

Erneuerbare Energien im Fernwärmenetz Hamburg

Teil 1: Handlungsoptionen für einen kurzfristigen Ersatz des Kraftwerks Wedel



Erneuerbare Energien im Fernwärmenetz Hamburg

Teil 1: Handlungsoptionen für einen kurzfristigen Ersatz des Kraftwerks Wedel

Gutachten im Auftrag der
Behörde für Umwelt und Energie
Freie und Hansestadt Hamburg

HIC Hamburg Institut Consulting GmbH
Paul-Neumann-Platz 5
22765 Hamburg
www.hamburg-institut.com

Autoren:

Dr. Matthias Sandrock, Christian Maaß, Simona Weisleder
Christoph Kaufmann, Gerrit Fuß (Hamburg Institut)

Per Alex Sørensen, Linn Laurberg Jensen (PlanEnergi)

Kai Radmann (Consulaqua)

Hamburg, 07.12.2016

Inhaltsverzeichnis

A	Ausgangslage und Aufgabenstellung	8
B	Herangehensweise und Methodik	9
C	Referenzsystem und Rahmenbedingungen	14
	1. Status Quo des Hamburger Fernwärmesystems	14
	2. Systemmodellierung	17
	3. Energiewirtschaftliche Rahmendaten	19
D	Technologiespezifische Potenziale und deren Systemintegration	24
	1. Biomasse	27
	1.1. Restholz	29
	1.2. Stroh	33
	1.3. Gülle	38
	1.4. Gras	40
	2. Abfall	42
	3. Solarwärme	43
	4. Geothermie	45
	5. Umweltwärme	47
	6. Abwasserwärme	52
	7. Industrielle Abwärme	54
	8. Gewerbliche Abwärme	56
	9. Power to heat	57
	10. Zusammenfassung Potenzialanalyse	58
E	Anlagenkonzepte für die kurzfristigen Handlungsoptionen	60
	1. Zentrum für Ressourcen und Energie Stellingen	60
	2. Stroh-Heizwerk Stellingen	61
	3. Abfallwärme MVR	71
	4. Großwärmepumpe Dradenau	73
	5. Industrieabwärme Stahl- und Aluwerke	77
	6. Solarthermie Altenwerder	78
	7. Großwärmepumpe Wedel	80
	8. Industrieabwärme Aurubis	83
	9. Altholzverbrennung MVB	87
	10. Aquiferspeicher Stellingen	89
F	Variantenvergleich	100
	1. Annahmen für die Brennstoff- und Strompreise	100



2.	Indikative Wärmekosten der Anlagenkonzepte	102
3.	Variantenübersicht	104
4.	Kostenoptimierter Erzeugereinsatz (Dispatch).....	105
5.	Anteil Erneuerbarer Wärme und Wirtschaftlichkeit.....	113
6.	Klimaschutzwirkung.....	114
7.	Finanzielle Chancen und Risiken.....	120
G	Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen.....	121
H	Anhang	123
1.	Indikative Wärmekosten der Anlagenkonzepte	124
2.	Wärmekosten Variante 01.....	125
3.	Wärmekosten Variante 02.....	126
4.	Wärmekosten Variante 03.....	127
5.	Wärmekosten Variante 04.....	128
6.	Wärmekosten Variante 05.....	129
7.	Wärmekosten Variante 06.....	130

Abbildungsverzeichnis

<i>Abbildung 1: Untersuchungsmethodik bei der Erarbeitung der kurzfristigen Handlungsoptionen</i>	11
<i>Abbildung 2: Netzkarte des VWH-Fernwärmenetzes Hamburg (Ausschnitt)</i>	14
<i>Abbildung 3: Anteile der Erzeugungsanlagen im zentralen Fernwärmenetz</i>	16
<i>Abbildung 4: Modellierter Wärmelastverlauf im Fernwärmenetz Hamburg</i>	17
<i>Abbildung 5: Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit vom Börsenstrompreis</i>	18
<i>Abbildung 6: Jahresdauerlinie des heutigen Fernwärmesystems</i>	19
<i>Abbildung 7: Preisentwicklung fossiler Brennstoffe 1991-2015</i>	20
<i>Abbildung 8: Entwicklung Börsenstrompreis EEX Phelix Baseload Year Future bis Ende 2015</i>	21
<i>Abbildung 9: Ökonomische Situation der stromgeführten KWK</i>	22
<i>Abbildung 10: Eingrenzung der Potenziale</i>	25
<i>Abbildung 11: Technische Energieholz-Potenziale in den Flächenländern der Metropolregion Hamburg</i>	32
<i>Abbildung 12: Nachhaltiges Strohpotenzial auf Landkreisebene nach den Humusbilanzmethoden VDLUFA und HE</i>	34
<i>Abbildung 13: Nachhaltiges Strohpotenzial der Landkreise in der Metropolregion Hamburg nach den Humusbilanzmethoden VDLUFA und HE</i>	35
<i>Abbildung 14: Nachhaltiges Arbeitspotenzial aus Stroh der Landkreise in der Metropolregion Hamburg nach den Humusbilanzmethoden VDLUFA und HE</i>	36
<i>Abbildung 15: Nachhaltiges Leistungspotenzial aus Stroh der Bundesländer in der Metropolregion Hamburg nach den Humusbilanzmethoden VDLUFA und HE</i>	37
<i>Abbildung 16: Technische Potenziale tierischer Exkremete in den Flächenländern der Metropolregion Hamburg</i>	39
<i>Abbildung 17: Systemkosten und Wärmegestehungskosten für verschiedene Typen von Solarthermieranlagen in Fernwärmesystemen</i>	44
<i>Abbildung 18: Wassertemperaturverlauf der Elbe an der Messstation in Blankenese für den Zeitraum 01.01.2010 bis 01.01.2016</i>	48
<i>Abbildung 19: Funktionsschema einer Kompressionswärmepumpe</i>	49
<i>Abbildung 20: Anzahl installierter Großwärmepumpen > 1 MWth in Europa</i>	51
<i>Abbildung 21: Temperaturbereich der installierten Großwärmepumpen</i>	51
<i>Abbildung 22: Schema einer Abwasserwärmennutzungsanlage</i>	52
<i>Abbildung 23: Mögliche Abwärmepotenziale im Hamburger Hafen</i>	55
<i>Abbildung 24: Anlagenschema des geplanten Zentrums für Ressourcen und Energie, Quelle: SRHH</i>	60
<i>Abbildung 25: Reduziertes Anlagenschema ZRE (SRHH)</i>	61
<i>Abbildung 26: Modell der Bereitstellungskette für Stroh zur Energieproduktion</i>	63
<i>Abbildung 27: Modellierte Bereitstellungskosten für unterschiedliche Transportdistanzen</i>	65
<i>Abbildung 28: Aufbau des BEKW Emsland in Emlichheim</i>	69
<i>Abbildung 29: Strohballenlager im Heizkraftwerk Emsland</i>	69
<i>Abbildung 30: Mögliche Betriebsfläche nördlich des Betriebshofes der SRHH</i>	70

<i>Abbildung 31: Energieflussbild der MVR</i>	71
<i>Abbildung 32: Mögliche Energiequellen im Umfeld der MVR</i>	72
<i>Abbildung 33: Anlagenaufbau der Kläranlage Köhlbrandhöft und Dradenau</i>	73
<i>Abbildung 34: Betriebsgelände Klärwerk Dradenau mit möglicher Aufstellfläche Wärmepumpe</i>	74
<i>Abbildung 35: Großwärmepumpe Friotherm</i>	76
<i>Abbildung 36: Mögliche Abwärmenutzung am Hubherdofen</i>	77
<i>Abbildung 37: Altes Spülfeld südlich des Containerterminals Altenwerder</i>	78
<i>Abbildung 38: Freiflächen-Solarkollektoranlage in Senftenberg</i>	79
<i>Abbildung 39: Heizkraftwerk Wedel mit Kühlwasseranlage</i>	80
<i>Abbildung 40: Seewasser Wärmepumpe Värtan-Stockholm</i>	82
<i>Abbildung 41: Auskopplung von Wärme aus der Kontaktanlage Aurubis</i>	83
<i>Abbildung 42: Mögliche Übergabepunkte Abwärme Aurubis</i>	84
<i>Abbildung 43: Planung zur Integration der Aurubis-Abwärme</i>	85
<i>Abbildung 44: Anlagenschema Altholzverbrennung MVB</i>	87
<i>Abbildung 45: Bauarten von Saisonal-Wärmespeichern</i>	89
<i>Abbildung 46: Schemaprofil Grundwasserleiter Hamburg</i>	90
<i>Abbildung 47: Hydrogeologischer Schnitt Hamburg Stellingen</i>	91
<i>Abbildung 48: Brunnendublette Aquiferspeicher (Bild: Consulaqua)</i>	92
<i>Abbildung 49: Thermodynamisches Boxmodell, Modellnetz</i>	93
<i>Abbildung 50: Nord-Süd-Modellschnitt durch Wärmespeicher</i>	94
<i>Abbildung 51: Temperaturkurzen in den Brunnen (10 Jahre Betrieb)</i>	95
<i>Abbildung 52: Horizontale Reichweite der Temperaturerhöhung in den tertiären Sanden</i>	96
<i>Abbildung 53: Vertikale Reichweite der Temperaturerhöhung</i>	96
<i>Abbildung 54: Üblicher Preis gem. § 4 Abs. 3 KWKG bis 3. Quartal 2016</i>	101
<i>Abbildung 55: Grafische Darstellung der jährlichen Wärmeerzeugung</i>	105
<i>Abbildung 56: Jahresdauerlinie Variante 01</i>	106
<i>Abbildung 57: Jahresdauerlinie Variante 02</i>	107
<i>Abbildung 58: Jahresdauerlinie Variante 03</i>	108
<i>Abbildung 59: Jahresdauerlinie Variante 04</i>	109
<i>Abbildung 60: Jahresdauerlinie Variante 05</i>	110
<i>Abbildung 61: Jahresdauerlinie Variante 06</i>	111
<i>Abbildung 62: Be- und Entladung des Aquifer-Wärmespeichers</i>	112
<i>Abbildung 63: Allokationsverfahren in KWK-Prozessen</i>	114
<i>Abbildung 64: CO₂-Emissionsfaktoren und EE-Anteile der Varianten</i>	119



Tabellenverzeichnis

<i>Tabelle 1: Übersicht der wesentlichen Wärmeerzeugungsanlagen</i>	<i>16</i>
<i>Tabelle 2: Ausgewählte Kenndaten der untersuchten Biomasse-Energieträger</i>	<i>41</i>
<i>Tabelle 3: Zusammenstellung der nachhaltigen Potenziale</i>	<i>58</i>
<i>Tabelle 4: Kosten für die Bergung von Stroh in Deutschland.</i>	<i>64</i>
<i>Tabelle 5: Transportkosten für Stroh beim LKW-Transport über eine beispielhafte Distanz von 60km.</i>	<i>65</i>
<i>Tabelle 6: Transportkosten für Stroh beim Transport im Schubverband in einem kombinierten Szenario mit zwei Häfen und einem Schubboot</i>	<i>66</i>
<i>Tabelle 7: Kenndaten für das Szenario „Stroh-Heizkraftwerk“</i>	<i>67</i>
<i>Tabelle 8: Kenndaten für das Szenario „Stroh-Heizwerk“</i>	<i>67</i>
<i>Tabelle 9: Kenndaten der betrachteten Stroh-Referenzanlagen</i>	<i>68</i>
<i>Tabelle 10: Wirtschaftlichkeitsabschätzung Aquiferspeicher</i>	<i>98</i>
<i>Tabelle 11: Annahmen Brennstoff- und Wärmelieferpreise</i>	<i>100</i>
<i>Tabelle 12: Indikative Wärmekosten der Einzelanlagen ab Erzeugungsanlage</i>	<i>102</i>
<i>Tabelle 13: Variantenübersicht</i>	<i>104</i>
<i>Tabelle 14: Wärmekosten und Anteile an EE der Varianten</i>	<i>113</i>
<i>Tabelle 15: Verteilung der Einspeisemanagement-Maßnahmen im 2. Quartal 2015</i>	<i>116</i>

A Ausgangslage und Aufgabenstellung

Die Freie und Hansestadt Hamburg (FHH) und sowie das Unternehmen Vattenfall als Gesellschafter der Vattenfall Wärme Hamburg (VWH) haben eine Entscheidung über die Nachfolgelösung für das kohlebefeuerte Heizkraftwerk Wedel zu treffen. Nachdem die Gesellschafter der VWH keine Investitionsentscheidung für den Bau eines GuD-Kraftwerks in Wedel getroffen haben, ist das Kohlekraftwerk Wedel Teil des Kaufgegenstands und wird bei Rückkauf an die FHH übergehen.

Die Behörde für Umwelt und Energie (BUE) möchte mit gutachterlicher Unterstützung einen konkreten Handlungsvorschlag für den Ersatz des auf dem Brennstoff Kohle basierenden Kraftwerks in Wedel erarbeiten, der den langfristigen energie- und klimapolitischen Zielsetzungen der Stadt entspricht. Der Handlungsvorschlag soll daher folgenden Zielsetzungen Rechnung tragen:

- Möglichst weitreichende Einbindung Erneuerbarer Energien und Industrieller Abwärme
- Möglichst kurze Restlaufzeit des kohlebefeuerten HKW Wedel
- Technische und wirtschaftliche Entwicklungsoffenheit im Hinblick auf die langfristigen Ziele

Weitere übergeordnete Zielsetzungen sind die Klimaschutzziele des Hamburger Senats, die eine Reduktion der CO₂-Emissionen um 50% bis 2030 und 80% bis 2050 vorsehen, sowie die Zielsetzung der Bundesregierung, bis 2050 einen nahezu klimaneutralen Gebäudebestand zu erreichen.

Die Freie und Hansestadt Hamburg (FHH) hat die Option, zum 1.1.2019 das Unternehmen Vattenfall Wärme Hamburg GmbH (VWH) vollständig zu erwerben und damit zukünftig selbst zu bestimmen, wie sich das Fernwärmegeschäft entwickeln soll. Damit setzt die Stadt den Auftrag des Volksentscheids Energienetze vom 22. September 2013 um.

Der Auftrag des Volksentscheids verknüpft den Kauf der Energienetze mit dem Ziel einer sozial gerechten, klimaverträglichen und demokratisch kontrollierten Energieversorgung auf Basis Erneuerbarer Energien.

Die BUE hat von dem Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH Aachen (BET) ein Gutachten über Handlungsalternativen für das Kohlekraftwerk Wedel erstellen lassen. Die Gutachtenergebnisse liegen vor und sollen in vorbereitende Gespräche und die Entscheidungsfindung der Stadt einfließen. Das Gutachten bringt kein eindeutiges Ergebnis hervor. Ein GuD-Kraftwerk am Standort Wedel ist eine mögliche Lösung, es gibt aber auch ernstzunehmende Alternativen. Die Einbindung Erneuerbarer Energien und Industrieller Abwärme ist möglich.

Das vorliegende Gutachten soll ergänzend Handlungsoptionen der FHH für die Ersatzlösung Wedel identifizieren und bewerten, die zu kurzfristigen und langfristigen Steigerungen des Anteils erneuerbarer Energien und industrieller Abwärme in der Fernwärmeversorgung führen. Es soll die Optionen auf Grundlage von Erneuerbaren Energien zu einem konkreten Handlungsvorschlag für den Ersatz des HKW Wedel verdichten.

B Herangehensweise und Methodik

Die Untersuchungsinhalte und die Untersuchungsmethodik sind durch verschiedene Randbedingungen determiniert. Diese beruhen einerseits auf den energiepolitischen Zielsetzungen des Hamburger Senats sowie des Volksentscheids Energienetze aus dem Jahr 2013 und sind andererseits durch die bestehenden vertraglichen Bindungen zwischen der FHH und dem Unternehmen Vattenfall und den daraus resultierenden konkreten Handlungsoptionen der FHH geprägt.

Für die hier beschriebene Expertise steht eine möglichst weitgehende Integration Erneuerbarer Energien in die Fernwärmeversorgung im Fokus, mit der gleichzeitig eine hohe Klimaverträglichkeit erreicht werden soll.

Weitere übergeordnete Ziele sind die Klimaschutzziele des Hamburger Senats, mit der dort fixierten Reduktion der CO₂-Emissionen um 50% bis 2030 und 80% bis 2050, sowie die Zielsetzung der Bundesregierung, bis zum Jahr 2050 einen nahezu klimaneutralen Gebäudebestand zu erreichen. Diese Zielsetzungen sind ebenfalls kongruent mit einer Steigerung des Anteils Erneuerbarer Energien und Industrieller Abwärme in die Fernwärmeversorgung.

Kern der Expertise ist die Erarbeitung eines konkreten Handlungsvorschlags für den Ersatz des auf dem Brennstoff Kohle basierenden Kraftwerks in Wedel, der den energie- und klimapolitischen Zielsetzungen der Stadt entspricht.

Ergänzt wird diese Expertise durch eine gesondert vorzulegende Erarbeitung einer langfristig angelegten **Transformationsstrategie** für die Hamburger Fernwärme in Richtung einer langfristig vollständigen Versorgung mit Erneuerbaren Energien.

Die Inhalte und die Herangehensweise werden im Folgenden näher erläutert.

Rahmenbedingungen

Für die Erarbeitung des Handlungsvorschlages gehen wir von folgenden Annahmen aus:

- Ein Rückkauf der Fernwärmeversorgung incl. des HKW Wedel ist für das Jahr 2019 möglich.
- Bis zum Jahr 2019 ist die FHH Minderheitsgesellschafter der VWH und kann aufgrund der gesellschaftsrechtlichen Stellung nur bedingt Einfluss auf Investitionsentscheidungen nehmen.
- Der Weiterbetrieb des kohlebefeierten HKW Wedel soll unabhängig von einer etwaigen Ertüchtigung der Anlage maximal so lange erfolgen, wie es für die Herstellung der Versorgungssicherheit im westlichen Fernwärmenetz notwendig ist.
- Der Fernwärmeabsatz wird mittelfristig als gleich bleibend angenommen. Reduzierungen im individuellen Wärmebedarf der Kunden durch energetische Gebäudesanierung werden durch Maßnahmen der Netzverdichtung im Versorgungsgebiet sowie durch Netzausbau kompensiert.
- Im Rahmen der kurzfristigen Handlungsoptionen gehen wir davon aus, dass seitens des aktuellen Mehrheitseigentümers keine wesentlichen Änderungen an der Wärmenetzinfrastruktur erfolgen.
- Ferner gehen wir davon aus, dass der rechtliche Rahmen im Betrachtungszeitraum weitgehend bestehen bleibt; bereits absehbare und mittelfristig zu erwartende Änderungen des Rechtsrahmens werden berücksichtigt.

Untersuchungsmethodik

Die von uns in Bezug auf die kurzfristigen Handlungsoptionen vorgesehene Untersuchungsmethodik verdeutlicht folgende Grafik mit den aufeinander folgenden Arbeitsschritten:

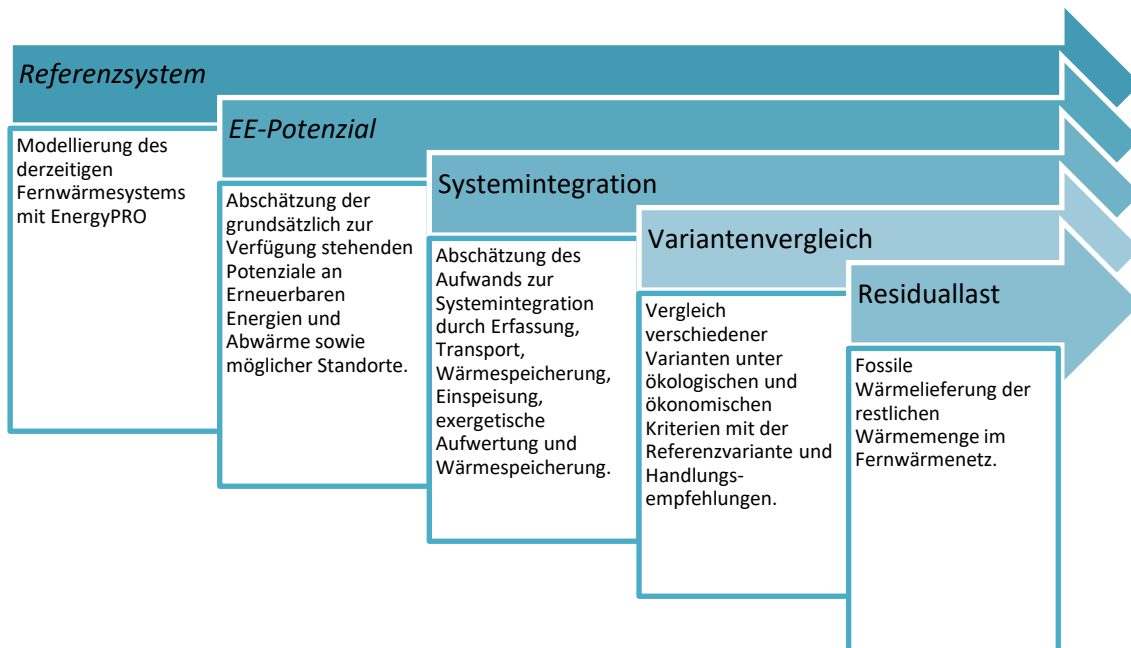


Abbildung 1: Untersuchungsmethodik bei der Erarbeitung der kurzfristigen Handlungsoptionen

In einem ersten Schritt wird das bestehende Hamburger Fernwärmeversorgungssystem als Referenzsystem modelliert. Dies betrifft die bisherige Erzeugungsstruktur, wie auch die vorhandenen Netzparameter und das Lastprofil der Wärmeabnahme.

Diese Modellierung dient dann als Referenzsystem gegenüber den späteren Varianten mit unterschiedlichen Anteilen an Erneuerbaren Energien und Abwärme. Zielgröße ist hier der Ersatz der bisher vom HKW Wedel gelieferten Fernwärmearbeit im Jahresverlauf.

Die Modellierung erfolgt über das Simulationsprogramm EnergyPRO, ein Modellierungswerkzeug zur techno-ökonomischen Laufzeitsimulation von Energiesystemen mit unterschiedlichen Erzeugerparcs, das von EMD International aus Aalborg entwickelt wurde. Es ermöglicht die Optimierung des Energiesystems unter Berücksichtigung externer Faktoren wie z.B. Erdgas- und Kohlepreisen, Wetterdaten oder Börsenstrompreisen auf Stundenbasis. Dieses Modellierungswerkzeug wird seit mehr als 20 Jahren von verschiedenen Akteuren wie Energieunternehmen, Beratungsfirmen, Forschungseinrichtungen, Anlagenherstellern sowie Betreibern genutzt.

In einem zweiten Schritt werden die grundsätzlich zur Verfügung stehenden Potenziale an Erneuerbaren Energien und Abwärme abgeschätzt. Dabei wird teilweise auf bereits bestehende Potenzialstudien abgestellt; in einigen Segmenten wurden eigene Recherchen angestellt. Dies betrifft etwa die Abschätzung der zur Verfügung stehenden Potenziale an industrieller Abwärme.

Hierbei handelt es sich zunächst um theoretisch verfügbare Wärmepotenziale und deren regionale Verortung, die dann bei der weiteren Betrachtung auf das tatsächlich ökologisch und ökonomisch erschließbare Potenzial korrigiert werden.

Dazu wird in einem dritten Schritt der jeweilig notwendige Aufwand zur Systemintegration in das Hamburger Fernwärmenetz abgeschätzt. Dies betrifft z.B. den Transport der Wärmemenge vom Ort des Dargebots bis zum Ort der Einspeisung, wie auch Maßnahmen zur Erfassung und Ableitung der Wärme oder ggfls. notwendige Wärmespeicherung.

