein Nahwärmeanschluss für sie nicht attraktiv ist. Die fossilen Heizungssysteme werden anteilig verdrängt.

Aus dem analog zu dem in Kapitel 3.1 erläuterten Vorgehen zur Erstellung des Wärmelastprofils generierten Lastprofil ergibt sich ein maximaler Wärmebedarf der mit Biogas versorgten Nahwärmenetze von 72 MW. Die Biogas-BHKW werden so dimensioniert, dass sie 50 % der maximalen Wärmelast decken können. Zudem werden jeweils Wärmespeicher vorgesehen, die so dimensioniert sind, dass sie die maximale Wärmelast über zwei Stunden bedienen können<sup>296</sup>. Als Backup wird ein Gaskessel vorgesehen, der zu allen Zeiten die volle Wärmelast decken kann.

---

<sup>292</sup>ZAE [2007]

<sup>293</sup>Vgl. Kapitel 4.3

<sup>294</sup>Vgl. Tabelle 9

<sup>295</sup>Nach einer Studie zur Wärmenutzung bei kleinen landwirtschaftlichen Biogasanlagen des ZAE Bayern ZAE [2007] werden etwa 15 % der nutzbaren Abwärme für die Beheizung des Fermenters verwendet

<sup>296</sup>Vgl. Kapitel 2.2.7

Tabelle 21: Anteile der Heizungssysteme im 100%-Biogas-Szenario (Angaben in %)

Heizungssystem	EFH	MFH	GHD
Ölheizung	7,9	14,0	10,9
Gasheizung	20,8	40,5	79,6
Kohleheizung	1,3	2,3	0,1
Wärmepumpe	2,5	0,0	0,0
Heizung mit solarthermischer Unterstützung	6,3	2,2	0,0
Holzhackschnitzelheizung	17,2	17,6	1,1
Erdgas-BHKW	0,0	0,4	0,7
Biogas-BHKW	30,3	8,8	1,7
Fernwärme	13,8	14,1	5,7

#### A.4.2. PtH-Speicher-Szenarien

In den PtH-Speicher-Szenarien wird unterstellt, dass in 5 %, 50 % bzw. 100 % der Wohn- und Gewerbegebäude zusätzlich zu dem bestehenden Heizungssystem ein Wärmespeicher mit integriertem elektrischem Heizstab installiert ist<sup>297</sup>. Der Heizstab wird dabei so dimensioniert, dass dieser den maximalen Wärmebedarf des Haushaltes decken kann; die thermischen Speicher werden so dimensioniert, dass sie den maximalen Wärmebedarf über zwei Stunden decken können<sup>298</sup>. Die maximalen Bedarfe der durch das jeweilige Heizungssystem zu deckenden Last sind in Tabelle 22 gelistet.

Tabelle 22: Maximale Wärmelast der Heizungssysteme (ohne industriellen Wärmebedarf)

Heizungssystem	max. Wärmelast [MW]
Ölheizung	57,4
Gasheizung	228,0
Kohleheizung	7,2
Heizung mit solarthermischer Unterstützung	14,5
Holzhackschnitzelheizung	49,1
Erdgas-BHKW	36,4

#### A.4.3. WP-Szenarien

In den WP-Szenarien werden die Ausbaustufen eines Anteils der WP an der Deckung des Wärmebedarfs des Haushalts- und Gewerbesektors von 20 % und 50 % untersucht. Es wird davon ausgegangen, dass die WP zunächst in Gebäuden mit alten Öl- und Kohleheizungen

<sup>297</sup> Ausgenommen sind Gebäude mit Wärmepumpen, da Wärmepumpen bereits ein System zur Wandlung von Strom in Wärme darstellen.

<sup>298</sup> Vgl. Kapitel 2.2.7

installiert werden und anschließend die Gasheizungen ersetzen. Die in den Ausbaustufen angesetzten Heizungssystemanteile sind in Tabelle 23 gelistet.

Tabelle 23: Anteile der Heizungssysteme in den WP-Szenarien (Angaben in %)

Heizungssystem	20%-WP			50%-WP		
	EFH	MFH	GHD	EFH	MFH	GHD
Ölheizung	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gasheizung	41,8	45,7	71,4	12,7	15,7	41,4
Kohleheizung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Wärmepumpe	20,0	20,0	20,0	50,0	50,0	50,0
Heizung mit solarthermischer Unterstützung	6,3	2,2	0,0	6,3	2,2	0,0
Holzhack-schnitzelheizung	17,2	17,7	1,2	17,2	17,7	1,2
Erdgas-BHKW	0,0	0,4	0,8	0,0	0,4	0,8
Biogas-BHKW	0,0	0,0	1,1	0,0	0,0	1,1
Fernwärme	13,8	14,1	5,7	13,8	14,1	5,7