Im nächsten Schritt erfolgen dann ein Vergleich unterschiedlicher Varianten und deren Bewertung anhand der in der Aufgabenstellung fixierten Prämissen. Der Variantenvergleich erfolgt wiederum mittels des Simulationsprogramms EnergyPRO sowie weiterer Auswertungen z.B. zur Klimafreundlichkeit oder der Entwicklungsoffenheit gegenüber sich verändernden energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Als Ergebnis des Variantenvergleichs werden konkrete Handlungsempfehlungen formuliert.

Für die Lieferung der erforderlichen Residuallast und die Herstellung der Versorgungssicherheit ist mittelfristig neben den Erneuerbaren Energien und Abwärme der Einsatz fossiler Energieträger nötig. Hierzu werden die notwendigen Wärmemengen unter Einsatz vorhandener und ggfls. neu zu errichtender Erzeugungsanlagen bestimmt.

Erarbeitung kurzfristiger Handlungsoptionen (Ersatz Wedel)

Es werden kurzfristig umsetzbare Handlungsoptionen im Zuge des Ersatzes des HKW Wedel zur Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien und Industrieller Abwärme erarbeitet. Dabei wird insbesondere der westliche Teil des Fernwärmenetzes betrachtet.

Ziel ist die Erarbeitung eines konkreten Handlungsvorschlages für eine „Ersatzlösung Wedel“ und dessen Bewertung auf der Grundlage folgender Kriterien:

- Klima- und Umweltverträglichkeit
- Wärmegestehungskosten, Auswirkung auf den Wärmepreis
- Finanzielle Chancen und Risiken für FHH und Wärmegesellschaft
- Aufbau dezentraler Erzeugungsstrukturen sowie Einbindung in die bestehende Erzeugungsstruktur
- Auswirkungen auf die Entwicklung der Fernwärme und die Entwicklungsoffenheit im Hinblick auf die langfristigen Ziele für die Wärmeversorgung

Die real umsetzbaren Handlungsoptionen zur Einbindung von Wärmeströmen aus Erneuerbaren Energien und Abwärme ergeben sich einerseits aus den zur Verfügung stehenden oder verfügbar gemachten Wärmepotenzialen und andererseits aus den notwendigen Maßnahmen zur Systemintegration dieser Wärmeströme unter Beachtung der jeweils vorliegenden Wärmelast im Jahresverlauf.

Die notwendigen Maßnahmen zur Systemintegration sind sehr vielfältig in Bezug auf die unterschiedlichen Energiequellen und können die Wärmegestehungskosten stark beeinflussen.

Langfristige Transformationsstrategie

Die Umstellung der Fernwärme in Hamburg auf eine zukunftsorientierte Versorgungsstrategie muss vorausschauend angelegt sein. Langfristiges Ziel der Umstrukturierung im Hamburger Fernwärmenetz ist die Transformation zu erneuerbaren Energien.

Für die langfristigen Handlungsoptionen (bis 2050) werden die wesentlichen Elemente einer Transformationsstrategie der Hamburger Fernwärmeversorgung hin zu Erneuerbaren Energien entwickelt. Dies betrifft die grundsätzlichen politischen Leitlinien für eine Langfriststrategie, eine Abschätzung der langfristig erschließbaren Potenziale an Erneuerbaren Energien und Abwärme wie auch die notwendigen Umsetzungsinstrumente.

Dieses Ziel ist jedoch aus ökonomischen Gründen und wegen der begrenzten Verfügbarkeit erneuerbarer Energieträger nur sukzessive und bei parallel statt findender Verbesserung der Energieeffizienz zu erreichen.

Ziel der Erarbeitung einer Transformationsstrategie ist Darstellung von langfristig realisierbaren Handlungsmöglichkeiten (im Zeitraum bis 2050) zur drastischen Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien und Abwärme im gesamten Fernwärmenetz.

Wir verstehen die Transformationsstrategie als einen übergeordneten Handlungsrahmen, der es der FHH ermöglicht, den notwendigen technisch-ökologischen Strukturwandel im Hamburger Fernwärmesystem zu initiieren und steuern zu können.

C Referenzsystem und Rahmenbedingungen

Im Folgenden wird der Status Quo des Hamburger Fernwärmesystems zum besseren Verständnis der zu entwickelnden Handlungsoptionen mit seinen wesentlichen Eigenschaften auch in Bezug auf die bereits heute bestehende Integration Erneuerbarer Energien und Abwärme dargestellt.

Als Vergleichsmaßstab für die später zu betrachtenden Varianten mit unterschiedlichen Anteilen an Erneuerbaren Energien und Abwärme wird anschließend das bestehende Hamburger Fernwärmeversorgungssystem in einem Simulationsprogramm rechnerisch modelliert.

Darüber hinaus werden Annahmen für die zukünftige Entwicklung energiewirtschaftlicher Rahmenbedingungen (z.B.: Brennstoffpreise, Strompreise, CO₂-Preise) getroffen.

1. Status Quo des Hamburger Fernwärmesystems

Versorgungsgebiet und Wärmeabsatz

Das Versorgungsgebiet der Vattenfall Wärme Hamburg GmbH umfasst das historisch gewachsene Fernwärmenetz im innerstädtischen Kerngebiet sowie einige periphere Inselnetze, etwa in Allermöhe und Burgwedel-Schnelsen. Insgesamt beträgt die Netzlänge etwa 830 km.



Abbildung 2: Netzkarte des VWH-Fernwärmenetzes Hamburg (Ausschnitt)¹

Etwa 17 km des Netzes sind Dampfleitungen (in der Abbildung rot gekennzeichnet), die aufgrund der hohen Instandhaltungskosten sukzessiv zurück gebaut werden. Die

¹ https://www.vattenfall.de/de/file/vwh-netzkarte-hamburg.pdf_94855750.pdf, Abruf am 13.9.2016

Einbindung in das städtische Heizwasser-Fernwärmesystem erfolgt über Wärmeumformstationen. Teil des Netzgebietes der Vattenfall Hamburg Wärme GmbH ist auch ein Dampfnetz, das Industriebetriebe im Hafen versorgt und durch die Müllverbrennungsanlage Rugenberger Damm (MVR) gespeist wird.

Der Wärmeabsatz der VWH an Kunden beträgt etwa 4.200 GWh/a und schwankt mit den jährlichen Witterungsverhältnissen. Insgesamt werden nach Angaben der VWH aktuell etwa 470.000 Wohn- bzw. Nutzeinheiten mit Fernwärme versorgt², diese Zahl beinhaltet jedoch nicht nur Wohnungen privater Haushalte, sondern auch Lieferungen an gewerbliche und industrielle Abnehmer.

Etwa 52% der Hamburger Fernwärme wird an private Haushalte abgesetzt, 43% gehen an gewerbliche Abnehmer (hierin eingeschlossen sind auch die Gebäude der FHH) und etwa 5% der Fernwärme geht an industrielle Kunden.³

Durch die hohe Wärmedichte im Stadtgebiet ergibt sich ein Leistungswert von 4,0 MW je km Trasse⁴. Dies ist der höchste Wert im Bundesländervergleich. Die hohe Wärmelinien-dichte führt auch dazu, dass die thermischen Netzverluste mit etwa 11% im bundesweiten Vergleich relativ niedrig ausfallen. Damit liegen gute Voraussetzungen für eine kostengünstige und effiziente Fernwärmeversorgung vor.

Etwa 22% des Wärme-Endenergiebedarfs wird in Hamburg durch die verschiedenen Fernwärmeanbieter insgesamt gedeckt. Davon trägt die VWH einen maßgeblichen Anteil von etwa 82%.⁵

² <https://www.vattenfall.de/de/geschaeftskunden-waerme-hamburg-erzeugung.htm>, Abruf 14.9.2016

³ Energiebilanz und CO₂-Bilanzen für Hamburg 2013, Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, Februar 2016

⁴ AGFW-Hauptbericht 2014, Frankfurt, Juli 2015

⁵ Bürgerschaftsdrucksache der Freien und Hansestadt Hamburg 20/11772 vom 12.5.2014

Wärmeerzeugung

Für die Wärmeerzeugung im Fernwärmenetz werden eigene Anlagen der VWH eingesetzt und zusätzlich Wärme von Dritten angekauft (MVB/AVG). Der weit überwiegende Teil der Wärmeerzeugung findet an den Standorten Tiefstack im Hamburger Südosten und Wedel im Westen statt.

Erzeugungsanlagen für das zentrale Fernwärmenetz der VWH	Erzeugungsanlagen für Inselnetze der VWH
Heizkraftwerk Wedel Heizkraftwerk Tiefstack GuD Tiefstack Heizwerk Hafencity Müllverbrennungsanlage MVB Sondermüllverbrennung AVG Heizwerk Barmbek Heizwerk Eppendorf E-Kessel Karoline	Müllverbrennungsanlage MVR BHKW Allermöhe BHKW Burgwedel-Schnelsen Heizwerk Max-Tau-Straße

Tabelle 1: Übersicht der wesentlichen Wärmeerzeugungsanlagen

Die beiden auf Steinkohle basierenden Heizkraftwerke an den Standorten Wedel und Tiefstack tragen gemeinsam mehr als 60 % der benötigten Fernwärmearbeit.

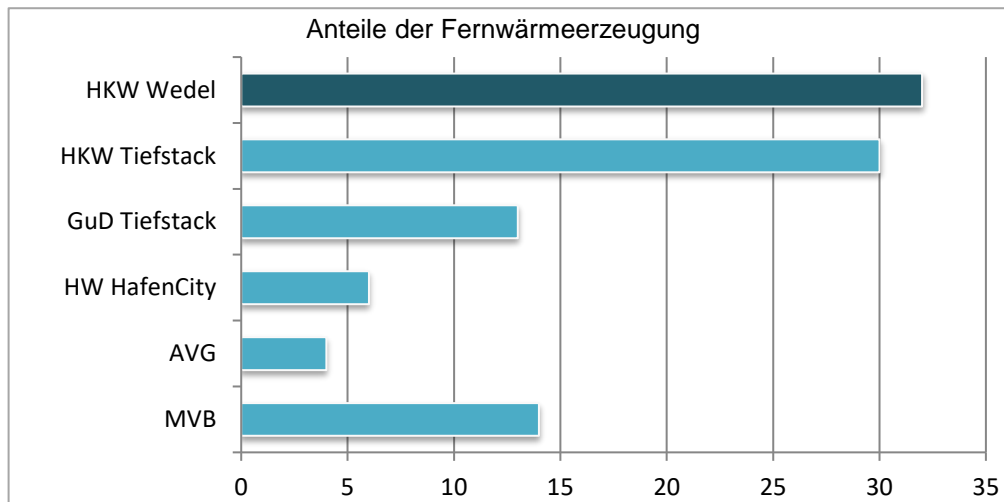


Abbildung 3: Anteile der Erzeugungsanlagen im zentralen Fernwärmenetz

2. Systemmodellierung

Das bisherige Fernwärmesystem wird anhand einer System-Modellierung abgebildet. Die Modellierung betrifft die bisherige Erzeugungsstruktur, die vorhandenen Netzparameter und das Lastprofil der Wärmeabnahme. Schwerpunkt ist dabei der westliche Versorgungsstrang. Zielgröße ist hier der Ersatz der bisher vom HKW Wedel gelieferten Fernwärmearbeit im Jahresverlauf.

Die Modellierung erfolgt über das Simulationsprogramm EnergyPRO, ein Modellierungswerkzeug zur techno-ökonomischen Laufzeitsimulation von Energiesystemen mit unterschiedlichen Erzeugerparks. Es ermöglicht die Optimierung des Energiesystems unter Berücksichtigung externer Faktoren wie z.B. Wetterdaten oder Börsenstrompreisen auf Stundenbasis. Die verschiedenen Faktoren des finanziellen und energetischen Aufwands bei der Erzeugung und die Erlösstrukturen gehen in die Systemmodellierung ein.

Die verwendete Modellierung mit Hilfe des Programms EnergyPRO ist allerdings nicht geeignet, die hydraulischen Gegebenheiten im Hamburger Fernwärmenetz abzubilden. Für diesen Zweck müsste eine aufwändige Datenermittlung z.B. zu den in den jeweiligen Teilsträngen vorliegenden Rohrdurchmessern und Volumenströmen erfolgen. Die ist ohne eine tief greifende Mitwirkung des Netzbetreibers VWH nicht möglich.

Die Grunddaten zur Modellierung wurden – soweit möglich – mit den Annahmen im BET-Gutachten und durch Rückkopplung mit der VWH abgeglichen.

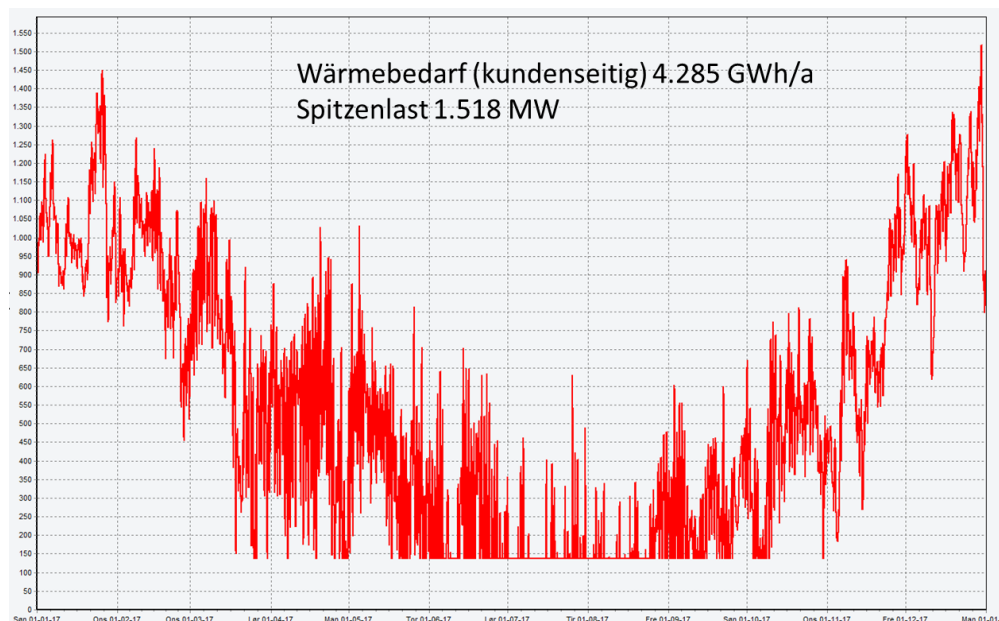


Abbildung 4: Modellierter Wärmelastverlauf im Fernwärmenetz Hamburg

Die vorstehende Abbildung zeigt den modellierten jährlichen Wärmelastverlauf im betrachteten Fernwärmesystem. Es wird ein kundenseitiger Wärmeabsatz von 4.285 GWh Wärme zugrunde gelegt. Die rechnerische Spitzenlast beträgt 1.518 MW. Bei einem angenommenen thermischen Netzverlust von 11% wird von den Erzeugungsanlagen eine Fernwärmearbeit von 4.815 GWh jährlich in das Netz eingespeist.

Die witterungsunabhängige Grundlast wird mit 150 MW angesetzt. Diese wird in erster Linie durch den kundenseitigen Warmwasserbedarf determiniert und bestimmt auch die sommerliche Wärmelast.

Für die Modellierung des Systems werden alle vorhandenen Erzeugungsanlagen mit ihren jeweiligen betrieblichen Aufwendungen und Erlösen aus Strom- und Wärmeverkauf berücksichtigt. Fehlende Daten (z.B. zum Personalaufwand) werden auf der Grundlage von Literaturangaben und eigenen Datenbanken abgeschätzt.

Die Einsatzzeiten der verschiedenen Erzeugungsanlagen werden bei der Modellierung so gewählt, dass die jeweils kostengünstigsten Anlagen mit den geringsten variablen Kosten für die Erzeugung der jeweiligen Wärmelast eingesetzt werden. Dabei werden im Fall von bei KWK-Anlagen die möglichen Stromerlöse über die realen stündlichen Börsenstrompreise (EPEX) des Vorjahres 2015 mit berücksichtigt. Die daraus resultierende Betriebsstrategie zeigt das folgende Diagramm:

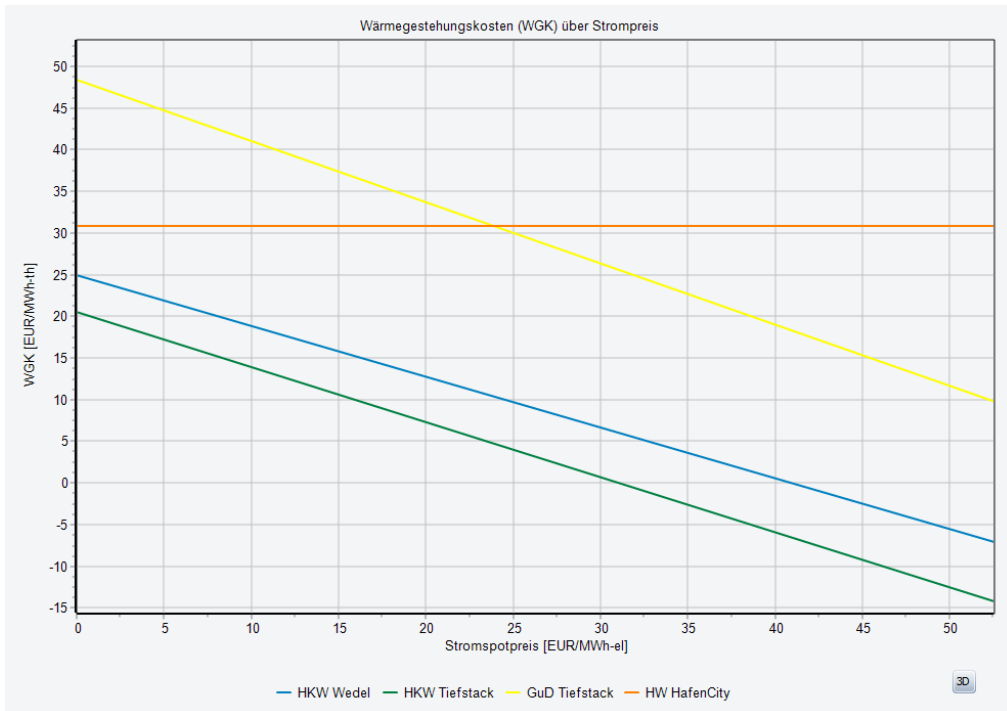


Abbildung 5: Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit vom Börsenstrompreis

Die Analyse der variablen Wärmegestehungskosten im heute bestehenden Fernwärmesystem zeigt, dass die beiden Kohle-HKW Wedel und Tiefstack die geringsten Wärmekosten aufweisen. Die Höhe der Wärmegestehungskosten wird dabei nach der Wärmerestkostenmethode ermittelt, d.h. sie ist abhängig von den jeweiligen Stromerlösen des Stromspotmarktes.

Die GuD-Anlage in Tiefstack ist bei einem Börsenstrompreis < 25 EUR je MWh spezifisch teurer als der Einsatz des Gas-Heizwerkes Hafen-City. Hierbei ist zu beachten, dass gegenüber früheren Jahren die KWK-Zulage durch Auslaufen des Förderzeitraums bei der GuD-Anlage Tiefstack nun nicht mehr zum Ansatz kommt. Fixe Kosten wie z.B. die Abzinsung von Investitionen oder Personalkosten werden für die Festlegung der Betriebsstrategie nicht berücksichtigt.

Im Ergebnis führt die kostenoptimierte Betriebsstrategie zu dem folgenden Einsatzschema, dargestellt in der nach Betriebsstunden geordneten Jahresdauerlinie:

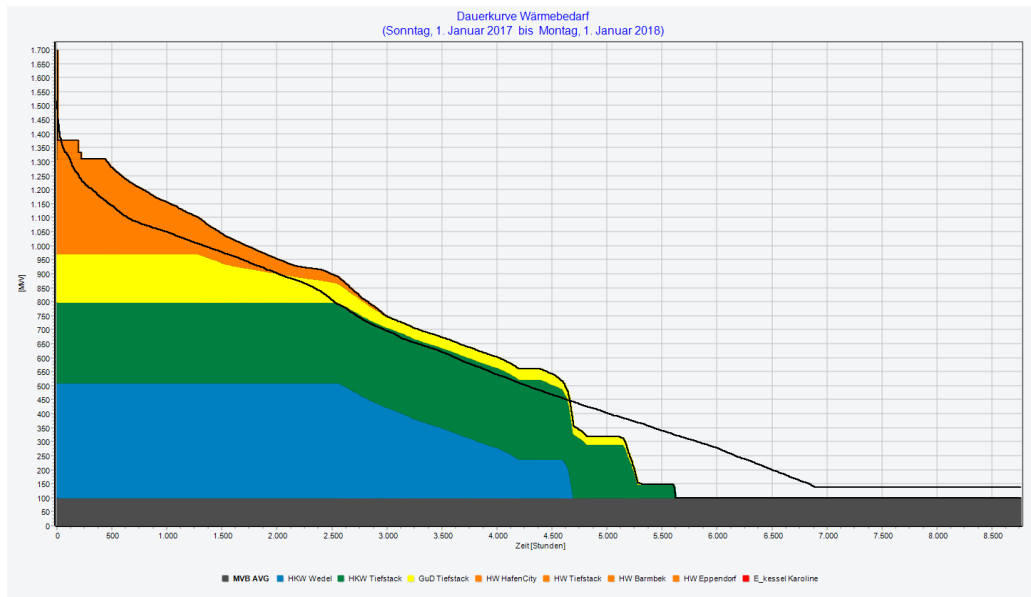


Abbildung 6: Jahresdauerlinie des heutigen Fernwärmesystems

3. Energiewirtschaftliche Rahmendaten

Die Investitionen in Energieerzeugungsanlagen und Fernwärmeleitungen sind langfristig angelegt und haben entsprechend lange Refinanzierungszeiträume. Für die ökonomische Beurteilung der Investitionen sind daher Annahmen zu der künftigen Entwicklung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen notwendig.

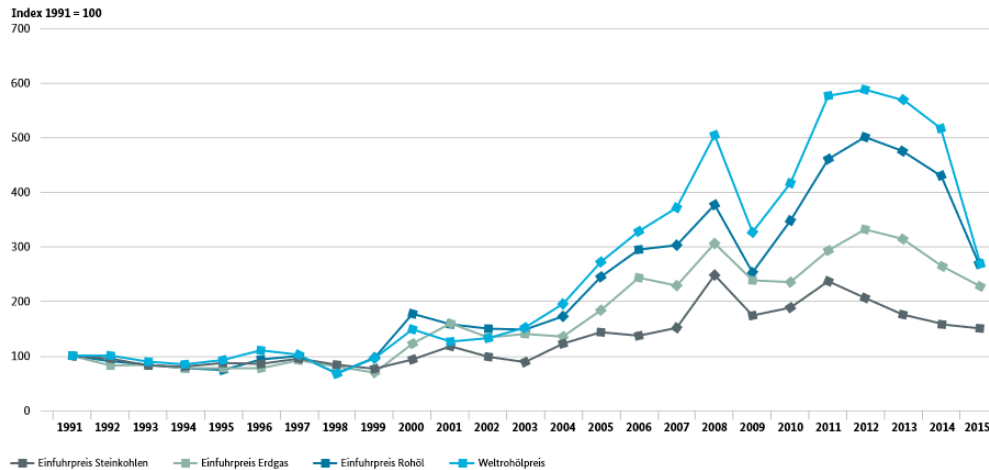
Dies betrifft u.a.

- die langfristige Entwicklung der Brennstoffpreise
- die Entwicklung der Vermarktungserlöse über die Strombörse bei KWK-Anlagen und
- die Preisentwicklung bei CO₂-Emissionszertifikaten.

Neben den Brennstoffpreisen und der Entwicklung des Strommarktes hat die künftige Energiepolitik auf den verschiedenen Ebenen einen ebenso großen, wenn nicht noch größeren Einfluss. Der Energiemarkt ist stark abhängig von den regulatorischen Rahmenbedingungen. Änderungen im Förderregime und der Energiebesteuerung können erhebliche Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit energiewirtschaftlicher Investitionen haben.