Da die Neubaurate im Landkreis Wittenberg sehr gering ist<sup>299</sup>, wird der Wärmepumpenausbau hauptsächlich in sanierten Bestandsgebäuden stattfinden. Es wird davon ausgegangen, dass bei einer Sanierung des Heizungssystems Heizkörper zu einem gewissen Anteil durch Fußbodenheizungen ersetzt werden, was zu einem steigenden Anteil von Fußbodenheizungen in Bestandsgebäuden führt und Einfluss auf die von der Wärmepumpe zu liefernde Vorlauftemperatur und damit die Effizienz der WP hat. Außerdem folgt aus der Installation von Wärmepumpen in Bestandsgebäuden, dass hauptsächlich Luft/Wasser-Wärmepumpen installiert werden, da eine nachträgliche Installation von Sole/Wasser-WP aufwendig ist. Eine Übersicht über die weiteren Annahmen für die beiden WP-Ausbaustufen sind in Tabelle 24 gelistet.

Tabelle 24: Weitere Annahmen für die WP-Szenarien

	Ist-Zustand	20%-WP	50%-WP
Anteil Sole-WP	40	25	20
Anteil WP im Neubau	50	25	20
Anteil Fußbodenheizung in Bestandsgebäuden	25	50	50

<sup>299</sup>Wallraf et al. [2012], wonach der jährliche Wohnungszugang von 2,2 % des Gesamtbestands im Jahr 1997 auf 0,3 % des Gesamtbestands im Jahr 2009 sank.

#### A.4.4. Sanierungsszenarien

In den Sanierungsszenarien werden verschiedene Sanierungsraten, die Auswirkungen auf den Sanierungsstand sowie den Wärmebedarf der Gebäude haben, betrachtet. Der Sanierungsstand wird dabei gemäß der Vorgabe der Sanierungsrate angepasst. Es wird davon ausgegangen, dass zunächst unsanierte Gebäude und anschließend teilsanierte Gebäude vollsaniert werden. Zur Bestimmung der Verringerung des Wärmebedarfs in den Sanierungsszenarien werden die spezifischen Wärmebedarfe aus Tabelle 5 herangezogen. Demnach verringert sich der Wärmebedarf bei einer Vollsanierung eines unsanierten Gebäudes um ca. 40 % sowie bei der Vollsanierung eines teilsanierten Gebäudes um ca. 28 %. Es ergeben sich damit die in Tabelle 25 gelisteten Wärmebedarfsverringerungen, die sowohl für die Haushalte als auch für den Gewerbesektor angesetzt werden.

Tabelle 25: Sanierungsstand in den Sanierungsszenarien (Angaben in %)

Szenario	vollsaniert	teilsaniert	unsaniert	Verringerung des Wärmebedarfs
Istzustand	32	55	13	-
Sanierungsrate 1 %	37	55	8	2,0
Sanierungsrate 2 %	42	55	3	4,0
Sanierungsrate 3 %	47	53	0	5,8
Vollsanierung des Gebäudebestandes	100	0	0	20,6

#### A.4.5. Gewerbeszenario

Das PV-Dachpotenzial des GHD-Sektors wird analog zu Kapitel 4.2.2 abgeschätzt. Bei einer Gebäudefläche des Gewerbes von  $5.228.825 \text{ m}^{2300}$  und unter den für PV-Dachanlagen getroffenen Annahmen<sup>301</sup> ergibt sich ein Gesamtpotenzial im GHD-Sektor von 83,7 MW. Abzüglich der bereits installierten Kapazität von 3,53 MW<sup>302</sup> ergibt sich ein Zusatzpotenzial von 80,1 MW. Werden die PV-Anlagen zusätzlich mit einem Batteriespeicher kombiniert, ergibt sich ein Batteriespeicherpotenzial von ca. 80 MWh<sup>303</sup>.

Bei der Abschätzung des Sanierungspotenzials durch Wohnungsgenossenschaften und -gesellschaften werden die Wohnungen der zwei im Landkreis Wittenberg bestehenden

<sup>300</sup>Landesverwaltungsamt Sachsen-Anhalt [2009], dem Gewerbe zugeordnet werden die Typen Kiosk, Rundfunk- und Fernsehsendegebäude, Omnibusbahnhof, Wirtschaftsgebäude allgemein, Müllverbrennungsanlage, Gaststätte, Einkaufszentrum, Stall, Jugendherberge, Lagerhaus, Lagerhalle, Handel, Treib- und Gewächshaus, Kaufhaus, Bürogebäude, Land- und Forstwirtschaft, Scheune