Beide Prognosen für die Zukunft – die Entwicklung der Marktpreise wie auch die Entwicklung der regulatorischen Rahmenbedingungen - sind mit erheblichen Unsicherheiten belastet. Auch Preis- und Marktszenarien renommierter Institute waren in der Nachschau oft weitgehend falsch.

34. Entwicklung von Weltrohöl- und Einfuhrpreisen in Deutschland



Quellen: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), Mineralölwirtschaftsverband (MWW)

Abbildung 7: Preisentwicklung fossiler Brennstoffe 1991-2015⁶

Die deutliche bis drastische Reduzierung der Einfuhrpreise in den letzten Jahren für Rohöl, Erdgas und Kohle waren in den meisten energiepolitischen Zukunftsszenarien nicht prognostiziert worden. Im Gegenteil wurden hier steigende Marktpreise für fossile Brennstoffe vorausgesetzt.

Ordnungspolitische Lenkung des fossilen Brennstoffverbrauchs erscheint wahrscheinlich.

Selbst wenn für die nächsten Jahre wieder eine moderat steigende Entwicklung bei den fossilen Brennstoffpreisen eintreten sollte, so ist doch die Lenkungswirkung der Preise hin zu Erneuerbaren Energien deutlich zu niedrig und reicht als Treiber für eine Transformation nicht aus.

Da die Preissignale nicht ausreichen, werden ordnungspolitische Instrumente wie eine CO₂-Steuer oder ähnliche Regularien immer wahrscheinlicher. Im Wärmesektor werden die Klimaschutzziele ohne einen massiven Umstieg auf erneuerbare Energien nicht erreicht werden können.

Die Bundesregierung nimmt die Einhaltung der Klimaschutz-Ziele politisch ernst und will innerhalb der EU eine Vorreiter-Rolle beim Klimaschutz einnehmen. Insbesondere die langfristigen Ziele bis 2050 mit der Senkung der Treibhausgas-Emissionen bis 2050 um 80% - 95% sind dabei eine erhebliche Herausforderung. In jedem Fall ist dafür ein starker Zuwachs an Erneuerbaren Energien im Wärmesektor erforderlich. Langfristig ist ein Verzicht auf den Einsatz fossiler Brennstoffe erforderlich.

⁶ BMWi Energiedaten Gesamtausgabe Mai 2016

Eine ebenso rasante Entwicklung in den letzten Jahren zeigen die Preise an der Strombörse. Durch den starken Zuwachs an Erneuerbarem Strom ohne Grenzkosten aus Windkraft und Photovoltaik sind die Strompreise stark gesunken.

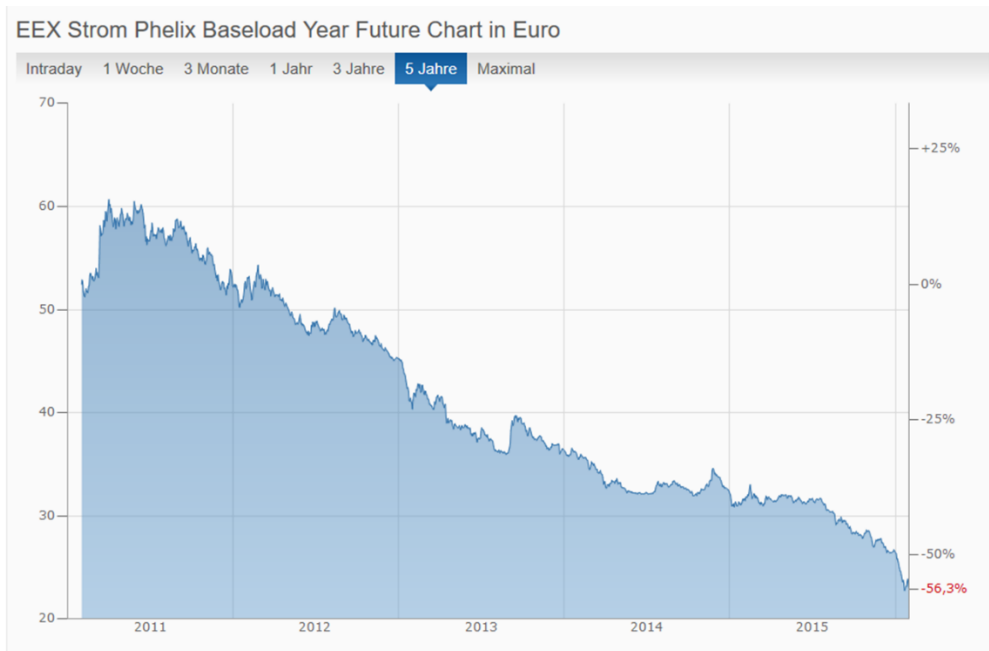


Abbildung 8: Entwicklung Börsenstrompreis EEX Phelix Baseload Year Future bis Ende 2015⁷

Ökonomische Situation der KWK

Die Entwicklungen auf dem Strommarkt und bei den Brennstoffpreisen haben auch erhebliche Auswirkungen auf die ökonomische Situation bei der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), die heute die Erzeugungsanlagen in der Fernwärmeversorgung und die Investitionsstrategie der Fernwärmeversorger dominiert. Auch das Erzeugungsportfolio der VWH hat einen großen Anteil an KWK.

Durch Einspeisung von KWK-Strom konnten in den vergangenen Jahren attraktive Erlöse erzielt werden. Dieses Geschäftsmodell gerät jedoch an seine Grenzen. Durch den Preisdruck an der Strombörse sind neue Investitionen in KWK oft nicht wirtschaftlich.

⁷ <http://www.finanzen.net/rohstoffe/eex-strom-phelix-baseload-year-future/Chart>



Abbildung 9: Ökonomische Situation der stromgeführten KWK⁸

Die Abbildung zeigt, dass die KWK auf Basis Erdgas in den letzten Jahren ökonomisch nicht mehr rentabel ist. Dies wird ausgedrückt durch den sog. COGIX-Index.⁹ Nur KWK-Anlagen mit der klimaschädlichen Kohle sind derzeit rentabel.

Die Primärenergieeinsparung der KWK gegenüber einer getrennten Erzeugung von Strom und Wärme von etwa 10-20% reicht nicht aus, um die höheren Kosten bei der Investition und dem Betrieb der Anlagen zu decken. Klimaschutzeffekt und Laufzeiten der KWK-Anlagen werden sich mit steigendem EE-Strom weiter verringern.

Eine Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlagen kann im Regelfall nur durch die Förderung nach dem KWKG erzielt werden. Dabei ist jedoch zu beachten, dass die Zahlung dieser Zulage meist auf 30.000 Betriebsstunden begrenzt ist und dies bei weitem nicht die technische Lebensdauer der Anlage abdeckt.

Das novellierte KWKG 2016 ist zwar vor kurzem durch die EU-Kommission notifiziert worden, jedoch ist der weitere Fortgang der KWK-Förderung in Deutschland über das Jahr 2022 hinaus ungewiss.

Die bisherige Rolle der KWK im Wärmesystem wird sich verändern müssen. Der rasante Zubau an Erneuerbarer Energie (Wind/ PV) ändert die Rahmenbedingungen im Strommarkt grundlegend. Das Dargebot an EE-Strom ohne Grenzkosten senkt die Börsenstrompreise nachhaltig. Eine „Erholung“ des Strompreises ist nicht in Sicht.

Strom wird dadurch künftig vermehrt in den Wärmemarkt drängen (Wärmepumpen/Direktstrom). Die Stromproduktion korreliert nicht immer mit der Stromlast. Bei weiter wachsendem Zubau an erneuerbarer Stromproduktion wird sich die Verwendung im Wärmesektor erhöhen. Dies gilt besonders für Schleswig-Holstein.

⁸ Grafik: Öko-Institut

⁹ Der COGIX (COGeneration Index) ist ein Wirtschaftlichkeitsindikator für KWK-Anlagen, die am Strommarkt agieren. Ähnlich wie beim Spark-Spread-Konzept, bzw. dem Green Spark Spread incl. CO₂-Emissionskosten, wird ein Deckungsbeitrag aus Stromerlösen und Kosten für Brennstoff incl. CO₂-Emissionen berechnet. Zusätzlich werden beim COGIX auch noch die Wärmeerlöse der KWK-Anlage betrachtet.

KWK-Anlagen müssen flexibel zu den Zeitpunkten Strom produzieren, in denen das Dargebot aus erneuerbaren Energien gering ist. Wärmegeführte Fahrweisen sind wenig systemdienlich und werden unwirtschaftlich. Die Jahres-Betriebsstunden der Anlagen werden deutlich sinken. Diese Entwicklung ist in Dänemark mit einem deutlich höheren Anteil an Windstrom deutlich zu sehen.

Die Erzeugung von Wärme über KWK-Anlagen birgt somit Unsicherheiten Neben den Preisrisiken des Brennstoffes sind auch die langfristigen Vermarktungserlöse des Stroms unsicher.

Eine (anteilige) brennstoffunabhängige Erzeugung erhöht die Kostensicherheit Wird eine Erzeugungstechnologie integriert, die keine Brennstoffkosten aufweist (wie etwa die Solarthermie) bemessen sich deren Erzeugungskosten hauptsächlich an der Anlageninvestition. Dies ist langfristig gut kalkulierbar.

Im Rahmen dieser Untersuchung liegt der Fokus somit auf der Integration Erneuerbarer Energien und Abwärme, wodurch die kaum kalkulierbaren Preisrisiken bei der Brennstoffbeschaffung und der Stromvermarktung so weit als möglich vermieden werden sollen.

Die bei den Berechnungen getroffenen Annahmen sind im Kapitel F 1 dargestellt.

D Technologiespezifische Potenziale und deren Systemintegration

Nachfolgend werden die unterschiedlichen Möglichkeiten des Dargebots von Wärme auf Basis Erneuerbarer Energien sowie der Nutzung von industrieller und gewerblicher Abwärme dargestellt. Dies betrifft u.a. die Marktverfügbarkeit der Energiequellen, deren erschließbare Potenziale und ein Grobscreening möglicher Standorte. Darüber hinaus werden die erforderlichen Aufwendungen für die Systemintegration der EE-Wärmequellen in das bestehende Hamburger Fernwärmesystem betrachtet.

Potenzialanalyse

Im Rahmen dieses Gutachtens kann keine detaillierte Untersuchung aller denkbaren Potenziale an Erneuerbaren Energien und Abwärme erfolgen, die für die Nutzung im Hamburger Fernwärmesystem möglich und sinnvoll erscheinen. Dies würde weit über den vereinbarten Leistungsumfang hinausgehen. Zudem liegen bereits für verschiedene Energieträger teils detaillierte räumliche Potenzialanalysen vor.

Daher wird im Rahmen der Untersuchung im Wesentlichen auf bereits bestehende Potenzialuntersuchungen für die unterschiedlichen Energieträger in Hamburg und der Metropolregion Hamburg zurückgegriffen. Darüber hinaus werden Analogieschlüsse zu bereits erfolgten Untersuchungen anderer vergleichbarer Kommunen gezogen und in Teilbereich eigene Recherchen angestellt.

Ein wichtiges Kriterium bei der Potenzialanalyse ist die Festlegung der räumlichen Abgrenzung des Betrachtungsbereiches. Die Betrachtung der Potenziale in den Grenzen des Hamburger Landesgebietes allein erscheint nicht sinnvoll. Ähnlich wie bei der Versorgung mit Lebensmitteln wird es kaum möglich und sinnvoll sein, eine autarke räumliche Energieversorgung in den Stadtgrenzen zu etablieren. Eine Großstadt wie Hamburg wird immer mindestens auf die umgebenden Landkreise zur Deckung der Erfordernisse angewiesen sein. Eine Ausweitung der Potenzialbetrachtung auf die Metropolregion erscheint daher angemessen.

Weiterhin sollten die Anforderungen an die Regionalität der Nutzung erneuerbarer Energiequellen vor dem Hintergrund der heute existierenden Wärmeversorgung der Stadt betrachtet werden, die sich zu mehr als 80% auf internationale Energieimporte fossiler Energieträger stützt. Eine autarke Wärmeversorgung Hamburgs auf der Grundlage fossiler Brennstoffe wäre selbst bei Betrachtung der Metropolregion Hamburg nicht denkbar.

Bei der Analyse des Potenzials an Erneuerbaren Energien und Abwärme kommen verschiedene Kriterien zur Anwendung, die das Potenzial eingrenzen. Hieraus ergeben sich dann jeweils die folgenden Potenziale:

- theoretisch erschließbares Potenzial
- technisch umsetzbares Potenzial
- nachhaltig verfügbares Potenzial
- wirtschaftlich machbares Potenzial

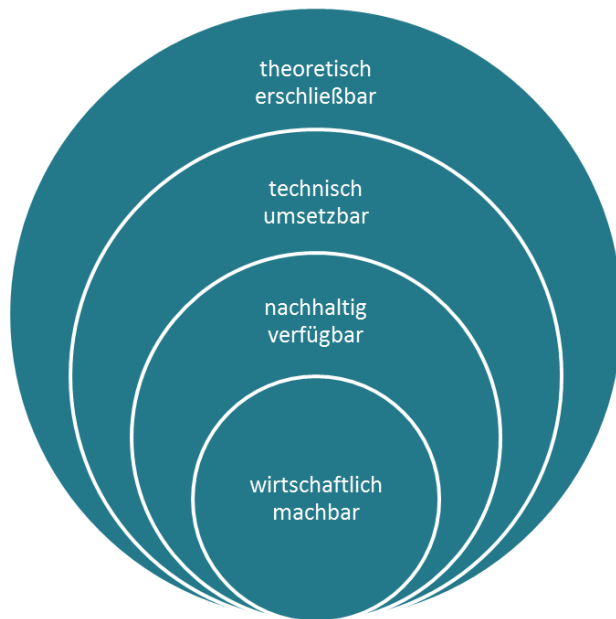


Abbildung 10: Eingrenzung der Potenziale

- Das **theoretisch erschließbare** Potenzial beschreibt das physikalisch nutzbare Energieangebot eines Energieträgers im Betrachtungsgebiet, das in einem bestimmten Zeitraum nutzbar wäre.
- Das **technisch umsetzbare** Potenzial, beschreibt den Anteil des theoretischen Potenzials, das technisch und unter den geltenden gesetzlichen Rahmenbedingungen nutzbar ist.
- Davon gilt es, das **nachhaltig verfügbare** Potenzial zu unterscheiden. Dieses berücksichtigt den Anteil des technischen Potenzials, der unter Berücksichtigung von Natur-, Landschafts- und Ressourcenschutz verwendet werden kann.
- Das **wirtschaftlich machbare** Potenzial ergibt sich aus den ökonomischen Anforderungen des Marktes. So können hier für die Wärmeversorgung nur diejenigen Energiequellen und Nutzungspfade zum Einsatz kommen, die gegenüber der fossilen Wärmeerzeugung nicht zu wesentlich höheren Kosten bei Wirtschaft und Verbrauchern führen.

Systemintegration

Die Nutzbarmachung der Potenziale aus Erneuerbaren Energien in die bestehende Fernwärmeversorgung erfordert je nach Wärmequelle einen unterschiedlichen technologischen und wirtschaftlichen Aufwand. Dieser Aufwand kann letztlich dazu führen, dass die Integration möglicher Potenziale in das Fernwärmesystem aus wirtschaftlichen Gründen nicht umgesetzt werden kann.

Dies betrifft ggfls. folgende Sachverhalte:

- **Wärmeerzeugung und Wärmeerfassung**

Je nach Wärmequelle ist die Wärmeerzeugung bzw. Wärmeerfassung sehr unterschiedlich gestaltet. Die Wärmeerzeugung aus Biomasse ist dabei im Gegensatz zu den anderen aufgeführten Erneuerbaren Energien und Abwärmequellen recht ähnlich zu der Anwendung fossiler Brennstoffe. Die biogenen Brennstoffe können auf einfache Weise zum Ort der Erzeugung transportiert und dort in üblichen Heizwerken, Heizkraftwerken oder BHKWs eingesetzt werden. Dagegen ist die Wärmeerzeugung und –erfassung aus industrieller Abwärme, Umweltwärme oder Geothermie deutlich anspruchsvoller.

- **Wärmetransport**

Um Erneuerbare Energien und Abwärme im Fernwärmesystem nutzen zu können, sind teilweise größere Entfernungen zwischen dem Ort der Wärmequelle und der Einspeisung in das Fernwärmenetz zu überbrücken. Diese Problematik trifft in besonderem Maß für die Integration von industrieller Abwärme zu, deren Wärmequellen in Hamburg im Wesentlichen im Hafengebiet liegen. Die theoretischen Potenziale an industrieller Abwärme dürften nach bisherigen Schätzungen erheblich sein. Jedoch ist dort kein Fernwärmenetz vorhanden und ein Wärmetransport über größere Entfernungen notwendig.

- **Exergetische Aufwertung**

Mit dem Begriff der „Exergie“ wird die Arbeitsfähigkeit der betrachteten Energiequelle bezeichnet. Bei Niedertemperaturwärmequellen ist die Temperatur der Wärmequelle oft tiefer als die geforderte Temperatur im Wärmenetz und muss daher erhöht („exergetisch aufgewertet“) werden. In vielen Fällen werden dazu Wärmepumpen oder Kombinationen aus Wärmepumpen und Kesseltechnologien verwendet. Je nach primärer Wärmequelle der Wärmepumpe und technischer Ausführung können zusätzlich nachgeschaltete thermische Prozesse notwendig sein, um das geforderte Temperaturniveau zur Einspeisung in das Wärmenetz zu erreichen.

- **Wärmeeinspeisung, Wärmedurchleitung**

Wärme in eine leitungsgebundene Wärmeversorgung einzubinden, ist grundsätzlich technisch anspruchsvoller als die Einbindung von Strom in ein Stromverteilnetz. Der Wärmetransport im Netz basiert auf der durch Pumpen erzeugten Strömung, die nur in kleinerem Umfang variiert werden kann. Zusätzlich sind die Exergie der Wärme und damit das Temperaturniveau zu beachten. Die Einspeisung von Wärmemengen in das bestehende Fernwärmesystem unterliegt zudem hydraulischen Restriktionen. Nicht jeder Punkt im Fernwärmesystem ist für die dezentrale Einspeisung größerer Wärmemengen geeignet.

■ Wärmespeicherung

Der Aufbau zusätzlicher Wärmespeicherkapazitäten ist ein zentrales Element für die Steigerung des Anteils an Erneuerbaren Energien und Abwärme. Das Dargebot an Erneuerbaren Energien und Abwärme korreliert nur unzureichend mit der Wärmelast. Während der höchste Wärmeabsatz in die kalten Wintermonate fällt, konzentriert sich das Angebot an solarer Wärme auf das Sommerhalbjahr. Industrielle und gewerbliche Abwärme wie auch die Wärme aus der Müllverbrennung fällt in der Regel gleichbleibend im Jahresverlauf an. Somit konkurrieren verschiedene Energiequellen und die Deckung der Wärmelasten in den Sommer- und Übergangsmonaten. Auch aus ökonomischer Sicht ist eine ganzjährige Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Wärmepotenziale ein entscheidendes Kriterium. Um eine „Kannibalisierung“ der verschiedenen Energiequellen oder z.B. eine Verdrängung der Wärme aus der Müllverbrennung durch EE-Wärme zu vermeiden, könnten großvolumige Wärmespeicher für die Lastverschiebung zum Einsatz kommen.

Im Folgenden werden einzelne Analysen zu technologiespezifischen Potenzialen angestellt und die notwendigen Maßnahmen zur Systemintegration kursorisch betrachtet. Eine detailliertere Betrachtung dieser Maßnahmen erfolgt dann im Rahmen der später behandelten konkreten Anlagenkonzepte.

1. Biomasse

Die Nutzung von Biomasse ist derzeit im Wärmesektor mit etwa 90% der bei weitem dominierende Energieträger bei den Erneuerbaren Energien. Wegen des begrenzten verfügbaren Potenzials wird ihr relativer Anteil jedoch mittel- und langfristig sinken.

Biomasse ist ein knappes und von vielen Seiten nachgefragtes Gut und erfordert somit eine effiziente Nutzung. Dabei ist zu beachten, dass gegenüber dem unmittelbaren Einsatz von Biomasse als Energieträger die vorherige stoffliche Nutzung von Biomasse (z.B. als Baustoff) in vielen Fällen ökologisch vorteilhafter ist.

Das Biomassepotenzial aus regionaler Produktion ist aufgrund der knappen Anbauflächen in der Metropolregion Hamburg eingeschränkt. Größere freie Potenziale bestehen insbesondere noch bei Grünabfällen und in der Landschaftspflege, sowie im Bereich der Reststoffe. Dazu gehören etwa tierische Exkremente sowie nicht für die Tierfütterung benötigter Grünlandaufwuchs.

Weiterhin könnten auch bisher kaum eingesetzte Substrate herangezogen werden, z. B. leicht vergärbare Reste aus der landwirtschaftlichen Verarbeitung, Bioabfall und nicht holzige Grünabfälle, aber auch schwieriger vergärbare, halmgutartige Reststoffe aus der Landschaftspflege und Stroh.

Auch der Anbau in Form von schnell wachsenden Hölzern (sog. Kurzumtriebsplantagen) könnte zusätzliche Potenziale schaffen. Hier ist die Nutzung von Spülfeldern, Altlastenflächen oder Grenzertragsstandorten denkbar.

Im Rahmen der Potenzialuntersuchung wurde unter dem Gesichtspunkt der Nachhaltigkeit der Fokus auf biologische Reststoffe gelegt. Im Gegensatz zu Energiepflanzen

wie Mais oder Raps stehen diese nicht in Flächen- und Nährstoffkonkurrenz zur Lebensmittelproduktion. Darüber hinaus besteht bei vielen dieser Stoffe derzeit ein ungelöstes Entsorgungsproblem.

Eine genauere Betrachtung erfolgt bei den Biomasse-Energieträgern Stroh, Restholz, Gülle und Gras, die im Rahmen der ersten Potenzialbetrachtung als aussichtsreichste Reststoffe im Raum Hamburg gelten können.

Untersuchungsbasis

Zu den Potenzialen von Biomasse-Reststoffen als Energieträger liegen mehrere aktuelle Studien vor. Diese stellen, basierend auf unterschiedlichen Erhebungsmethoden, die bundesweiten oder regionalen Potenziale der biologischen Reststoffe dar. Die Ergebnisse dieser Studien sind auch für die Bewertung der Potenziale im Großraum Hamburg hilfreich.

Am aktuellsten ist die Studie „Biomassepotenziale von Rest- und Abfallstoffen – Status Quo in Deutschland“, die 2015 von der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) herausgegeben wurde. Sie gibt *bundesweite* theoretische, technische und ungenutzte Potenziale an und stellt den Untersuchungsstand zu verschiedenen Biomasse-Energieträgern dar.

Einen umfassenden Überblick der Biomasse-Potenziale auf *regionaler* Ebene liefert die im Jahr 2010 vom Deutschen Biomasseforschungszentrum (DBFZ) veröffentlichte Studie „Globale und regionale räumliche Verteilung von Biomassepotenzialen“. Sie enthält Potenzialberechnungen für land- und forstwirtschaftliche Biomassen, sowie Reststoffe auf Ebene der Landkreise.

Der „Potenzialatlas Bioenergie in den Bundesländern“ der Agentur für Erneuerbare Energien (AEE) aus dem Jahr 2013 griff diese Studie auf und veröffentlichte die angegebenen Energiepotenziale in kumulierter Form.

Im Großraum Hamburg existieren für die Freie und Hansestadt Hamburg (FHH), das Land Schleswig-Holstein und das Land Mecklenburg-Vorpommern weiterhin eigene Potenzialstudien für die energetische Nutzung der Biomasse. Die Landwirtschaftskammer Hamburg veröffentlichte eine solche Studie schon im Jahr 2009. Das Ministerium für Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume (MLUR) des Landes Schleswig-Holstein veröffentlichte im Jahr 2011 ein entsprechendes Dokument. Für das Land Mecklenburg-Vorpommern wurde vom dortigen Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus im Jahr 2011 der Landesatlas „Erneuerbare Energien Mecklenburg Vorpommern“ veröffentlicht.

Zu den Potenzialen des Energieträgers Stroh existiert durch ein vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit gefördertes Forschungsprojekt eine sehr umfangreiche Datenquelle. Diese wurde im DBFZ Report Nr. 13 „Basisinformationen für eine nachhaltige Nutzung von landwirtschaftlichen Reststoffen zur Bioenergiebereitstellung“ dokumentiert. Der Bericht beinhaltet neben umfassenden Analysen zu den Potenzialen auch Anlagen- und Bereitstellungskonzepte, sowie technisch-ökonomische und ökologische Analysen.

Zu Nutzungskonzepten, Anlagentypen und Geschäftsmodellen sind umfangreiche weitere Quellen verfügbar. Auf diese wird an den entsprechenden Stellen verwiesen. Im Folgenden wird für die Energieträger Restholz, Stroh, Gülle und Gras eine Potenzialbetrachtung durchgeführt.

Potenzialabschätzung

1.1. Restholz

Die Datenlage zu den Potenzialen des Energieträgers Restholz stellt sich sehr gut dar.¹⁰ Im Inland, aber auch global sind die verfügbaren Potenziale durch die Forstwirtschaft sehr gut erfasst. Die ungenutzten Potenziale liegen im Bereich des Waldrestholzes. Während Rinde, Sägenebenprodukte, Altholz und Industrierestholz vollständig stofflich oder energetisch genutzt werden, liegt der ungenutzte Anteil des Nadelwaldrestholzes bei 79%, der Anteil des Laubwaldrestholzes bei 59%. Das bundesweite ungenutzte technische Restholzpotenzial liegt bei 11.884 Mio. t TS, was einem technischen Energiepotenzial von ca. 61 TWh (218 PJ) entspricht.¹¹

Für die Bundesländer der Metropolregion Hamburg gibt der Potenzialatlas der AEE Aufschluss. In diesem Potenzialatlas werden neben dem ungenutzten Restholz auch Potenziale für Altholz, Industrierestholz und ungenutzte Waldzuwächse angegeben. Bei Industrierestholz und Altholz wird allerdings nicht zwischen genutzten und ungenutzten Potenzialen unterschieden.¹² Die Daten basieren auf einer 2010 veröffentlichten Studie des DBFZ.¹³ Aufgrund der bundesweit vollständigen Verwendung von Industrierestholz und Altholz, sind auch in der Metropolregion Hamburg keine weiteren Potenziale anzunehmen.

Desweiteren wurden auch in den Studien zu Energiepotenzialen der Biomasse des MLUR Schleswig-Holstein und der Landwirtschaftskammer Hamburg, sowie im Landesatlas Erneuerbare Energien 2011 des Landes Mecklenburg-Vorpommern (Rest)-Holzpotenziale quantifiziert. Aufgrund der unterschiedlichen Erhebungsmethoden sind die dargestellten Potenziale nicht direkt miteinander vergleichbar.

In Hamburg fallen danach jährlich 50.000 t TM holzartige Biomasse an, die nicht zum Stammholz zählt und daher nicht für die stoffliche Nutzung für die Möbel- oder Spanplattenherstellung nutzbar ist. Etwa 60% davon, 30.000 t TM fallen allein als Restholz im Wohnumfeld und bei der Pflege der Straßenbäume an. Weitere Quellen in Hamburg sind Erholungs- und Sportgebiete, Friedhöfe, Wälder, Knicks und der Obstanbau. Die Studie gibt darüber hinaus an, dass 28.000 t FM (30% Wasseranteil) kurzfristig als Holzhackschnitzel zur Verfügung ständen.¹⁴

In der Studie für Schleswig-Holstein werden die Potenziale des anfallenden Waldholzes und Knickholzes betrachtet. Es wird davon ausgegangen, dass sich der Holzeinschlag im Waldbestand von heute 520.000 Festmeter (FM) pro Jahr auf 720.000 Festmeter (FM) pro Jahr im Jahr 2020 steigert. Weiterhin wurde angenommen, dass sich der Anteil der energetischen Nutzung von 26% auf 30% erhöht. Dabei sollen keine wertvollen Stammhölzer genutzt werden.

¹⁰ DBFZ. Biomassepotenziale von Rest- und Abfallstoffen – Status quo in Deutschland. 2015.

¹¹ DBFZ. Biomassepotenziale von Rest- und Abfallstoffen – Status quo in Deutschland. 2015.

¹² Agentur für Erneuerbare Energien. Potenzialatlas Bioenergie in den Bundesländern. 2013.

¹³ DBFZ. Globale und regionale räumliche Verteilung von Biomassepotenzialen: Anhang I – Regionale Biomassepotenziale. 2010.

¹⁴ projects energy gmbh. Studie zum Biomassepotential in der Freien und Hansestadt Hamburg. 2009. Im Auftrag der Landwirtschaftskammer Hamburg.

Für die energetische Nutzung ergäbe sich damit im Jahr 2020 ein technisches Potenzial von 575 GWh (2,07 PJ) pro Jahr, was ca. 217 GWh (0,78 PJ) pro Jahr mehr als die heutige Nutzung wären.

Das Potenzial des Knickholzes wurde aufgrund der Knicklängen und des durchschnittlichen Ertrags berechnet. Die Länge der Knicks in Schleswig-Holstein beträgt 68.000 km, wovon theoretisch 45.500 km nutzbar wären. Bei einem Pflegeurnus von 12 Jahren geht die Studie von einem theoretischen energetischen Potenzial von ca. 555 GWh (2 PJ) pro Jahr aus. Das Potenzial an Knick-Restholz entlang der Straßen in Schleswig-Holstein wird derzeit über eine Roboter-Befliegung näher analysiert.¹⁵

Erschwerend bei der Nutzung des Knickholzes ist die fehlende Sammelinfrastruktur. In einzelnen Landkreisen wird derzeit ein Knickmanagement etabliert, um diese aufzubauen.¹⁶

In Mecklenburg-Vorpommern gibt es laut dem Landesatlas Erneuerbare Energien 2011 ein technisches Energiepotenzial des Waldrestholzes von ca. 1,08 TWh (3,9 PJ) pro Jahr. Das genutzte Potenzial wird nicht angegeben.¹⁷

Bei der Ermittlung des nachhaltig verfügbaren Potenzials ist zu beachten, dass die Erschließung des Waldrestholzes für energetische Zwecke vor dem Hintergrund dessen ökologischer Funktion als Lebensraum für Tiere und Pflanzen betrachtet werden muss und damit die technischen Potenzialmengen weiter reduziert werden.

Das wirtschaftlich machbare Potenzial ergibt sich dann auch aus dem langfristig verfügbaren Brennstoffkosten. Da es im Sektor der festen Biomasse kaum langfristige Lieferkontrakte über 10 oder 20 Jahre Laufzeit gibt, sind hier Preisrisiken zu beachten.

Die Verringerung der fossilen Brennstoffpreise bei Öl und Gas haben in den letzten Jahren zu einem wirtschaftlichen Druck auf bestehenden Holzheizwerke und Holzheizkraftwerke geführt. Die Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im Hinblick auf die Einspeisevergütung von Strom aus Biomasse hat diesen Druck verschärft.

Dies hat mit dazu geführt, dass mehrere Holzheizkraftwerke in Mecklenburg-Vorpommern geschlossen wurden und damit derzeit ein Überangebot der am Markt verfügbaren Holzhackschnitzel von 30.000 t im Hamburger Raum herrscht. Dieses wäre kurzfristig für andere Anlagen verfügbar.¹⁸

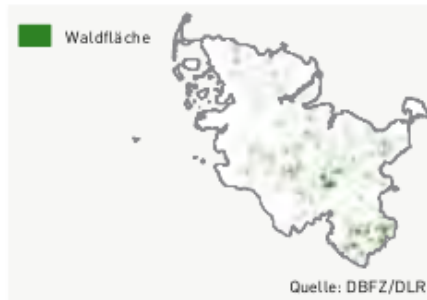
¹⁵ http://www.eek-sh.de/files/projekte/KN-Pressartikel%20_20.04.2016.pdf

¹⁶ Ministerium für Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume Schleswig-Holstein. Energiepotenzial aus Biomasse und Versorgungsbeitrag für das Jahr 2020. 2011.

¹⁷ Ministerium für Arbeit, Wirtschaft und Tourismus. Landesatlas Erneuerbare Energien Mecklenburg-Vorpommern 2011. 2011.

¹⁸ Aussage Sven Grimpe

Energieholz



Forstwirtschaftliche Biomasse

Schleswig-Holstein	Bund
9.100 TJ	511.400 TJ
davon:	davon:
...bereits energetisch genutztes Waldholz:	
2.800 TJ	245. 00 TJ
...Waldrestholz:	
1.500 TJ	1 4.700 TJ
...ungenutzter Holzzuwachs:	
4.800 TJ	101.100 TJ

Das Potenzial der forstwirtschaftlichen Biomasse lässt sich unterscheiden nach bereits energetisch genutztem Waldholz, dem Waldrestholz, das z.B. bei Holzernte und Durchforstung anfällt, sowie ungenutztem Holzzuwachs, der jährlich nachwächst, aber bisher weder stofflich noch energetisch genutzt wird.

Altholz

Schleswig-Holstein	Bund
1.800 IJ	111. 00 IJ

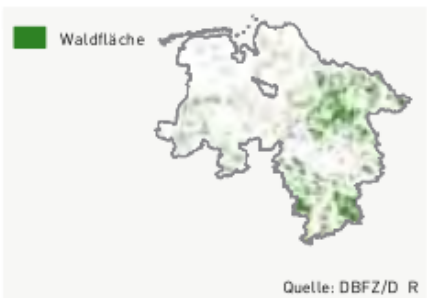
Das Potenzial von Altholz ergibt sich aus den Mengen von Holz, das stofflich bereits genutzt wurde und z.B. im Bausektor, als Verpackungsmaterial oder als Altmöbel im Sperrmüll anfällt. Aufgrund verbreiteter Im- und Exporte über die Grenzen von Bundesländern und unsicherer Datenbasis können nur grobe Schätzungen abgegeben werden.

Industrierestholz

Schleswig-Holstein	Bund
1.400 TJ	58.000 TJ

Zum Potenzial von Industrierestholz zählen Reststoffe wie Sägespäne und Sägemehl, Holzhack schnitzel, Schwarzlauge und Rinde. Da die holzverarbeitenden Betriebe das Industrierestholz auch über die Grenzen ihres Bundeslandes hinweg im- und exportieren, können sich rechnerisch auch negative Potenziale ergeben.

Energieholz



Forstwirtschaftliche Biomasse

Niedersachsen	Bund
43.000 TJ	511.400 TJ
davon:	davon:
...bereits energetisch genutztes Waldholz:	
16.600 TJ	245.600 TJ
...Waldrestholz:	
11.600 TJ	164.700 TJ
...ungenutzter Holzzuwachs:	
14.800 TJ	101.100 TJ

Das Potenzial der forstwirtschaftlichen Biomasse lässt sich unterscheiden nach bereits energetisch genutztem Waldholz, dem Waldrestholz, das z.B. bei Holzernte und Durchforstung anfällt, sowie ungenutztem Holzzuwachs, der jährlich nachwächst, aber bisher weder stofflich noch energetisch genutzt wird.

Altholz

Niedersachsen	Bund
14.500 IJ	111.600 IJ

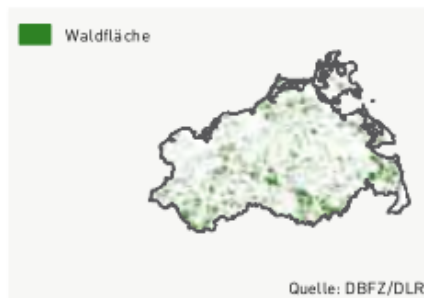
Das Potenzial von Altholz ergibt sich aus den Mengen von Holz, das stofflich bereits genutzt wurde und z.B. im Bausektor, als Verpackungsmaterial oder als Altmöbel im Sperrmüll anfällt. Aufgrund verbreiteter Im- und Exporte über die Grenzen von Bundesländern und unsicherer Datenbasis können nur grobe Schätzungen abgegeben werden.

Industrierestholz

Niedersachsen	Bund
3.100 TJ	58.000 TJ

Zum Potenzial von Industrierestholz zählen Reststoffe wie Sägespäne und Sägemehl, Holzhack schnitzel, Schwarzlauge und Rinde. Da die holzverarbeitenden Betriebe das Industrierestholz auch über die Grenzen ihres Bundeslandes hinweg im- und exportieren, können sich rechnerisch auch negative Potenziale ergeben.

Energieholz



Altholz

Mecklenburg-Vorpommern	Bund
7.200 TJ	111.600 TJ

Das Potenzial von Altholz ergibt sich aus den Mengen von Holz, das stofflich bereits genutzt wurde und z.B. im Bausektor, als Verpackungsmaterial oder als Altmöbel im Sperrmüll anfällt. Aufgrund verbreiteter Im- und Exporte über die Grenzen von Bundesländern und unsicherer Datenbasis können nur grobe Schätzungen abgegeben werden.

Forstwirtschaftliche Biomasse

Mecklenburg-Vorpommern	Bund
25.400 TJ	511.400 TJ
davon:	davon:
bereits energetisch genutztes Waldholz:	bereits energetisch genutztes Waldholz:
6.600 TJ	245.600 TJ
Waldrestholz:	Waldrestholz:
4.800 TJ	164.700 TJ
ungenutzter Holzzuwachs:	ungenutzter Holzzuwachs:
14.000 TJ	101.100 TJ

Das Potenzial der forstwirtschaftlichen Biomasse lässt sich unterscheiden nach bereits energetisch genutztem Waldholz, dem Waldrestholz, das z.B. bei Holzernte und Durchforstung anfällt, sowie ungenutztem Holzzuwachs, der jährlich nachwächst, aber bisher weder stofflich noch energetisch genutzt wird.

Industrierestholz

Mecklenburg-Vorpommern	Bund
4.200 TJ	58.000 TJ

Zum Potenzial von Industrierestholz zählen Reststoffe wie Sägespäne und Sägemehl, Holzhackschnittel, Schwarzlauge und Rinde. Da die holzverarbeitenden Betriebe das Industrierestholz auch über die Grenzen ihres Bundeslandes hinweg im- und exportieren, können sich rechnerisch auch negative Potenziale ergeben.

Abbildung 11: Technische Energieholz-Potenziale in den Flächenländern der Metropolregion Hamburg¹⁹

Systemintegration

Das Restholz lässt sich in Form von Hackschnitzeln oder Pellets für die energetische Verwertung nutzen. Allerdings bieten sich Hackschnitzel aufgrund der geringeren Kosten²⁰ und der Nutzung einer größeren Anzahl verschiedener Restholzquellen an. So sind viele Arten von Restholz, wie Waldrestholz, Altholz oder Industrieholz nicht oder nur bedingt für die Pelletproduktion geeignet. Rindenanteile und Verunreinigungen erschweren die Produktion.²¹

Für die energetische Verwertung von Holzhackschnitteln sind in Deutschland und im Ausland einige Anlagen auch im Megawatt-Leistungsbereich vorhanden. In der Freien und Hansestadt Hamburg existiert seit 2008 das Holzheizkraftwerk Lohbrügge mit 9

¹⁹ Quelle: Agentur für Erneuerbare Energien 2013

²⁰ <https://www.carmen-ev.de/infothek/preisindizes/hackschnitzel>

²¹ Deutsches Pelletinstitut. DEPI-Informationsblatt Produktion und Herkunft von Pellets. 2016.

MW Heizleistung, das mit Holzhackschnitzeln betrieben wird. Zudem wird in der 3. Linie der Müllverbrennungsanlage Borsigstraße²² seit einigen Jahren Altholz als Brennstoff eingesetzt. Die dort gewonnene Wärme wird in das Fernwärmenetz der VWH eingespeist.

Vorteilhaft für die Nutzung von Holzhackschnitzeln sind die vergleichsweise geringen Anforderungen an die Holzqualität. So kann das Holz auch noch höhere Feuchtegehalte, Rinde oder andere Verunreinigungen vorweisen. Der Transport als Massengut ist möglich. Allerdings wird im Vergleich zu Pellets ein größeres Volumen benötigt.²³

Für die Verbrennung in Großanlagen stehen verschiedene Technologien zur Verfügung. So können Holzhackschnitzel in rostbefeuchten Anlagen, Anlagen mit Wirbelschichtfeuerung oder Einblasfeuerungen verbrannt werden. Bei der Auswahl der Technologie müssen beispielsweise die Größe der Hackschnitzel und die Feuchtigkeit des Holzes berücksichtigt werden.²⁴

Holzpellets weisen gegenüber Holzhackschnitzeln höheren energiespezifischen Kosten auf²⁵ und werden vornehmlich in kleineren Anlagen eingesetzt.²⁶ Ihr Vorteil besteht in ihrer hohen Masse- und Energiedichte, sowie in der gleichmäßigen Energieausbeute. In Großanlagen werden Holzpellets normalerweise zur Beifeuerung in Kohlekraftwerken verwendet. Einzelne Kraftwerke, wie z.B. das Kraftwerk Avedøre in Dänemark setzen in Zukunft vollständig auf Holzpellets.²⁷

1.2. Stroh

Für den Energieträger Stroh liegt eine umfangreiche Datengrundlage vor. Vor allem die Potenziale Getreidestroh und Rapsstroh sind gut untersucht.²⁸ Der DBFZ-Report Nr. 13 gibt für Getreidestroh ein bundesweites theoretisches Potenzial von ca. 30 Mio. t FM pro Jahr an.

Das nachhaltige Potenzial liegt je nach Berechnungsmethode nach dieser Studie bei ca. 8-13 Mio. t FM pro Jahr.²⁹ Bei einem Heizwert von 14,05 GJ/t liegt damit das nachhaltige energetische Potenzial des Strohs bei ca. 31-51 TWh (112-182 PJ) pro Jahr. Die landkreisspezifischen Potenziale sind in der nachfolgenden Abbildung dargestellt.

Die Berechnung des nachhaltigen Potenzials des Strohs basiert auf Humusbilanzierungen. Da Teile des angebauten Strohs zum Ausgleich des Humushaushalts auf landwirtschaftlich genutzten Flächen benötigt werden, ist dies der beschränkende Faktor für

²² <http://www.mvb-hh.de/>

²³ <https://www.carmen-ev.de/biogene-festbrennstoffe/brennstoffe/hackschnitzel>

²⁴ Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart. Leitfaden Feste Biobrennstoffe. 2014.

²⁵ eigene Berechnungen

²⁶ Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart. Leitfaden Feste Biobrennstoffe. 2014.

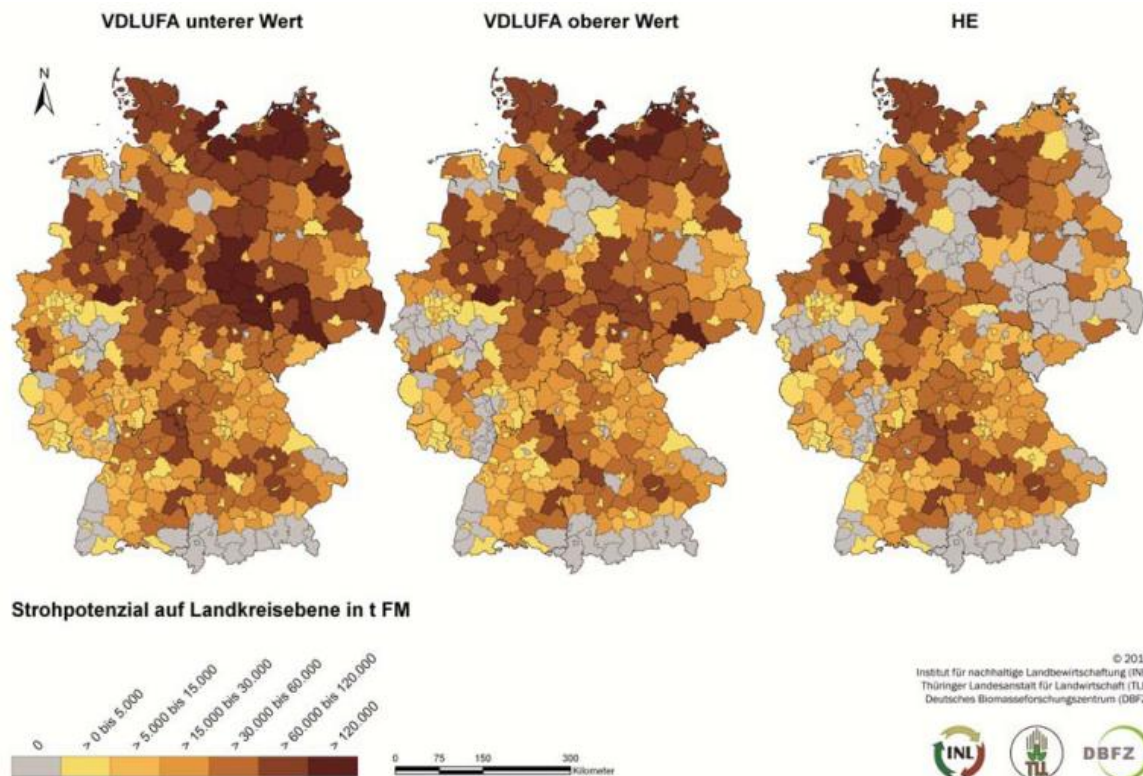
²⁷ <http://www.dongenergy.com/en/media/newsroom/news/articles/dong-energy-is-converting-coal-fired-power-station-to-green-energy>

²⁸ DBFZ. Biomassepotenziale von Rest- und Abfallstoffen – Status quo in Deutschland. 2015.

²⁹ DBFZ. Basisinformationen für eine nachhaltige Nutzung von landwirtschaftlichen Reststoffen zur Bioenergiebereitstellung. 2011.

die energetische Nutzung. Als Faustformel werden hierfür normalerweise ca. 30%^{30 31} des anfallenden Strohs angenommen.

Humusbilanzen liefern räumlich detailliertere Ergebnisse. Sie basieren auf dem Humusbedarf und Humusreproduktion im Bewirtschaftungsverlauf. Auf konkrete Äcker bezogene Humushaushalte sind aufgrund der zeitlichen Variabilität und den langfristigen Änderungszeiträumen schwierig zu erstellen. Darüber hinaus sind sie für großflächige Analysen nicht praktikabel. Für die in den folgenden Abbildungen dargestellten nachhaltigen Strohpotenziale wurden die VDLUFA-Methode und die Humuseinheiten-Methode verwendet.³²



Nachhaltiges Strohpotenzial nach verschiedenen Humusbilanzmethoden (Mittelwert 1999-2007)

Abbildung 12: Nachhaltiges Strohpotenzial auf Landkreisebene nach den Humusbilanzmethoden VDLUFA und HE³³

Aus ökologischer und wirtschaftlicher Sicht bietet es sich an, vornehmlich auf regionale Potenziale zurückzugreifen. Daher werden im Folgenden besonders die Potenziale der Landkreise in der Metropolregion Hamburg untersucht. Begrenzend für das nutzbare

³⁰ DBFZ. Basisinformationen für eine nachhaltige Nutzung von landwirtschaftlichen Reststoffen zur Bioenergiebereitstellung. 2011.

³¹ IFEU. Nachhaltig nutzbares Getreidestroh in Deutschland. 2008.

³² DBFZ. Basisinformationen für eine nachhaltige Nutzung von landwirtschaftlichen Reststoffen zur Bioenergiebereitstellung. 2011.

³³ Quelle: DBFZ 2011

nachhaltige Potenzial sind letztlich die von der Transportkette abhängigen Gesamtbereitstellungskosten.