<sup>301</sup>Siehe Kapitel A.2

<sup>302</sup>DGS [2014], mit der Annahme, dass Anlagen größer 30 kW (Bemessungsanschlussleistung von kleinen Gebäuden) dem Gewerbe zugeordnet werden können

<sup>303</sup>Vgl. Herstellerempfehlungen nach Solaranlagen-Potal [2013]

Wohnungsgenossenschaften Wohnungsbaugenossenschaft Wittenberg (WBG) mit ca. 6000 Wohnungen<sup>304</sup> und Wohnungsgenossenschaft Gräfenhainichen mit 1146 Wohnungen<sup>305</sup> sowie der zwei Wohnungsgesellschaften Wittenberger Wohnungsbaugesellschaft (WIWOG) mit ca. 3000 Wohnungen<sup>306</sup> und Gräfenhainicher Wohnungsgesellschaft mit 1400 Wohnungen<sup>307</sup> betrachtet<sup>308</sup>. Der Sanierungsstand der Genossenschaftsgebäude wird mit Hilfe der Stadtentwicklungskonzepte der Stadt Lutherstadt Wittenberg<sup>309</sup> und der Stadt Gräfenhainichen<sup>310</sup> abgeschätzt. Danach sind etwa 26 % der Genossenschaftsgebäude teilsaniert und 6 % der Gebäude unsaniert. Bei einer Vollsanierung aller Genossenschaftsgebäude ergibt sich bei einem Anteil der Genossenschaftswohnungen am Wohnungsbestand in MFH von 39 %<sup>311</sup> ein neuer Sanierungsstand der MFH von 44 % vollsanierten Gebäuden, 45 % teilsanierten Gebäuden und 11 % unsanierten Gebäuden, sowie ein um 4,6 % geringerer Wärmebedarf der MFH.

Das Ersetzen der fossilen Heizungs-systeme in den Genossenschaftsgebäuden durch WP und BHKW führt zusammen mit dem Ersetzen aller Kohle- und Ölheizungen in Gewerbebetrieben sowie dem Ausbau von mit Biogas versorgten Nahwärmenetzen (Siehe Kapitel A.4.1) zu den in Tabelle 26 angegebenen Heizungssystemanteilen.

Tabelle 26: Anteile der Heizungssysteme im Gewerbe-Szenario (Angaben in %)

Heizungssystem	EFH	MFH	GHD
Ölheizung	7,9	8,5	0,0
Gasheizung	20,8	24,6	79,6
Kohleheizung	1,3	1,4	0,0
Wärmepumpe	2,5	11,2	11,1
Heizung mit solarthermischer Unterstützung	6,3	2,2	0,0
Holzhackschnitzelheizung	17,2	17,6	1,1
Erdgas-BHKW	0,0	11,5	0,8
Biogas-BHKW	30,3	8,8	1,7
Fernwärme	13,8	14,1	5,7

<sup>304</sup>Wohnungsbau-genossenschaft Wittenberg eG [2014]

<sup>305</sup>Wohnungsgenossenschaft Gräfenhainichen eG [2014]

<sup>306</sup>Wittenberger Wohnungsbaugesellschaft mbH [2014]

<sup>307</sup>Gräfenhainicher Wohnungsgesellschaft mbH [2014]

<sup>308</sup>Im Folgenden werden Wohnungsgenossenschaften und -gesellschaften unter dem Begriff Wohnungsgenossenschaften zusammengefasst.

<sup>309</sup>Wallraf et al. [2012], wonach der Anteil teilsanierter MFH im Geschosswohnungsbau 21 % sowie der Anteil unsanierter MFH 2 % beträgt

<sup>310</sup>Kegler [2010], wonach der Anteil teilsanierter Gebäude 44 % sowie der Anteil unsanierter Gebäude 18 % beträgt

<sup>311</sup>Von insgesamt 29.399 Wohnungen in MFH im Landkreis Wittenberg Statistisches Bundesamt [2012]

#### A.4.6. Maximalszenario

Tabelle 27: Anteile der Heizungssysteme im Maximalszenario (Angaben in %)

Heizungssystem	EFH	MFH	GHD
Ölheizung	0,0	0,0	0,0
Gasheizung	0,0	0,0	0,0
Kohleheizung	0,0	0,0	0,0
Wärmepumpe	32,8	57,8	97,1
Heizung mit solarthermischer Unterstützung	10,0	10,0	0,0
Holzhackschnitzelheizung	17,2	17,6	1,2
Erdgas-BHKW	0,0	0,0	0,0
Biogas-BHKW	40,0	14,6	1,7
Fernwärme	0,0	0,0	0,0