In der Metropolregion Hamburg beträgt das nachhaltige Potenzial je nach Berechnungsmethode ca. 0,63-1,12 Mio. t FM pro Jahr³⁴. Das daraus berechnete Arbeitspotenzial liegt bei 4,47-2,52 Mio. MWh im Jahr. Bei 4.500 Laufstunden lässt sich ein Leistungspotenzial von 561-993 MW abschätzen.

Dabei gibt es starke Unterschiede zwischen den Landkreisen. Während einzelne Landkreise keine nachhaltig verfügbaren Potenziale vorweisen können, gehören andere zu den Landkreisen mit den größten nachhaltig verfügbaren Potenzialen in Deutschland. Der größte Teil der Potenziale ist in den schleswig-holsteinischen Landkreisen verortet. Die zwei Landkreise in Mecklenburg-Vorpommern haben nach der VDLUFA-Methode ein höheres Potenzial als die niedersächsischen Landkreise.

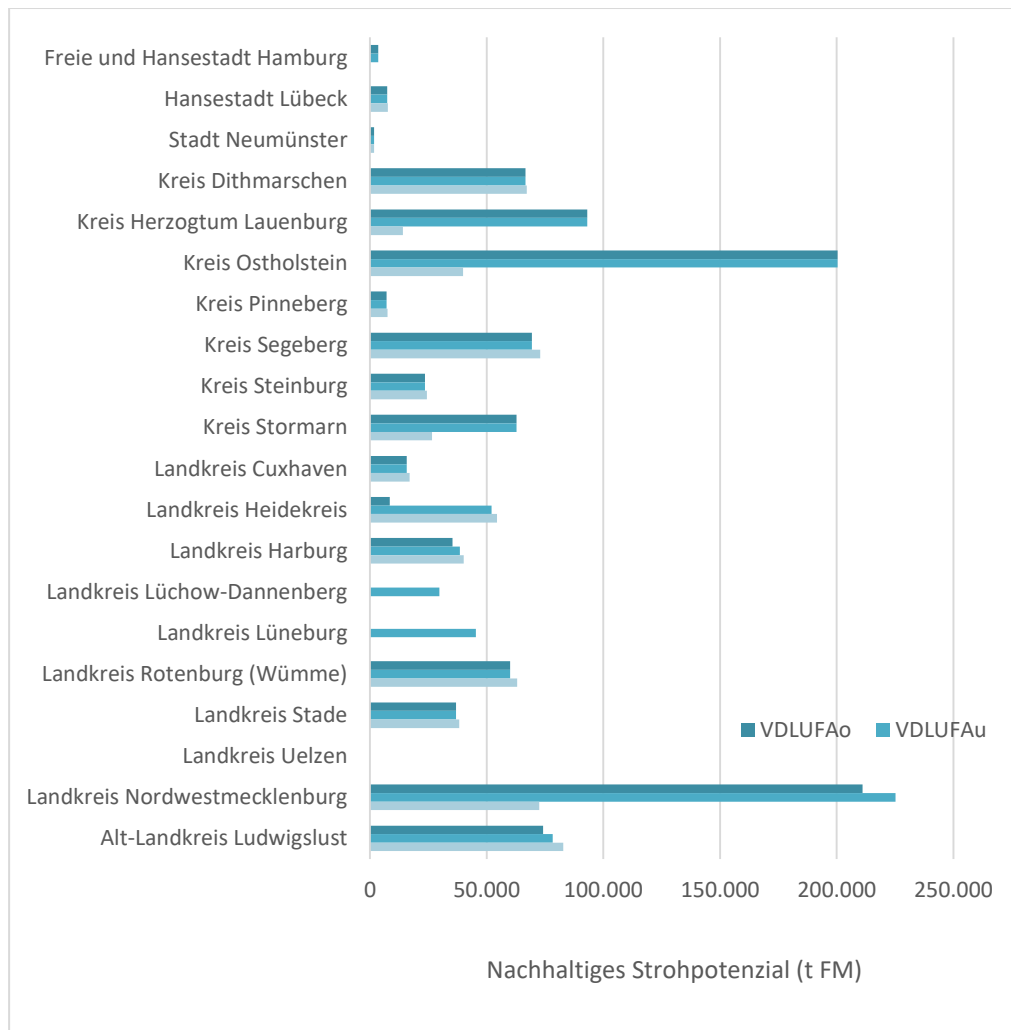


Abbildung 13: Nachhaltiges Strohpotenzial der Landkreise in der Metropolregion Hamburg nach den Humusbilanzmethoden VDLUFA und HE³⁵

³⁴ DBFZ. Basisinformationen für eine nachhaltige Nutzung von landwirtschaftlichen Reststoffen zur Bioenergiebereitstellung. 2011.

³⁵ Quelle: DBFZ 2011

Für das Land Schleswig-Holstein, dessen Landkreise auch teilweise zur Metropolregion Hamburg gehören, wurde im Jahr 2011 eine landesspezifische Studie herausgegeben.³⁶

Das nachhaltige Potenzial des Getreide- und Rapsstrohs (in dieser Studie: 25% des tatsächlich anfallenden Strohs) in Schleswig-Holstein wurde in dieser Studie mit 3,2 Mio. t (ca. 3,8 TWh (13,6 PJ)) im Jahr 2020 angegeben. Dabei wurden aktuelle Trends in der Entwicklung des Getreide- und Rapsanbaus berücksichtigt.

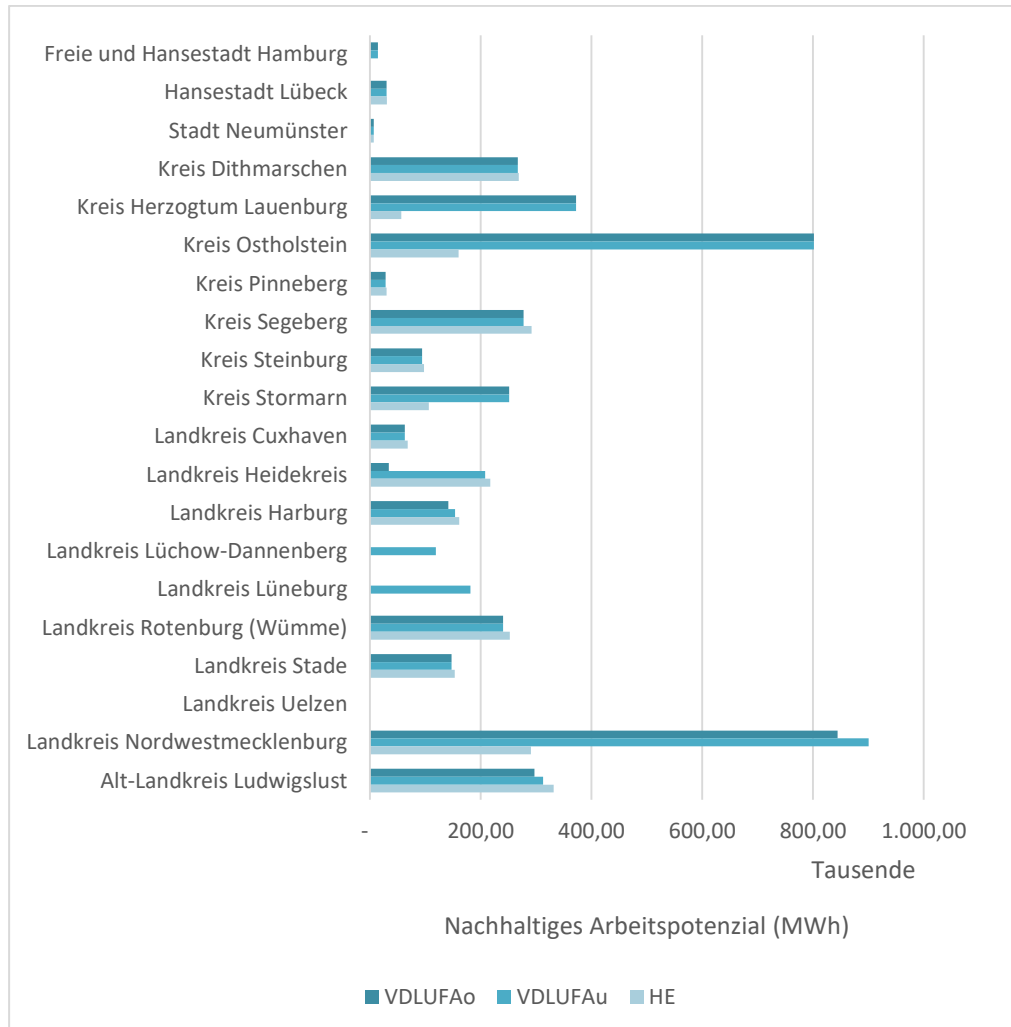


Abbildung 14: Nachhaltiges Arbeitspotenzial aus Stroh der Landkreise in der Metropolregion Hamburg nach den Humusbilanzmethoden VDLUFA und HE³⁷

Im Landesatlas „Erneuerbare Energien Mecklenburg Vorpommern 2011“ wird für die Region Westmecklenburg, die zu großen Teilen zur Metropolregion Hamburg gehört, ein technisches energetisches Strohpotenzial von ca. 611 GWh (2,2 PJ) pro Jahr angegeben.³⁸

³⁶ Ministerium für Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume (MLUR) Schleswig-Holstein. Energiepotenzial aus Biomasse und Versorgungsbeitrag für das Jahr 2020. 2011.

³⁷ Umrechnungsfaktor: 4 MWh/t, Quelle: DBFZ 2011.

³⁸ Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus Mecklenburg-Vorpommern. Landesatlas Erneuerbare Energien Mecklenburg-Vorpommern 2011. 2011.

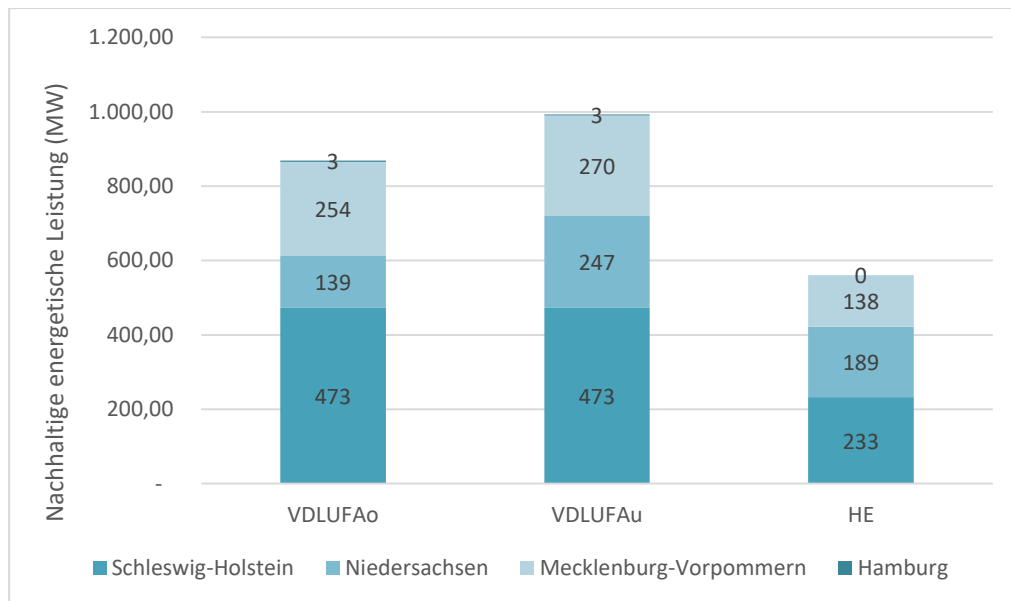


Abbildung 15: Nachhaltiges Leistungspotenzial aus Stroh der Bundesländer in der Metropolregion Hamburg nach den Humusbilanzmethoden VDLUFA und HE³⁹

Die nachhaltig darstellbare energetische Leistung aus Stroh in der Metropolregion Hamburg ist je nach Bilanzierungsmethode mit 560-1.000 MW abzuschätzen.

Systemintegration

Die Verbrennung von Strohballen in Großanlagen ist in Dänemark inzwischen sehr verbreitet. Aber auch in Deutschland gibt es mit dem BEKW Emsland in Emlichheim eine große Anlage mit 50 MW Feuerungsleistung zur Erzeugung von Wärme und Strom durch Strohballen. Weitere kleinere Anlagen im dreistelligen Kilowatt-Bereich sind auch in Deutschland in einigen Nahwärmenetzen vorhanden.⁴⁰

Die Verbrennung von Strohballen bietet den Vorteil, dass keine weitere Verarbeitung des Strohs nach der Ernte nötig ist. Das Stroh kann mit den Eigenschaften, die es von der Feldlagerung mitbringt, direkt verbrannt werden. Dies wirkt sich auf die Kosten des Rohstoffs aus.

Die Verbrennung in großen Anlagen erfolgt normalerweise mit einer Rostfeuerung.⁴¹ Nachteilig an der Nutzung von Strohballen sind die geringe Massendichte und die für den Transport nachteiligen Stückerheiten. Die Transporteinheiten können dadurch nicht vollständig ausgelastet werden. Für die Verladung gibt es inzwischen spezielle Kransysteme, die eine schnelle Rohstoffentladung an den Kraftwerken ermöglichen.⁴²

³⁹ Annahmen: 4500 Volllaststunden, Wirkungsgrad 100%, Quelle: DBFZ 2011.

⁴⁰ FNR e.V.. Heizen mit Stroh - Wertschöpfung für Landwirtschaft und Kommunen. 2015.

⁴¹ Agro Business Park A/S. Straw to Energy – Status, Technologies and Innovation in Denmark 2011. 2011. Im Rahmen des Projekts „Network for Biomass to Energy“.

⁴² <http://www.demagcranes.com/Referenzen-Drax-Power>

Desweiteren entsteht bei der Verbrennung von Stroh ein vergleichsweise hoher Ascheanteil von 5-6%.⁴³

Die Asche kann aber wieder als Dünger in der Landwirtschaft eingesetzt werden.⁴⁴ Bei der Verbrennung können beispielsweise durch den hohen Aschegehalt und den vergleichsweise hohen Chloridgehalt problematische Nebenprodukte entstehen. Durch eine entsprechende Anpassung der Anlage konnte diesen Schwierigkeiten in bestehenden Anlagen gut begegnet werden.⁴⁵

Die Verbrennung von Strohpellets wurde in einer Großanlage in Dänemark realisiert. Allerdings wurde die dortige Anlage im Jahr 2013 auf Holzpellets umgestellt.⁴⁶ Im Vergleich zu Strohballen lassen sich bei der Verbrennung von Pellets bessere Konditionen erreichen, die eine sauberere Verbrennung sicherstellen. Darüber hinaus ist der Transport als Massengut mit höherer Massendichte einfacher. Gegen eine Nutzung von Strohpellets sprechen allerdings die durch die Pelletierung entstehenden wesentlich höheren Bereitstellungskosten.⁴⁷ Dennoch sollten die Optionen einer Feuerungsanlage auf Basis Strohpellets näher untersucht werden.

Durch die großen Transportvolumina und die notwendigen Grundstücksgrößen für eine Strohballenfeuerungsanlage kommt für das Fernwärmesystem Hamburg insbesondere der bestehende Kraftwerksstandort Wedel oder der projektierte Standort Stellingen in Betracht. Dies wird im Kapitel E näher ausgeführt.

1.3. Gülle

Für den Energieträger Gülle ist im Allgemeinen eine gute Datenlage vorhanden. Bundesweit sind die technischen Potenziale noch bei keiner Gülleart vollständig genutzt. Am stärksten wird derzeit der Rinderflüssigmist genutzt. Allerdings stehen auch hier noch ungenutzte Potenziale zur Verfügung. Insgesamt stehen 9.104 Mio. t TS bzw. ca. 19,44 TWh (70 PJ) pro Jahr an ungenutzten technischen Potenzialen zur Verfügung.⁴⁸

⁴³ FNR e.V.. Handbuch Bioenergie Kleinanlagen. 2013.

⁴⁴ Agro Business Park A/S. Straw to Energy – Status, Technologies and Innovation in Denmark 2011. 2011. Im Rahmen des Projekts „Network for Biomass to Energy“.

⁴⁵ Agro Business Park A/S. Straw to Energy – Status, Technologies and Innovation in Denmark 2011. 2011. Im Rahmen des Projekts „Network for Biomass to Energy“.

⁴⁶ <https://ing.dk/artikel/dansk-halm-taber-til-udenlandske-traepiller-fabrik-i-koege-lukkes-136833>

⁴⁷ eigene Berechnungen

⁴⁸ DBFZ. Biomassepotenziale von Rest- und Abfallstoffen – Status quo in Deutschland. 2015.

Eine regionale Übersicht der Potenziale findet sich im Potenzialatlas des AEE.⁴⁹ Dieser zeigt kumulierte Daten einer vom DBFZ erstellten Studie.⁵⁰

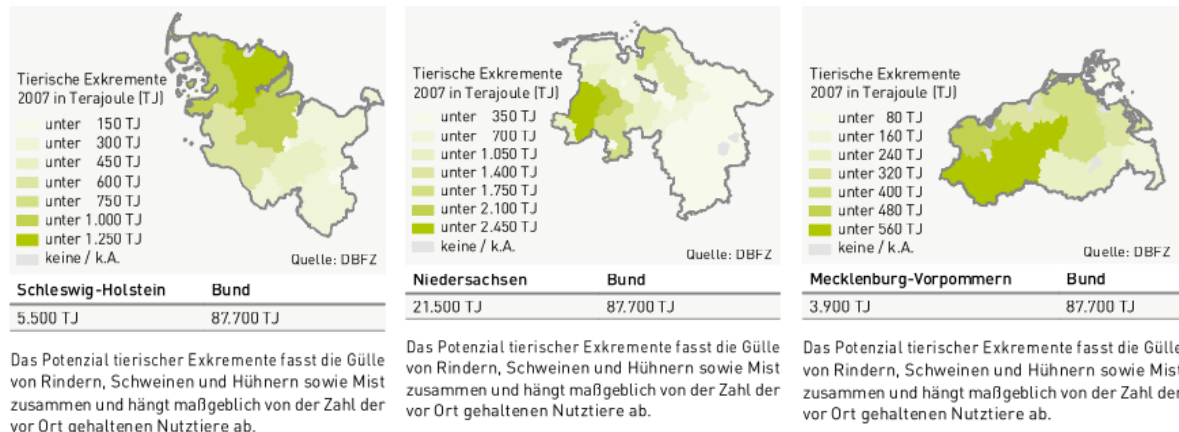


Abbildung 16: Technische Potenziale tierischer Exkreme in den Flächenländern der Metropolregion Hamburg

Desweiteren hat die Studie des MLUR des Landes Schleswig-Holstein die Potenziale der Gülle auf Landesebene untersucht. Unter der Annahme, dass 50% des Hühnerkots und 60% der anfallenden Schweine- und Rindergülle verwendet werden, wurde eine Güllemenge von 7.464.938 t FM pro Jahr errechnet, was einem Energieertrag von ca. 2,67 TWh (9,6 PJ) entspräche.⁵¹

Im Landesatlas Erneuerbare Energien für Mecklenburg-Vorpommern sind technische energetische Potenziale von ca. 719 GWh (2,59 PJ) pro Jahr für Rindergülle und ca. 192 GWh 0,69 PJ pro Jahr für Schweinegülle angegeben.⁵²

Systemintegration

Zur energetischen Verwertung von Gülle muss diese vergärt werden. Das dabei entstehende Biogas kann daraufhin beispielsweise in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen eingesetzt werden. Um das Biogas für eine Großanlage nutzbar zu machen, muss es entweder über eine Gasleitung zum Ort der Nutzung transportiert werden oder es ist eine Großvergärungsanlage in der Nähe des Heizkraftwerks zu installieren. Beide Varianten bringen Herausforderungen mit sich.

Die Einspeisung ins Gasverteilnetz birgt hohe Anforderungen, da das Biogas zuerst der Gasqualität des Erdgases angepasst werden muss.⁵³ Zudem ist kein am Ende kein phy-

⁴⁹ Agentur für Erneuerbare Energien. Potenzialatlas Bioenergie in den Bundesländern. 2013.

⁵⁰ DBFZ. Globale und regionale räumliche Verteilung von Biomassepotenzialen: Anhang I – Regionale Biomassepotenziale. 2010.

⁵¹ Ministerium für Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume Schleswig-Holstein. Energiepotenzial aus Biomasse und Versorgungsbeitrag für das Jahr 2020. 2011.

⁵² Ministerium für Arbeit, Wirtschaft und Tourismus. Landesatlas Erneuerbare Energien Mecklenburg-Vorpommern 2011. 2011.

⁵³ DBFZ. Leitfaden Biogasaufbereitung und -einspeisung. 2014.

sikalischer Zusammenhang mehr zwischen dem eingespeisten Biogas und dem abgenommenen Gas des lokalen Verteilnetzes herzustellen. Die Installation einer Großvergärungsanlage ist daher eine aussichtsreiche Option. Trotzdem bringt auch diese durch Geruchsemissionen, und mögliche lange Transportwege der Gülle Hürden mit sich.

Aufgrund seiner flüssigen Konsistenz gestalten sich der Transport und das Einbringen der Gülle in die Biogasanlagen einfach.⁵⁴ Vorteilhaft für die Vergärung ist die Möglichkeit der Nutzung des Gärückstands in der Landwirtschaft.

Für Hamburg könnte auch die Kombination der Verwertung von Gülle und Stroh zur Biogasherstellung eine interessante Option sein, wenn dafür ein geeigneter Standort gefunden wird (z.B. in der Nähe der Kläranlage Dradenau). Im September 2016 wurde in Bevtoft die größte Biogasanlage Dänemarks in Betrieb genommen, in der jährlich etwa 450.000 Tonnen Gülle zu Biogas umgesetzt werden.

1.4. Gras

Der Energieträger Gras ist bisher wenig untersucht und es existiert anders als bei den anderen dargestellten Energieträgern keine zufriedenstellende Datengrundlage. So werden beispielsweise Biomasseerträgen für bestimmte Grünlandtypen oder Potenziale auf regionaler Ebene erfasst, aber bundesweite Untersuchungen vergleichbarer Detailgenauigkeit sind nicht verfügbar.⁵⁵

In der Metropolregion Hamburg wurde die Gras-Biomasse für die Freie und Hansestadt Hamburg und das Land Schleswig-Holstein untersucht.

Die Biomasse-Potenzialstudie für Hamburg unterscheidet zwischen Grasbiomasse, die auf landwirtschaftlich genutzten Flächen anfällt und solcher, die auf nicht landwirtschaftlich genutzten Flächen anfällt. In der Landwirtschaft ergibt sich in Hamburg kein rechnerisches Potenzial, da entsprechende Mengen Gras für die Viehhaltung genutzt werden.

Trotzdem könnten bei einer Nutzung von lediglich 10% der Grünlandbiomasse einige Tausend Tonnen Gras bereitgestellt werden. Das theoretische Graspotenzial von nicht-landwirtschaftlichen Flächen umfasst 90.000 t FM. Mehr als die Hälfte dieses Potenzials fallen im Wohnumfeld an. Weitere wichtige Quellen sind der Verkehrsbereich und der Bereich „Erholung und Sport“.

Die Biomasse-Potenzialstudie des MLUR gibt für Schleswig-Holstein ein theoretisches Potenzial von 100.000 t TM (ungedüngt) bis 190.000 t TM (gedüngt) Grasbiomasse an. Dabei wird angenommen, dass aufgrund von Nutzungskonkurrenzen 50% des Grünlands energetisch nutzbar sind.

Gras kann beispielsweise in Form von Pellets energetisch genutzt werden. Jedoch befindet sich diese Technologie nach wie vor in der Entwicklungsphase. Eine direkte Übertragung auf Großanlagen ist daher derzeit nicht realistisch.

Schwierigkeiten bei der Heuverbrennung bereiten die hohen Anteile an Stickstoff, Chlor und Kalium, selbst im Vergleich zu Stroh, die bei der Verbrennung zur Bildung

⁵⁴ DBFZ. Leitfaden Biogas. 2016.

⁵⁵ DBFZ. Grünlandenergie Havelland. 2013.

von korrosiven oder emissionsrelevanten Substanzen führen kann. Die Nutzung in Form von Pellets bringt ähnliche Vor- und Nachteile wie bei Stroh.

Ein in diesem Zusammenhang interessantes Modellprojekt wurde von der Firma get2energy entwickelt, die aus halmartiger Biomasse einen Festbrennstoff herstellt.⁵⁶ Die bisher verfügbaren Kapazitäten für eine Großanlage im Megawatt-Bereich und die derzeitigen Brennstoffpreise in diesem Rahmen noch nicht wettbewerbsfähig.

Tabelle 2: Ausgewählte Kenndaten der untersuchten Biomasse-Energieträger

	Getreidestroh		Restholz		Gülle (Gas)	Gras	Quellen
	Ballen	Pellets	Hack-schnitzel	Pellets	Biogas	Pellets	
Typischer Wassergehalt (%)	14-16%	8-12%	10-65%	8-13%	(offen)	5,5-12%	Kaltschmitt, Hartmann & Hofmann (2016), DBi-AUA GmbH, DBFZ (2013)
Schüttdichte (kg/m ³) (15% Wassergehalt)	140	550	200-280	650	-	550	Kaltschmitt, Hartmann & Hofmann (2016)
Heizwert (GJ/t)	14,4	19,4	8,1-12,4	16,6		16,2-16,6	Kaltschmitt, Hartmann & Hofmann (2016), DBi-AUA GmbH, DBFZ (2013)
Aschegehalt (%)	4,8-5,9	4,8-5,9	2,3-3,8	2,3		5,7-23,1	Kaltschmitt, Hartmann & Hofmann (2016)
Ascheerweichung (°C)	911-1002	911-1002	1215-1440	1215-1440		1061-1270	Kaltschmitt, Hartmann & Hofmann (2016)
Gehalte ausgewählter Elemente (% der TM)							
N	0,42-0,55	0,42-0,55	0,38-0,48	0,38-0,48		0,87-1,49	Kaltschmitt, Hartmann & Hofmann (2016)
P	0,08-0,21	0,08-0,21	0,03-0,05	0,03-0,05		0,19	Kaltschmitt, Hartmann & Hofmann (2016)
K	1,01-1,68	1,01-1,68	0,18-0,24	0,18-0,24		1,3-1,49	Kaltschmitt, Hartmann & Hofmann (2016)
S	0,056-0,089	0,056-0,089	0,03-0,085	0,03-0,085		0,14-0,19	Kaltschmitt, Hartmann & Hofmann (2016)
Cl	0,19-0,4	0,19-0,4	0,013-0,02	0,013-0,02		0,31-1,39	Kaltschmitt, Hartmann & Hofmann (2016)

⁵⁶ <http://www.getproject.de/de/bioenergie/verfahren.php> Abruf 1.10.2016

2. Abfall

Abfall hat in Hamburg wie auch in anderen Großstädten schon eine sehr lange Tradition als sekundäre Energiequelle. Anders als bei den klassischen Brennstoffen ist die Energiegewinnung aus Abfallströmen nicht das primäre Ziel der Rohstoffverwertung, sondern deren Entsorgung.

Die Potenziale der Wärme und Stromgewinnung aus Abfällen sind jedoch gerade für urbane Siedlungsstrukturen ein wichtiger Bestandteil einer klimaschonenden Energiestrategie. Bei Hausmüll werden 50% der anfallenden Menge als biogen und damit vorteilhaft gegenüber fossilen Energieträgern eingestuft.

Nach Angaben der Stadtreinigung werden in Hamburg große Mengen an verschiedenen Abfällen gesammelt, behandelt und zum größten Teil thermisch verwertet. Im Jahr 2015 sind folgende Mengen angefallen:⁵⁷

- 724.243 Tonnen Abfälle und Wertstoffe aus Privathaushalten
- 43.219 Tonnen Infrastrukturabfälle (Kehricht, Laub)
- 168.122 Tonnen Abfall aus Industrie und Gewerbe
- 186.477 Tonnen Siedlungsabfall aus anderen Kommunen

Insgesamt gehen so mehr als 800.000 Tonnen Abfall in die thermische Verwertung in Anlagen in und um Hamburg. Davon tragen die MVB und die MVR mit je 320.000 Tonnen den größten Anteil.

Der Preisanstieg für fossile Energieträger hat in der Vergangenheit in Deutschland zu einer verstärkten Nachfrage nach alternativen Energieressourcen geführt. Im Bereich der thermischen Abfallbehandlung für Siedlungs- und Gewerbeabfälle hat dies zu einem Kapazitätsausbau geführt, so dass derzeit rund 24,5 Millionen Tonnen Verbrennungskapazität für diese Abfälle zur Verfügung stehen. Dem gegenüber steht ein entsprechendes Abfallaufkommen in ungefähr vergleichbarer Höhe.⁵⁸

Im Rahmen dieser Untersuchung gehen wir davon aus, dass das bisherige Abfall-Potenzial für Hamburg mittelfristig weiter zur Verfügung steht und die bestehenden und derzeit konzipierten Verbrennungsanlagen weiter ausgelastet werden können.

⁵⁷ Stadtreinigung Hamburg, Daten und Fakten 2015

⁵⁸ Spohn C. (2013) Thermische Abfallbehandlung in Deutschland, Recycling-Almanach 2013

3. Solarwärme

Die Nutzung der Solarthermie für die anteilige Deckung des Wärmebedarfs bietet eine Reihe von Vorteilen: Solarenergie ist frei von Risiken und Schadstoffen, unterliegt keinen Preiserhöhungen und stärkt über den Anlagenbau die regionale Wertschöpfung. Der mit Solaranlagen erzielbare Wärmeertrag ist pro Quadratmeter Landnutzung zudem etwa 50 Mal höher als beim Anbau von Biomasse.

Jährlich werden mehr als 1 MWh Sonnenenergie auf einen Quadratmeter Fläche eingestrahlt, davon allerdings $\frac{3}{4}$ der Wärmemenge im Sommerhalbjahr. Die Konzentration des solaren Angebots auf das Sommerhalbjahr erschwert die breite Anwendung dieser Technik im Wärmebereich, da der sommerliche Wärmebedarf hauptsächlich auf die häusliche Warmwasserbereitung und die industrielle Prozesswärme beschränkt ist.

Gegenüber den heute üblichen dezentralen Einzelanlagen bietet die Einspeisung von Solarwärme aus großflächigen Anlagen in Fernwärmenetze auch für Hamburg eine aussichtsreiche Option. Die Wärmegestehungskosten können mit solaren Nah- und Fernwärmesystemen gegenüber Einzelanlagen allein durch die flächenbezogene Kosteneinsparung deutlich gesenkt werden. In Dänemark sind solche Anlagen bereits an vielen Orten im Einsatz und können Wärme zu wettbewerbsfähigen Preisen gegenüber fossiler Wärmezeugung bereitstellen.

Das technische Potenzial der Solarthermie für die Wärmeversorgung in Hamburg insgesamt wurde durch die BUE mit 5,5 TWh abgeschätzt.⁵⁹ Die Solarthermie bildet damit in der dortigen Aufstellung das größte Potenzial unter den verschiedenen erneuerbaren Wärmequellen. Maßgeblich für die Ermittlung des Potenzials war dabei die Ermittlung der geeigneten Dachflächen durch eine Überfliegung.

Neben den dort in den Fokus genommenen Dachflächen kämen grundsätzlich auch Fassadenflächen von Gebäuden sowie Freiflächen für eine solarthermische Nutzung in Frage, sodass sich das technische Potenzial bei Berücksichtigung dieser Flächen weiter deutlich vergrößert.

Hierbei ist zu beachten, dass es sich um das Stadtgebiet der FHH handelt und nicht um die Metropolregion, wie in den voraus gegangenen Kapiteln. Diese Einschränkung bei der Solarthermie in Bezug auf den räumlichen Betrachtungsraum des Potenzialgebiets hat seinen Grund in der begrenzten Transportfähigkeit der Solarwärme. Selbst bei großen Anlagen sollte die Entfernung zwischen Energieerzeugung und Einspeisepunkt in das Fernwärmenetz 5-10 km nicht übersteigen.

Eine sehr deutliche Einschränkung des Potenzials erfolgt bei Berücksichtigung des Kriteriums der wirtschaftlichen Machbarkeit unter den derzeitigen Rahmenbedingungen. Um gegenüber der fossilen Wärmezeugung aus Sicht eines Energieversorgers wettbewerbsfähig zu sein, sollten die Wärmegestehungskosten einen Wert von ca. 35 Euro je MWh nicht überschreiten.

Dies ist derzeit nur mit sehr großen Freiflächenanlagen oder Anlagen auf Dächern mit mehr als 1.000 m² zusammenhängender Dachfläche möglich.⁶⁰ Dies engt das Potenzial der Solarthermie stark ein. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Wärmegestehungskosten verschiedener Anlagenarten mit und ohne Förderung.

⁵⁹ Bürgerschaftsdrucksache der FHH 20/14648 vom 17.02.2015

⁶⁰ Sandrock M., Maaß C., Weisleder S. (2016): Solare Wärmenetze – Klimaschutz zu stabilen Kosten, EuroHeat&Power 45 (2016) S. 34-36

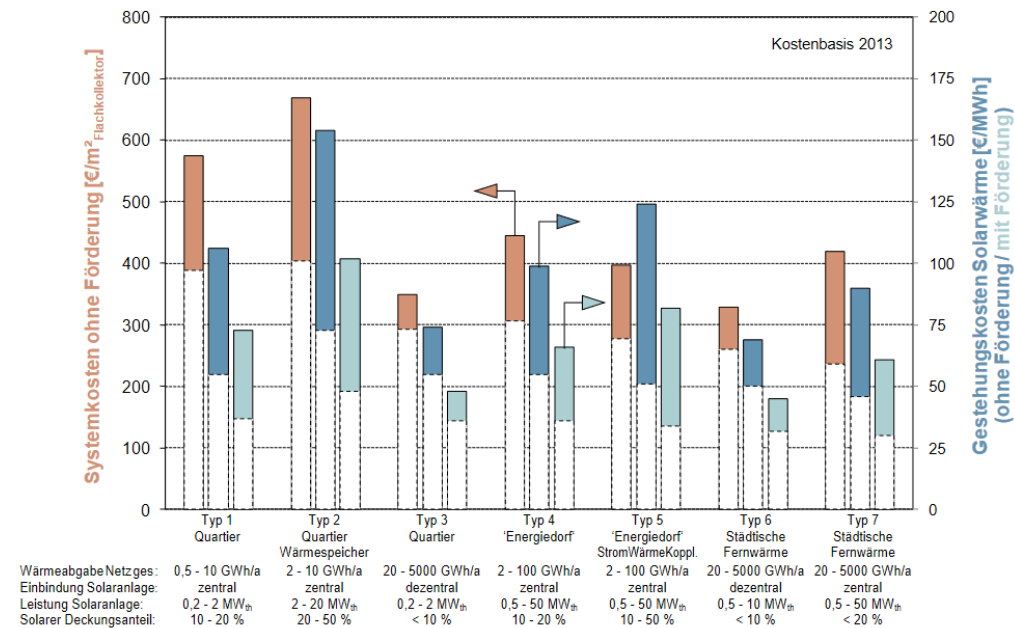


Abbildung 17: Systemkosten und Wärmegestehungskosten für verschiedene Typen von Solarthermieanlagen in Fernwärmesystemen⁶¹

Die attraktivsten Wärmegestehungskosten lassen sich bei Freilandaufstellung erreichen. Die größte Herausforderung liegt damit im Flächenbedarf der Solarthermieanlagen – gerade weil sie in der Nähe zu den Wärmesenken, also den Verbrauchern installiert werden müssen. Anders als Strom kann Wärme nicht über weite Strecken transportiert werden, da die Energieverluste und die spezifischen Kosten deutlich höher liegen.

Insbesondere in Hamburg ist die Nutzungskonkurrenz bei vorhandenen Freiflächen sehr groß. Flächen werden für den Wohnungsbau, Gewerbeansiedlungen oder die Landwirtschaft benötigt. Auch für den Landschafts- und Naturschutz müssen entsprechende Flächen vorgehalten werden.

Die Bereitstellung von Freiflächen für solarthermische Anlagen ist vor dem Hintergrund der dargestellten Flächenkonkurrenzen eine anspruchsvolle Aufgabe. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass Energiegewinnung grundsätzlich Raumbedarf beansprucht. Dies wird bei der Ablösung der heutigen Energieversorgungsstruktur mit dem Import von Öl, Gas und Kohle durch die Versorgung auf Basis erneuerbarer Energiequellen ein zunehmend wichtigeres Kriterium werden.

Gegenüber der Wärmegewinnung durch Biomasse hat die Solarthermie hierbei eine deutlich höhere Flächeneffizienz in der Landnutzung und auch die Biodiversität auf der Fläche kann bei einem entsprechenden Nutzungskonzept vorteilhaft beeinflusst werden. Daher gilt es bei der Umsetzung von Projekten, geeignete Flächen auch für die Solarthermie zu identifizieren, Flächenkonkurrenzen abzuwägen und Synergien z.B. mit dem Naturschutz herauszuarbeiten.

In einer Entfernung von 5-10 km zum derzeitigen westlichen Wärmenetz befinden sich nach einer ersten Abschätzung nur wenige zusammenhängende Flächen mit einem Flächenumfang von mehreren Hektar, die vor dem Hintergrund der Flächenkonkurrenz

⁶¹ Solites, Hamburg Institut et.al. (2015) Solare Wärmenetze für Baden-Württemberg – Grundlagen | Potenziale | Strategien, Juni 2015

ggfls. für eine solarthermische Nutzung möglich erscheinen. Aufgrund der Bebauungs- und Nutzungsstruktur kämen hier grundsätzlich verschiedene Flächen nördlich der Wedeler Fernwärmetrasse im Radius Holm, Appen, Halstenbek bis Schenefeld in Frage.

Eine andere Option ist die Erschließung möglicher Flächen im Süderelberaum. Eine konkrete Fläche wird im Kapitel E 6 näher betrachtet.

Für die langfristige Transformation zu erneuerbaren Energien müssen jedoch auch die verfügbaren Dach- und Fassadenflächen möglichst effizient ausgenutzt werden. Hier sollte ein besonderes Augenmerk auf große Industrie- und Gewerbedächer gelegt werden. Insbesondere bei der Neuerrichtung derartiger Dächer sollten die baulichen Voraussetzungen für die Nutzung dieser Dachflächen geschaffen werden. Die Ausführung solcher Dächer mit einer nach Süden ausgerichteten klassischen Sheddach-Dachform wäre hier besonders geeignet.

Insgesamt ist bei der Solarthermie durch die saisonale Verschiebung des Dargebots an Energie zur hauptsächlichen Wärmelast in der Heizperiode eine kostengünstige Wärmespeicherung besonders von Belang (vgl. Kapitel E 10).

4. Geothermie

Neben der Biomasse und der Solarenergie bietet die Geothermie eine interessante Option mit dem Vorteile eines ganzjährig gleich bleibenden Wärmeangebots. Die Geothermie nutzt die in der Erdkruste gespeicherte Wärme, deren Temperatur mit zunehmender Bohrtiefe ansteigt.

Bei der Erdwärmenutzung wird zwischen tiefer und oberflächennaher Geothermie unterschieden. Während die Bohrtiefe bei der oberflächennahen Geothermie bis etwa 400 Meter beträgt, kann die tiefe Geothermie bis in 5.000 Meter Tiefe vordringen. Ob ein Standort geothermisch genutzt werden kann, hängt vor allem von dem geologischen Aufbau des Untergrunds am jeweiligen Standort ab.

Für die oberflächennahe geothermische Energiegewinnung stehen vorwiegend Erdwärmesonden zur Verfügung. Da das hier zur Verfügung stehende Temperaturniveau für die direkte Nutzung zu Heizzwecken nicht ausreichend ist, werden diese Anlagen in der Regel mit Wärmepumpen kombiniert. Eine Einschätzung des damit verbundenen Potenzials liegt für Hamburg bei etwa 240 GWh.⁶²

Die Nutzung des Wärmereservoirs Grundwasser kommt bei günstigen Rahmenbedingungen über den Einsatz einer Groß-Wärmepumpe in Frage. Hier könnte insbesondere der Standort Stellingen eine interessante Option bieten (s.a. Kap. E 10).

Wesentlich höhere Temperaturen und größere thermische Leistungen können mit der tiefen Geothermie erreicht werden. Bei guten geologischen Voraussetzungen kann die Tiefe Geothermie für eine künftig klimaneutrale Wärmeversorgung in den Städten eine herausragende Rolle spielen.

⁶² LBD Berlin (2011): Wärmeversorgungskonzept für die Freie und Hansestadt Hamburg, 8.12.2011

Auf der Grundlage der geologischen Rahmenbedingungen werden für Deutschland im Wesentlichen drei große geothermische Nutzungsregionen ausgewiesen:

- Oberrheingraben
- Süddeutsches Molassebecken
- Norddeutsches Becken

Das technische Potenzial hydrothermalen Systeme zur Wärmebereitstellung wird für Deutschland auf 550 TWh/a geschätzt⁶³. Davon würden 139 TWh/a auf das Norddeutsche Becken, 167 TWh/a auf den Oberrheingraben und 244 TWh/a auf das süddeutsche Molassebecken entfallen.

Vorreiter in der tiefengeothermischen Wärmenutzung in Deutschland sind die Stadtwerke München. Sie haben das Unternehmensziel, bis 2040 ihre Fernwärmeversorgung überwiegend auf Geothermie umzustellen.

Tiefen-Geothermie könnte auch für Hamburg langfristig eine aussichtsreiche Option sein, denn neben dem süddeutschen Molassebecken und dem Oberrheingraben weist auch das Norddeutsche Becken um Hamburg aus geologischer Sicht insbesondere durch die Dogger-Sandsteine des Jura und die Rhät-Sandsteine des Keuper vergleichsweise gute Ausgangsbedingungen für die Nutzung der Tiefen Geothermie auf.

Die Hamburg Energie GmbH entwickelt derzeit ein Tiefen-Geothermieprojekt im Stadtteil Wilhelmsburg⁶⁴ und hat umfangreiche Vorarbeiten für eine Wärmeversorgung bereits abgeschlossen. Hier könnten etwa 12.000 Wohneinheiten versorgt werden.

Darüber hinaus wurden geothermische Potenzialanalysen für weitere Standorte auf Hamburger Landesgebiet durch Hamburg Energie durchgeführt. Dabei ist die Nähe zu vorhandenen Fernwärmenetzen für die Wirtschaftlichkeit bedeutsam. Insbesondere im Hamburger Osten sind größere Potenziale zur tiefengeothermischen Wärmeerzeugung vorhanden. Die installierbare thermische Leistung in den über leitungsgebundene Wärme versorgten Gebieten und angrenzenden Bereichen kann mit etwa 160-180 MW abgeschätzt werden⁶⁵.

Für die Entwicklung kurzfristiger Handlungsoptionen im Zusammenhang mit dem Ersatz des Kohle-Heizkraftwerks Wedel spielt die Tiefen-Geothermie keine Rolle, allerdings sollte im Hinblick auf die langfristige Transformationsstrategie zu Erneuerbaren Energien deren Potenzial nicht vernachlässigt werden.

⁶³ Kayser M., Kaltschmitt M. (1998): Potenziale hydrothermalen Erdwärme in Deutschland. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendungen, Universität Stuttgart, Stuttgart

⁶⁴ <http://www.iba-hamburg.de/projekte/tiefengeothermie-wilhelmsburg/projekt/tiefengeothermie-wilhelmsburg.html>

⁶⁵ Pers. Mitteilung Hamburg Energie GmbH

5. Umweltwärme

Umweltwärme bezeichnet thermische Energie, die überwiegend aus solarer Einstrahlung in Böden, Grundwässern, Oberflächenwasser oder Luft gespeichert ist.

Zu unterscheiden ist die Umweltwärme gegenüber Wärme aus dem Erdinneren, die bei oberflächennahen Geothermieanlagen genutzt wird. Die messbare Eindringtiefe der Oberflächentemperatur inklusive Sonneneinstrahlung beträgt etwa 15 m. Sonden, die ihre Wärme aus bis zu 400 m Tiefe gewinnen, nutzen danach nahezu keine Umweltwärme.

Der Temperaturbereich von Umweltwärme liegt i. d. R. zwischen 0 °C und etwa 25 °C und ist daher für eine direkte Nutzung für Heizzwecke auf einem zu niedrigem Temperaturniveau. Je nach Speichermedium variiert die Temperatur über das Jahr mehr oder weniger stark, was zu unterschiedlichen Anforderungen an die Technologie führt und daher die Eignung als Wärmequelle beeinflusst.

Durch eine Wärmepumpe kann Wärme in diesem niedrigem Temperaturbereich genutzt werden und über einen sekundären Kreislauf Wärme auf einem wesentlich höheren Temperaturniveau bereitstellen.

Die für die Fernwärmeversorgung sinnvoll einsetzbaren Wärmepumpen haben hohe Leistungskennziffern und benötigen daher im Regelfall ein jeweils großes Wärmereservoir als Primärquelle.

Für eine Nutzung haben folgende Punkte eine positive Auswirkung auf die Eignung als Wärmequelle:

- eine möglichst hohe Temperatur sowie geringe Temperaturschwankungen
- eine möglichst große realisierbare Temperaturdifferenz für den Wärmezug
- ein flüssiges Speichermedium der Umweltwärme durch die hohen Kennziffern im Wärmeübergang

Als Primärquelle bieten sich geeignete Oberflächengewässer wie Seen oder Flüsse oder auch das Grundwasser an.

In der schwedischen Hauptstadt Stockholm wird die Wärme der Ostsee durch eine Groß-Wärmepumpe mit 180 MW Leistung genutzt und deckt etwa ein Viertel des städtischen Fernwärmebedarfs. Auch der Schweizer Fernwärmeverband sieht in der Nutzung der Wärmepotenziale aus den Schweizer Seen eine wesentliche Wärmequelle für die künftige Wärmeversorgung⁶⁶.

Unter diesen Prämissen wird der Hamburger Stadtraum und die Umgebung auf geeignete Potenziale untersucht. Die Potenziale für Umweltwärme aus **Oberflächenwasser** sind im Wesentlichen die Alster, die Bille, die Kanäle und die Elbe.

In der folgenden Abbildung ist der Wassertemperaturverlauf der **Elbe** zu sehen, gemessen in Blankenese durch das Institut für Hygiene und Umwelt der Stadt Hamburg. Der Zeitraum von 2010 bis 2016 zeigt, dass die die Temperaturen maximal zwischen 0°C bis etwa 25 °C variieren. Die minimale und maximale Temperatur zwischen der

⁶⁶ Eicher + Pauli; Weissbuch Fernwärme Schweiz – Langfristperspektiven für erneuerbare und energieeffiziente Fernwärme in der Schweiz (2014)

Elbe und den kleineren Gewässern unterscheiden sich nur gering. Die Wassertemperaturen der kleineren Gewässer reagieren jedoch schneller auf Änderungen der Außenlufttemperatur und solarer Einstrahlung.

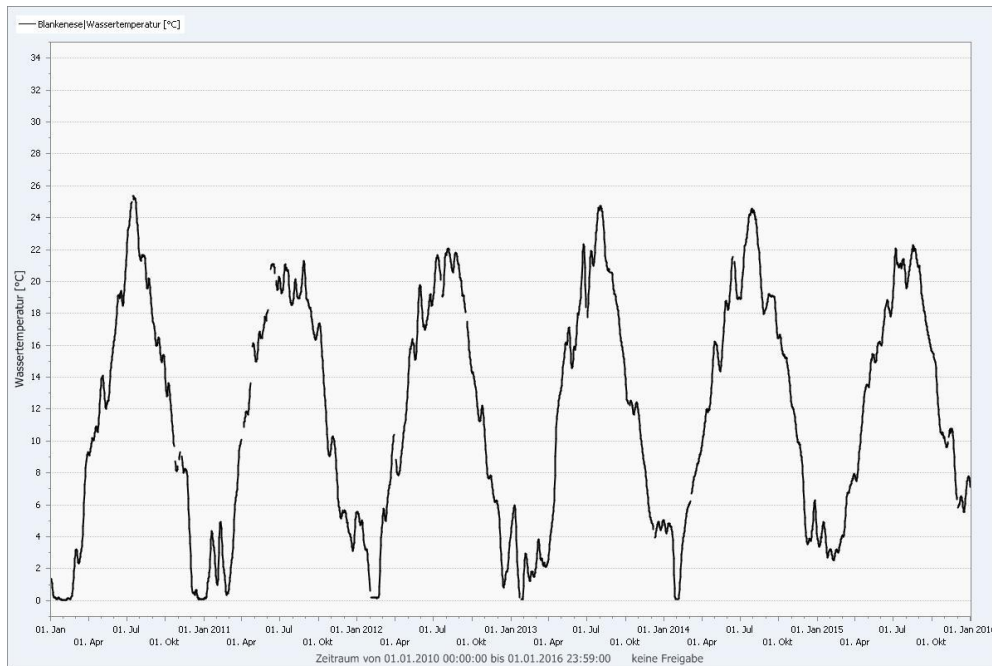


Abbildung 18: Wassertemperaturverlauf der Elbe an der Messstation in Blankenese für den Zeitraum 01.01.2010 bis 01.01.2016⁶⁷

Für die Monate Januar bis März ist die Häufigkeit von Wassertemperaturen unterhalb von 5°C bis zum Gefrieren des Gewässers in Hamburg am größten. Das gilt für alle Oberflächenwasser in Hamburg. Die Nutzung der Wärmepumpe kann für diesen Zeitraum vorerst ausgeschlossen werden, da die Temperaturen für eine Nutzung zu niedrig sind und die Gefahr besteht, dass die technische Anlage am Verdampfer der Wärmepumpe zufriert. Je größer das Volumen des Gewässers ist, desto konstanter ist die Temperatur und geringer ist die Häufigkeit für Temperaturen unterhalb von 5°C.

Insgesamt ist in den letzten Jahren ein Trend zu höheren Temperaturen während der Wintermonate in der Elbe zu erkennen, was für einen Einsatz von Wärmepumpen in der Heizsaison förderlich ist.

Die **Kanäle** z. B. in der City Süd und die **Bille** haben häufiger Temperaturschwankungen aufgrund von Änderung der Außenlufttemperatur und Sonneneinstrahlung. Durch das geringe Volumen ist die Häufigkeit des Zufrierens höher als in anderen Gewässern in Hamburg. Der realisierbare Wärmeentzug ist durch das Volumen stark begrenzt, weshalb der Betrieb einer Großwärmepumpe nach aktuellem Kenntnisstand hier nicht weiter untersucht wird.

Die **Außen- und Binnenalster** bieten gegenüber den Kanälen ein deutlich höheres Wärmereservoir. Interessant ist vor allem Außenalster mit ca. 164 ha Fläche. Die tiefste Stelle der Außenalster beträgt etwa 4,5 m. Die Anbindung an das Fernwärmenetz ist

⁶⁷ Quelle: <https://gateway.hamburg.de/hamburggateway/fvp/fv/bsu/wasserguete/wfwassergueteanfragekarte.aspx?sid=37#> Abfrage 20.06.2016

an einigen Stellen geeignet. Bei einer Nutzung der Außenalster als Wärmequelle müssen Entnahme- und Einspeiseort einen großen Abstand voneinander haben, um thermische Kurzschlüsse zu vermeiden.

Die geringe Tiefe und die starke Nutzung der Außenalster durch Tourismus, Sportverbänden und Bürgern lassen die Genehmigung der Nutzung schwer abschätzen. Hinzu kommt, dass die Großwärmepumpe mit einer Eigenversorgung aus einem Blockheizkraftwerk einen hohen Flächenbedarf hat. Aufgrund der Flächenknappheit in Hamburg wird eine Errichtung im Umfeld der Alster als schwierig angesehen. Ein weiterer Punkt ist zudem die geringe Tiefe der Alster. Wenn die Außenalster mit einer Großwärmepumpe für die Fernwärmeversorgung genutzt wird, könnte die Auswirkung auf die Umwelt durch die Abkühlung hoch sein. Damit wird eine Anwendung vorerst nicht weiter untersucht.

Ein großes thermisches Potenzial in Hamburg bietet dagegen die **Elbe**. Sie ist für den Einsatz einer Großwärmepumpe mit Fernwärmeanschluss grundsätzlich gut geeignet. Gegenüber den anderen Gewässern sind die Temperaturschwankungen gering und der realisierbare Wärmeentzug kann hoch sein, ohne die Umwelt nachhaltig zu beeinflussen. Die Elbe als mögliche Wärmequelle wird daher im Weiteren näher untersucht.

Auch das **Grundwasser** kann je nach geologischer Situation ein für Großwärmepumpen geeignetes Wärmereservoir darstellen. Dies könnte ggfls. eine aussichtsreiche Option für den Standort Stellingen sein, an dem ein versalzener Grundwasseraquifer genutzt werden könnte.

Systemintegration

Wie bereits erwähnt, fällt die Umweltwärme in der Regel in einem Temperaturbereich an, der eine direkte Nutzung für die Fernwärme nicht ermöglicht. Zur exergetischen Aufwertung dieser Wärmeströme können Wärmepumpen eingesetzt werden, die die Wärme auf dem gewünschten Temperaturniveau bereitstellen.

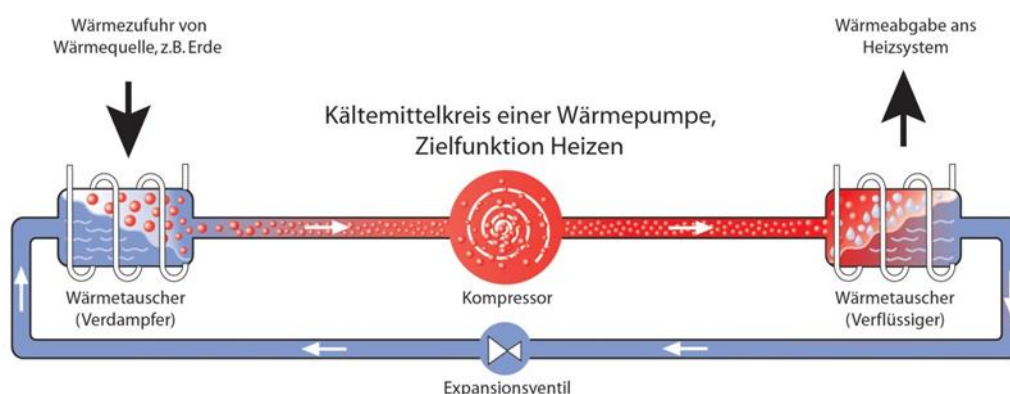


Abbildung 19: Funktionsschema einer Kompressionswärmepumpe⁶⁸

Für den Standort der Großwärmepumpen sind entsprechende Flächen für die Anlagen erforderlich. Sie sollten möglichst nah am Fernwärmenetz liegen und das Netz einen passenden Leitungsquerschnitt für die hydraulische Einbindung bieten.

⁶⁸ Quelle: <http://alt.shk-duisburg.de/files/junker2.jpg> Stand 22.07.2016

Bauart und Leistungsbereich der Wärmepumpen

Die häufigste Ausführung ist die elektrische Kompressionswärmepumpe, die einen elektrischen Antrieb des Verdichters nutzt. In Verbindung mit Strom aus erneuerbaren Energien werden während des Betriebs der Wärmepumpe keine weiteren Treibhausgase verursacht, wenn von möglichen Leckagen bei synthetischen Kältemitteln abgesehen wird. Damit ist die Wärme klimaneutral.

Neben den elektrischen Antrieb einer Wärmepumpe gibt es andere Bauarten, die thermisch angetrieben werden. Diese nutzen z. B. industrielle Abwärme oder die Verbrennung von Erdgas. Bislang sind keine Anlagen in dem erforderlichen Leistungs- und Temperaturbereich bekannt.

Die meisten Projekte mit Wärmepumpen in dem Anwendungsbereich verwenden elektrisch angetriebene Kompressionswärmepumpen. Zudem ermöglicht die elektrische Kompressionswärmepumpe die Sektorkopplung zwischen Strom- und Wärmemarkt und kann künftig als Speichertechnologie durch Power-to-Heat genutzt werden, auch wenn der regulatorische Rahmen dafür in Deutschland bisher noch nicht ausreichend existiert. Diese Kompressionswärmepumpe wird für die Untersuchung zu Grunde gelegt.

Für die Bewertung einer Wärmepumpe ist die Kennzahl coefficient of performance (COP) als Verhältnis von der Heizleistung zur eingesetzten elektrischen Energie (eingesetzter Arbeitsaufwand) entscheidend. Je größer der Wert ist, desto effizienter arbeitet die Wärmepumpe. Ist eine hohe Temperaturdifferenz einerseits am Verflüssiger und Verdampfer, andererseits zwischen Wärmequelle und –senke erforderlich, so steigt der energetische Aufwand am Verdichter und der COP-Wert sinkt. Der Einsatzbereich und die Effizienz der Wärmepumpe sind von vielen Parametern abhängig und müssen stets im Einzelfall genau geprüft werden.

Wie bei vielen technischen Apparaten mit Kältemitteln, waren und sind die Schädigung der Ozonschicht und das Treibhauspotenzial ein kritisches Thema. Zunehmend wird versucht, auf natürliche Kältemittel wie z. B. Kohlenstoffdioxid oder Ammoniak umzustellen, die keine Schädigung der Umwelt verursachen.

Neben der Bauart der Wärmepumpe, ist ihre Größe bzw. ihre Heizleistung ein weiteres entscheidendes Kriterium. Das Spektrum an Heizleistung ist aufgrund unterschiedlicher Anwendungsbereiche sehr groß. Für die Versorgung von Fernwärmenetzen sind Großwärmepumpen im Megawattbereich erforderlich. Durch Skaleneffekte können sie günstigere Wärmegestellungskosten erzielen als kleinere Anlagen. Mit der großen Heizleistung einher geht die Anforderung, dass die Wärmequelle ein großes Wärmereservoir besitzt.

Großwärmepumpen sind eine seit den 1980er Jahren erprobte Technologie, insbesondere in den skandinavischen Ländern. Viele der in der 80er Jahren in Skandinavien installierten Anlagen sind noch heute in Betrieb.

Derzeit sind mehr als 100 Großwärmepumpen mit einer thermischen Leistung von mehr als 1 MW in Europa in Betrieb. Dabei liegt der regionale Schwerpunkt in Skandinavien und hier insbesondere in Schweden. Aber auch in Italien und der Schweiz, sowie in Frankreich und Österreich wurden derartige Anlagen installiert. Die größten Anlagen befinden sich in Hammarby (225 MW_{th}) und Värtan-Ropsten (180 MW_{th}).

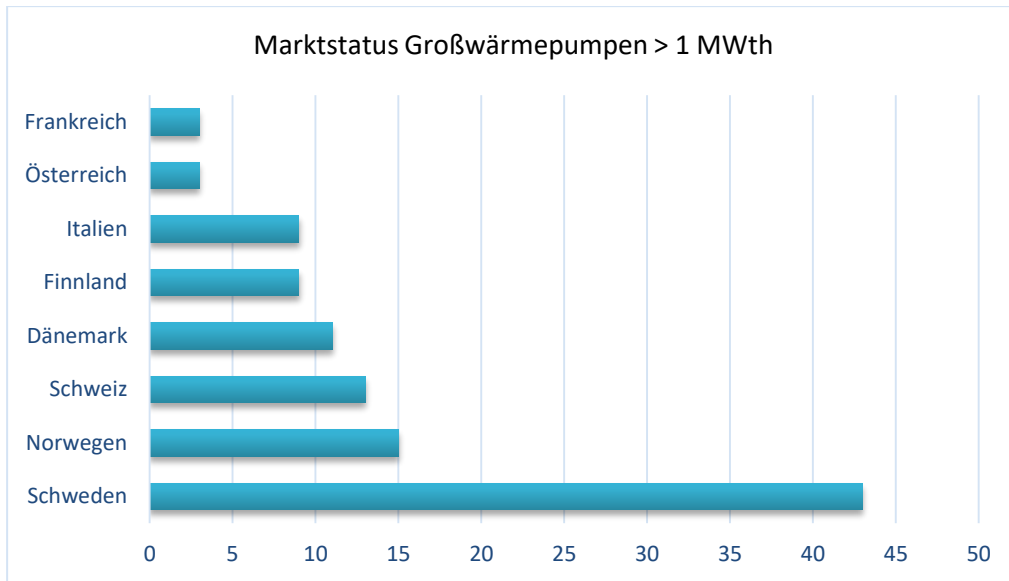


Abbildung 20: Anzahl installierter Großwärmepumpen > 1 MWth in Europa⁶⁹

Die folgende Abbildung zeigt die Temperaturbereiche, in denen die Wärmepumpen operieren. Ein großer Teil der Anlagen stellt sekundärseitig Temperaturen > 80°C zur Verfügung.

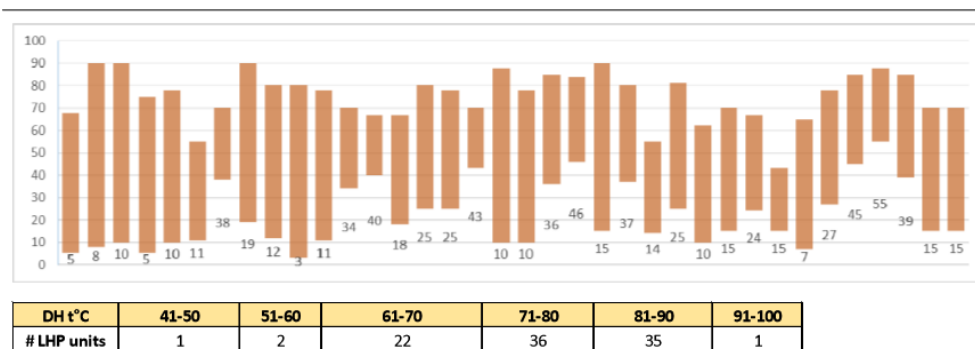


Abbildung 21: Temperaturbereich der installierten Großwärmepumpen⁷⁰

Ein stark limitierender Faktor in Deutschland sind bislang die hohen Stromumlagen und -abgaben, die den Betrieb von Stromwärmepumpen auch bei niedrigen Börsenstrompreisen in der Regel nicht wirtschaftlich erlauben.

Vor diesem Hintergrund ist die Nutzung von Strom-Wärmepumpen insbesondere denkbar, wenn für den Strom keine Netzentgelt und/oder keine volle EEG-Umlage gezahlt werden muss. Dies ist der Fall bei Eigenstrom-Konzepten, bei denen Windkraftanlagen, Fließwasserkraftwerke oder (Biomasse-)KWK-Anlagen direkt und ohne Nutzung des Stromnetzes eine Wärmepumpe mit Strom versorgen.

⁶⁹ Daten nach David A. (2016): Large Heat Pumps in European District Heating Systems, En+Eff 22nd International Trade Fair and Congress Frankfurt

⁷⁰ Ebd.

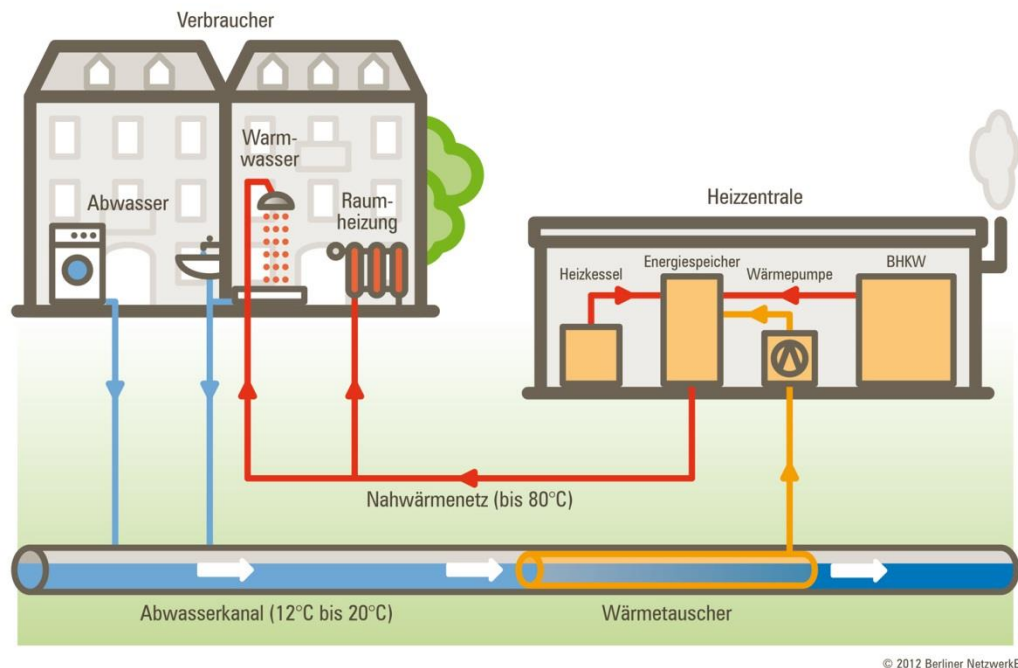
6. Abwasserwärme

Ähnlich wie die industrielle Abwärme ist auch die Abwasserwärme keine Erneuerbare Energie im engeren Sinn. Sie kann aber insbesondere bei städtischen Bebauungsstrukturen einen Teil des benötigten Wärmebedarfs liefern.

Die Abwasserwärme ist vergleichbar mit der industriellen Abwärme wie z. B. Kühlwasser und besitzt die thermische Energie aus der vorangegangenen Nutzung (z. B. heißes Duschen). In der Kanalisation vermischt sich das Abwasser von privaten Haushalten, Gewerbe und Industrien mit den Niederschlägen aus der Umgebung und sonstigen Einleitungen. Dadurch ist die Temperatur vom Abwasser im Durchschnitt höher als in den Oberflächengewässern, was höhere Heizleistungen ergeben kann.⁷¹

Abwasserwärme kann im Gegensatz zu Oberflächengewässern ganzjährig genutzt werden. Das ist ein wesentlicher Grund, warum in Schweden die Abwasserwärme die dominierende Wärmequelle für Großwärmepumpen ist. Die Wärme kann dem Abwasser mittels Wärmeübertragern direkt aus den Abwassersammlern entnommen werden und durch Wärmepumpen auf das erforderliche Temperaturniveau gebracht werden.

Abwasserwärmenutzung



© 2012 Berliner Netzwerk

Abbildung 22: Schema einer Abwasserwärmenutzungsanlage⁷²

Die Abbildung zeigt ein einfaches Schema einer Abwasserwärmenutzungsanlage. Über den Wärmeübertrager im Kanal wird die Wärme aus dem Abwasser auf einen weiteren Kreislauf übertragen und zur Wärmepumpe geführt. Diese nutzt die Wärme und erhitzen den Rücklauf des Nahwärmenetzes.

⁷¹ Durch die Einleitung der verschiedenen Abwässer hat das Abwasser näherungsweise eine untere Begrenzung der Temperatur, die nicht unter 10 °C sinkt (DWA-M 114 2009). Besonders die Abwässer von Industrien und Kraftwerken versprechen ein hohes nutzbares thermisches Potenzial, wodurch hohe Leistungen und bessere COP-Werte erreichbar sind.

⁷² Quelle: <http://www.berlin-klimaschutz.de/sites/default/files/legacy-files/uploads/bilder/bnwgrafikabwasserwaermelow.jpg> Stand 27.07.2016)

In Deutschland werden derzeit etwa 40 Abwasserwärmenutzungsanlagen betrieben. Jedoch sind dies Anlagen mit kleinen Heizleistungen im Kilowattbereich. In Skandinavien und der Schweiz ist diese Technik bereits deutlich weiter verbreitet und es werden dort auch großskalige Aggregate im Megawatt-Bereich eingesetzt.

Etwa ein Drittel der in Europa eingesetzten Großwärmepumpen mit einer thermischen Leistung von mehr als 1 MW basiert auf Abwasser als Energiequelle. Dieser große Anteil gegenüber den anderen Wärmequellen ist durch die hohe Durchschnittstemperatur von Abwasser zu erklären, welche sich positiv auf die Effizienz der Wärmepumpe auswirkt.

Das bislang keine Großanlagen in Deutschland errichtet wurden, liegt vor allem an zwei Gründen. Einerseits ist durch die hohen Netzstromkosten bzw. die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen der Kostenaufwand einer Abwassernutzungsanlage im Vergleich zu einem Gasheizkessel vergleichsweise hoch. Andererseits fehlen für Großwärmepumpen häufig die passenden Wärmelasten, da (große) Klärwerke meist außerhalb der Stadt liegen und ein Fernwärmenetz fehlt oder die Distanz zu groß ist.

Hamburg hat gute Voraussetzungen für die Nutzung von Abwasserwärme mit Großwärmepumpen. Die geeigneten Potenziale werden im Folgenden betrachtet.

Potenziale der Abwasserwärme

Die Potenziale für Abwasserwärme in Hamburg sind im Wesentlichen:

- Abwasserkanäle und –düker mit großen Nenndurchmesser oder hohem Durchfluss
- Pumpschächte bzw. –stationen
- das Klärwerk Köhlbrandhöft und Dradenau
- Abwasser und Kühlwasser von Kraftwerken und Industrien

Abwasserkanäle und Pumpschächte können hohe Volumenströme bereithalten, wodurch ein großer Wärmeentzug möglich ist. Der nachträgliche Einbau eines Wärmeübertragers ist jedoch aufwändig und kann das Abwassersystem stören bzw. zeitweise durch den Einbau unterbrechen. Ein geeigneter Zeitpunkt ist daher die Sanierung oder der Neubau von Leitungen.

Die Abschätzung der Potenziale in dem Abwassersystem von Hamburg ist ohne das Vorliegen genauer Detailpläne nicht möglich. In Zusammenarbeit mit Hamburg Wasser können in einem weiteren Schritt andere Potenziale gefunden werden, in deren Nähe eine passende Fernwärmeleitung entsprechend der Heizleistung und ggf. ein Blockheizkraftwerk für die Eigenstromversorgung bereit steht.

Hohe Abwassertemperaturen sind von Kraftwerken oder Industrien zu erwarten und sollten betrachtet werden, falls sie an einen geeigneten Standort liegen. Dadurch können gute Betriebswerte der Wärmepumpen erwartet werden.

Für die Nutzung von Standorten am Abwasserdüker nördlich der Elbe müssen passende Freiflächen für die Anlagen vorliegen. Das ist nach bisherigem Kenntnisstand schwierig, ggf. können bisherige PKW-Parkflächen genutzt werden oder die Anlagen unter Grund angeordnet werden. Aufgrund der Unsicherheit über die Nutzungseignung wird für die Untersuchung diese Quelle vorerst zurück gestellt.

Am Vielversprechendsten für eine energetische Nutzung erscheint das zentrale Klärwerk an den Standorten Köhlbrandhöft und Dradenau. Dort findet sich das größte Wärmereservoir. Daher wird das Klärwerk im Kapitel E genauer betrachtet.

7. Industrielle Abwärme

Etwa 30 % des Endenergiebedarfs in Deutschland entfällt auf den Industriesektor. Rund zwei Drittel davon werden als Prozesswärme, z. B. zur Dampferzeugung, zur Produktherstellung oder für Trocknungs- und Reinigungsprozesse eingesetzt. Bei vielen Produktionsprozessen entsteht Abwärme, die im Unternehmen nicht genutzt werden kann und als Wärmeüberschuss „entsorgt“ werden muss. Diese überschüssige Abwärme ist zwar keine Erneuerbare Energie im engeren Sinn, sollte aber aus Gründen der effizienten Verwendung begrenzter Energieressourcen und des Klimaschutzes so weit wie möglich reduziert werden.

Mit etwa 2 % ist der Anteil der industriellen Abwärme an der Fernwärmeversorgung in Deutschland bislang noch sehr gering, obwohl die theoretischen Potentiale erheblich sind. Eine aktuelle Studie des IZES⁷³ beziffert das theoretische Abwärmepotenzial auf 226 TWh. Das entspricht etwa dem Doppelten der heute durch Fernwärme insgesamt abgesetzten Wärmemenge. Ein großer Teil des theoretisch verfügbaren Abwärmepotenzials konzentriert sich dabei auf wenige Branchen wie die Metallerzeugung und –bearbeitung, die Herstellung chemischer Erzeugnisse und die Mineralölverarbeitung.

Obwohl die theoretischen Potentiale der Nutzung von Industrieabwärme durchaus erheblich sind, blieb die Realisierung konkreter Projekte bisher weit hinter den Möglichkeiten zurück. Dies ist auf vielfältige Gründe zurück zu führen, die im der weiteren thematischen Befassung (u.a. im Abschnitt Systemintegration) näher analysiert werden.

So kann die Lieferung der Wärme vom Unternehmen meist nicht langfristig garantiert werden, da diese von Produktionsprozessen und Markterfordernissen abhängt. Zudem erschweren weite Entfernungen zwischen den Industriestandorten und den möglichen Abnehmern und die damit verbundenen hohen Investitionen in die Wärmenetz-Infrastruktur die Realisierung von Projekten.

Unter guten Voraussetzungen kann industrielle Abwärme ökologisch und ökonomisch vorteilhaft in die Fernwärmeversorgung integriert werden. Dies zeigen die Beispiele der Einspeisung von Prozessabwärme der Mineralölraffinerie Oberrhein in das Fernwärmenetz der Stadtwerke Karlsruhe (50 MW Abwärme), die Fernwärmeschiene Niederrhein (125 MW Abwärme) oder die Fernwärme-Verbund Saar (130 MW Abwärme).

Für die Hamburger Fernwärmestrategie könnte die Integration industrieller Abwärme ein wesentlicher Punkt sowohl im Rahmen der kurzfristigen wie auch der langfristigen Handlungsoptionen sein. In Hamburg bieten sich vermutlich in erster Linie die Betriebe der metallverarbeitenden Industrie (z.B. Stahlwerke Arcelor Mittal, Trimet Aluminium SE, Kupferhütte Aurubis) und die mineralölverarbeitende Industrie (z.B. Holborn Europa Raffinerie) als mögliche Wärmequellen an, da hier die zur Verfügung stehenden Abwärmeströme ein für die Fernwärmenutzung günstiges Temperaturniveau von 80-120 °C aufweisen.

⁷³ Grote Lars et.al. (2015): Studie Abwärmennutzung – Potenziale, Hemmnisse und Umsetzungsvorschläge. IZES Saarbrücken.

Das Abwärmepotenzial im Hamburger Hafen mit einem Temperaturbereich $> 80^{\circ}\text{C}$ kann mit etwa 100-150 MW thermischer Leistung abgeschätzt werden. Dieses lässt sich grob in drei Cluster einteilen:

- Der Bereich am Kohlbrand mit der MVR, den Stahlwerken Arcelor Mittal und den Trimet Aluminiumwerken
- Der Bereich um die Harburger Seehäfen mit den dort ansässigen Raffinerien (u.a. Holborn Europa Raffinerie)
- Die Veddel mit der Aurubis Kupferhütte

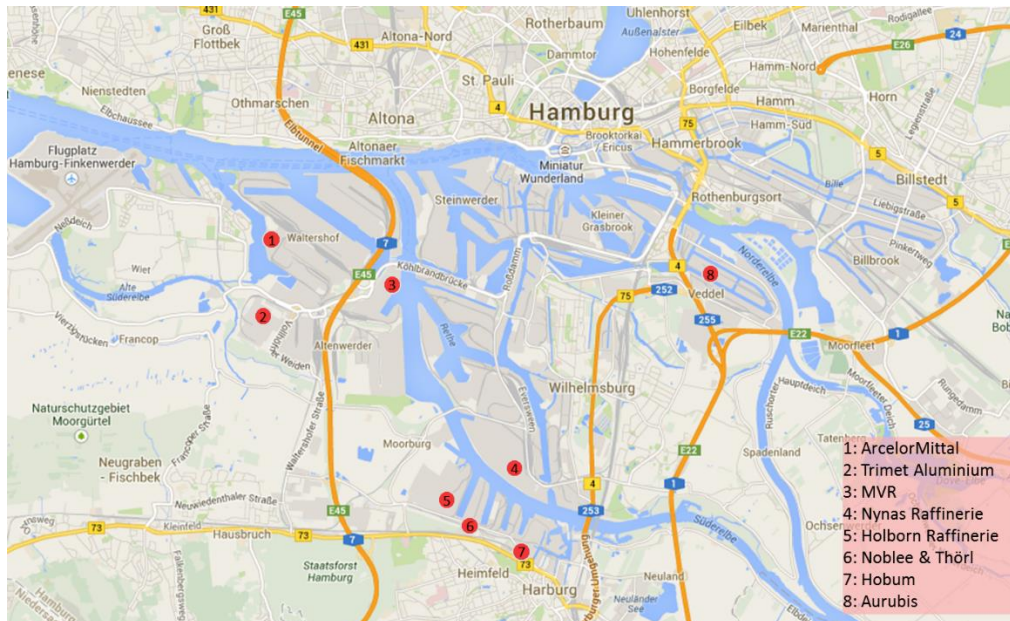


Abbildung 23: Mögliche Abwärmepotenziale im Hamburger Hafen

Allein die Aurubis AG verfügt über ein nutzbares hochkalorisches Abwärmepotenzial von etwa 60 MW. Die Abwärmepotenziale der Stahlwerke Arcelor Mittal sowie der Aluminiumwerke Trimet können nach einer Machbarkeitsstudie der BUE auf gemeinsam etwa 10-12 MW abgeschätzt werden.

Bei Einbeziehung niedrig-exergetischer Abwärme im Betrachtungsgebiet erhöht sich das technische Abwärmepotenzial beträchtlich auf 200-300 MW⁷⁴. Auch nördlich der Elbe sind vermutlich nutzbare Abwärmepotenziale vorhanden, etwa bei den Deutschen Hefewerken in Wandsbek oder am Fischmarkt Altona.

⁷⁴ Moryn K. (2010): Potenzialuntersuchung und Nutzung der industriellen Abwärme als Teil eines Wärmeversorgungskonzeptes für Hamburg.

8. Gewerbliche Abwärme

Auch niedrig-exergetische Abwärme, die aus gewerblichen Anwendungen stammt, kann vorteilhaft in die Fernwärmeversorgung integriert werden. Dies betrifft z.B. die Abwärme aus Rechenzentren, Kühlhäusern oder Supermärkten.

So haben u.a. die Stadtwerke Dresden ein Projekt zur Einbindung von Abwärme aus Rechenservern in die Dresdener Fernwärme bei mehr als 50 Wohnungen erfolgreich umgesetzt.⁷⁵

Für die Fernwärmeversorgung in Stockholm wurde ermittelt, dass allein die Abwärme aus den dort bestehenden Rechenzentren Wärme für 60.000 Haushalte bereitstellen kann. Ein Pilotprojekt mit einer avisierten Wärmemenge von etwa 112 GWh/a befindet sich dort in der Umsetzung.⁷⁶

Auch eine für die Stadt London durchgeführte Studie (Mayor of London, Secondary Heat Supply) belegt die großen Potenziale der gewerblichen Abwärme für die Fernwärmeversorgung. Nach dieser Studie könnte bei einer Vorlauftemperatur von 70°C mehr als der gesamte heutige Wärmebedarf Londons (66 TWh/a) durch Wärmepumpen geliefert werden. 18% des aktuellen Wärmebedarfs (12 TWh/a) stünden potenziell zu heute wettbewerbsfähigen Preisen zur Verfügung.⁷⁷

Grundsätzlich sollten auch in Hamburg erhebliche Potenziale an gewerblicher Abwärme vorhanden sein, die in geeigneter Weise in das Fernwärmesystem integriert werden können. Dabei bieten sich vermutlich folgende Quellen zur Nutzung an

- Abwärme aus Rechenzentren
(z.B. DESY, Dataport, Deutsches Klima-Rechenzentrum)
- Abwärme aus Lüftung des Elbtunnels
- Abwärme aus Gewerbebetrieben
(z.B. Bäckereien, Wäschereien, Kühlhäuser, Supermärkte)

Die mögliche Erschließung der gewerblichen Abwärmequellen in Hamburg sollte strukturiert analysiert und im Rahmen der langfristigen Transformationsstrategie umgesetzt werden. In diesem Zusammenhang bietet sich eine Vorgehensweise an, wie sie im Leitfaden Abwärmenutzung für Kommunen des Bayerischen Landesamtes für Umwelt beschrieben ist.⁷⁸

Für die kurzfristigen Handlungsoptionen im Rahmen des Ersatzes des Kohle-Heizkraftwerks Wedel wird die gewerbliche Abwärme nicht berücksichtigt

⁷⁵ <https://www.cloudandheat.com/static/pdf/pr/20140603-Cloud-Heat-Wohnprojekt-Dresden-de.pdf>
Abruf 1.10.2016

⁷⁶ <http://www.opendistrictheating.com/news/fortum-kauft-abwarmer-von-rechenzentrum/> Abruf 1.10.2016

⁷⁷ Mayor of London, Secondary Heat Supply, 2013.

⁷⁸ Leitfaden zur Abwärmenutzung in Kommunen, Bayerisches Landesamt für Umweltschutz, Augsburg 2008

9. Power to heat

Bereits in den vergangenen beiden Jahren gab es verstärkt Situationen, in denen insbesondere in Schleswig-Holstein Windkraftanlagen im Rahmen des Einspeisemanagements durch den Übertragungsnetzbetreiber abgeregelt werden mussten. Vor dem Hintergrund des weiterhin dynamischen Windkraftausbaus im Norden wird erwartet, dass derartige Situationen in den nächsten Jahren verstärkt auftreten werden und zum Verlust von quantitativ relevanten Windstrommengen in Norddeutschland führen. Spätestens mit dem Abschluss des Baus der Westküstentrasse wird zudem erwartet, dass sich Netzengpässe zukünftig vorrangig erst südlich von Hamburg ergeben werden.

Hieraus ergibt sich für die Metropolregion Hamburg ein besonderes Potenzial zur Umwandlung von Strom in Wärme mit „Power-to-heat“-Technologien (PtH) als potenziell kostengünstige Wärmequelle. Aufgrund der aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen (Netzentgelte, EEG-Umlage) ist es derzeit jedoch wirtschaftlich nur selten möglich, den Strom aus ansonsten abzuregelnden EE-Anlagen in Wärme umzuwandeln (z.B. durch zusätzliche Erlöse über den Regelenergiemarkt). Vor diesem Hintergrund hat die Landesregierung von Schleswig-Holstein ein Konzept „zuschaltbarer Lasten“ vorgeschlagen, wonach bei drohender Abregelung von EE-Anlagen die Nutzung ihres Stroms ohne Netzentgelte und EEG-Umlage ermöglichen soll.⁷⁹ Im Rahmen der laufenden EEG-Novelle soll dieses Thema weiter entwickelt werden.

Die Nutzung des Stroms über ein Fernwärmesystem mit Einbindung eines Elektrokerssels bzw. eines Heißwasserspeichers mit Elektroheizstab ist technisch vergleichsweise einfach zu realisieren. Durch die Verwendung des Stroms in Großwärmepumpen lässt sich die nutzbare Energiemenge vervielfachen, jedoch sind damit höhere Investitionskosten verbunden.

Im Rahmen dieser Untersuchung werden insbesondere die Möglichkeiten des Einsatzes von Groß-Wärmepumpen untersucht.

⁷⁹ https://www.schleswig-holstein.de/DE/Schwerpunkte/Energiewende/Strom/documents/zuschaltbare_lasten.html Abruf 1.10.16

10. Zusammenfassung Potenzialanalyse

Die Auswertung der vorliegenden Potenzialanalysen zeigt, dass sich eine belastbare Quantifizierung der verfügbaren Potenziale an Erneuerbarer Wärme und Abwärme nur mit großen Abstrichen möglich erscheint. Zwar liegen teilweise umfangreiche Daten vor, jedoch sind die Ergebnisse verschiedener Studien aufgrund der Datenermittlung und des räumlichen Zuschnitts des Betrachtungsgebietes oft kaum vergleichbar. Eine Eingrenzung auf die Metropolregion als Potenzialgebiet ist in vielen Fällen nicht möglich.

Zudem wird in den vorliegenden Studien in der Regel nicht nach den gewünschten Kriterien „theoretisch erschließbar“, „technisch umsetzbar“, „nachhaltig verfügbar“ und „wirtschaftlich machbar“ differenziert.

Eine grobe Zusammenstellung der nachhaltig verfügbaren Potenziale auf der Grundlage der vorstehend analysierten Studien findet sich in der nachfolgenden Tabelle.

Wärmequelle	Nachhaltiges Potenzial in der Metropolregion [TWh/a]
Holz	5-6
Stroh	4-5
Gülle	2-3
Abfall	2-3
Solarwärme	5-6 (nur FHH)
Tiefe Geothermie	1-2 (nur FHH)
Abwärme > 80°C	1-2 (nur FHH)
Abwärme < 80°C	3-4 (nur FHH)
Abwasserwärme	1-2 (nur FHH)
Umweltwärme	Nicht bezifferbar

Tabelle 3: Zusammenstellung der nachhaltigen Potenziale

Obwohl Holz nach Studienlage ein großes Potenzial aufweist, gehen wir in dieser Untersuchung davon aus, dass diese Potenziale bereits weitgehend ausgeschöpft sind und der Konkurrenzdruck durch anderweitige Nutzung in Zukunft noch zunehmen wird. Die Möglichkeit, langfristige Lieferverträge mit preisgünstigen Konditionen für großskalige Anwendungen zu schließen, halten wir derzeit für schwierig.

Aussichtsreiche Potenziale sehen wir bei der Nutzung von Reststoffen wie Stroh und Gülle. Hier muss sich zeigen, ob eine wirtschaftliche Nutzung zu konkurrenzfähigen Preisen möglich ist.

Abfall wird bereits heute in großem Umfang für die Energiebereitstellung in der FHH genutzt. Wir gehen davon aus, dass sich dieses weiter fortsetzt.

Die Solarthermie bietet ein großes nachhaltiges Wärmepotenzial. Hier besteht die Herausforderung in der wirtschaftlichen Machbarkeit. Diese sehen wir derzeit in der Kombination mit der Fernwärme nur bei sehr großen Anlagen gegeben.

Industrielle Abwärme zählt in der Regel zu den preisgünstigen Wärmequellen. Sie sollte möglichst in das System eingebunden werden. Die Systemintegration ist jedoch im konkreten Fall oft mit Herausforderungen verbunden.

Auch die Optionen der tiefen Geothermie sollten genutzt werden. Hier bestehen vor allem Potenziale im Bereich der Elbinsel Wilhelmsburg und im Hamburger Osten. Für die kurzfristigen Handlungsoptionen bei der Ersatzlösung Wedel kommt diese Option nicht zum Tragen.

Für eine effiziente Einbindung gewerblicher Abwärme sollten die Netzparameter der Fernwärme, vor allem die Heizmitteltemperatur darauf ausgerichtet sein. Dies ist eine langfristige Aufgabe.

Die Nutzung von Umweltwärme und Abwasserwärme über Großwärmepumpen sehen wir als eine besonders aussichtsreiche Option auch als kurzfristige Handlungsoption im Zusammenhang mit der Ersatzlösung für das HKW Wedel.

E Anlagenkonzepte für die kurzfristigen Handlungsoptionen

1. Zentrum für Ressourcen und Energie Stellingen

Die Stadtreinigung Hamburg plant am Standort der ehemaligen Müllverbrennungsanlage Stelling Moor ein neues Zentrum für Ressourcen und Energie, das einen wesentlichen Beitrag zur Fernwärmeversorgung in Hamburg leisten kann⁸⁰.

Der derzeitige Planungsstand sieht vor, am Standort den biogenen Anteil von Hausmüll, sowie ansonsten nur schwer verwertbare Biomassen (u.a. Laub und Deichmahd) in einem Heizkraftwerk zur energetischen Verwertung einzusetzen. Neben dieser Anlage ist ein weiteres Heizkraftwerk geplant, das auf Ersatzbrennstoffen (EBS) aus Hausmüll und gewerblichen Abfällen basiert. Daneben ist vorgesehen, dass aus der Vergärung stammende Biogas bei Bedarf in der Heizperiode zu Heizzwecken einzusetzen und ggfls. Erdgas-KWK-Anlagen sowie eine Power to heat-Anlage zu errichten.

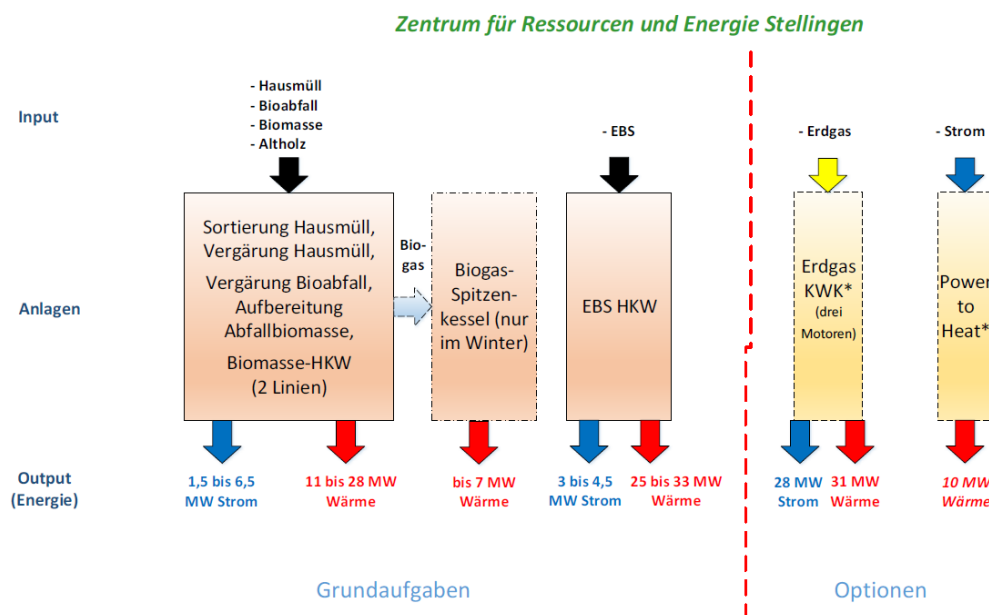


Abbildung 24: Anlagenschema des geplanten Zentrums für Ressourcen und Energie, Quelle: SRHH

Im Rahmen dieser Untersuchung mit Fokus auf die Integration Erneuerbarer Energien wird das Konzept der Stadtreinigung vorerst auf das HKW auf Basis Abfall und Biomasse sowie das EBS-Heizkraftwerk reduziert. Die Option der Energieerzeugung aus fossilem Erdgas bleibt zunächst unberücksichtigt. Daneben wird auch die Nutzung des Biogas-Spitzenkessels nicht mit einbezogen, da wir davon ausgehen, dass die Einspeisung des Biogases in das Gasnetz demgegenüber ökonomisch vorteilhafter ist.

Bei der Fahrweise der Heizkraftwerke wird angenommen, dass die Wärmeproduktion im Fokus steht und die Stromproduktion vornehmlich zur Deckung des Eigenstrombedarfs dient. Bei der Ausführung der Anlagen als KWK-Anlage sollte berücksichtigt werden, dass eine Förderung nach dem novellierten KWKG aufgrund des erforderlichen

⁸⁰ <http://www.hamburg.de/contentblob/6882684/058302b5792efce22fdb5a8deb7bb5f/data/planung-eines-zre.pdf> Abruf 13.10.2016

Zeitraumens und der Ermittlung der Zulagenhöhe in einem Ausschreibungsverfahren Unsicherheiten birgt. Die KWK-Zulage nach dem KWKG 2016 wird nur gezahlt, wenn die Anlage bis 2022 in Betrieb gegangen ist. Zudem soll künftig bei Anlagen in einer Leistungsklasse zwischen 1 und 50 MW die Zulage durch Ausschreibung ermittelt werden.

Für den Variantenvergleich werden nachfolgend die beiden SRHH-Anlagen am Standort Stellingen berücksichtigt.

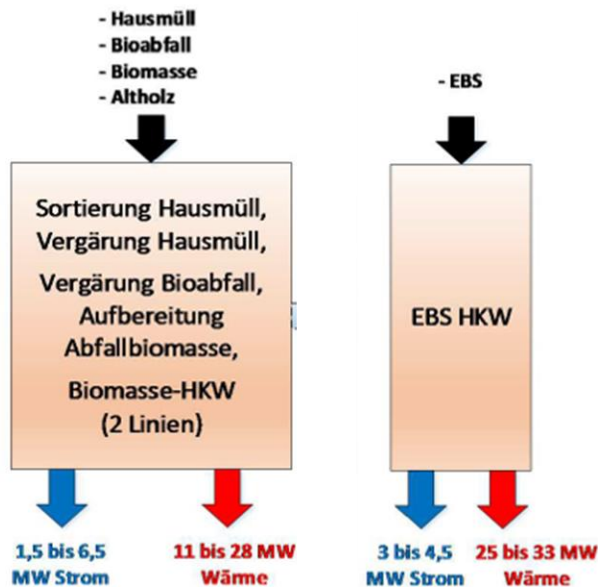


Abbildung 25: Reduziertes Anlagenschema ZRE (SRHH)

Für die weitere Untersuchung wird angenommen, dass SRHH die Anlagen selbst errichtet und betreibt. Die erzeugte Wärme wird dann ab Grundstücksgrenze in das Fernwärmenetz eingespeist und nach einem zu schließenden Wärmeliefervertrag vergütet. Es wird ein Wärmelieferpreis von 18 bis 20 Euro je MWh Wärme angenommen.

Für die Integration der Wärme in das bestehende Fernwärmenetz der VWH muss eine Anschlussstrasse zur nächsten Pumpstation errichtet werden. Dafür werden Investitionen von ca. 12 Mio. Euro abgeschätzt. Aus dem Wärmelieferpreis und den Kapitalkosten der Trasse ergeben sich indikative Wärmekosten von ca. 21 Euro je MWh Wärme.

2. Stroh-Heizwerk Stellingen

Die Potenzialanalyse hat gezeigt, dass bei allen untersuchten Biomasse-Reststoffen noch bergbare Potenziale in Deutschland und in der Metropolregion Hamburg bestehen. Dabei werden bisher die Energieträger Restholz und Gülle bereits in großem Maßstab energetisch genutzt. Für die Energieträger Stroh und Heu sind die Potenziale jeweils noch fast vollständig verfügbar.

Stroh hat in der Metropolregion Hamburg ein nachhaltiges Potenzial von 0,63-1,12 t FM pro Jahr. Dies entspricht einem Energiepotenzial von 2,2 - 4,5 TWh pro Jahr. Damit ist allein in der Metropolregion genügend Stroh für den Betrieb mehrerer Großanlagen zur Wärmeerzeugung vorhanden.

Weiterhin ist Stroh neben Holzhackschnitzeln einer der kostengünstigsten Biomasse-Reststoffe. Durch optimierte Bereitstellungsketten, sowie den Einsatz von Marktmechanismen bei der Beschaffung können die Preise weiter gesenkt werden.

Zudem steht Stroh nicht in Konkurrenz zu anderen Wirtschaftszweigen. Bei der Entnahme muss lediglich auf eine ausgeglichene Humusbilanz auf den Äckern geachtet werden. Anders als bei Energiepflanzen oder Holz besteht keinerlei Konflikt mit der Lebensmittel- oder der Baubranche.

Strohkraftwerke sind technisch ausgereift und wurden in Deutschland und im europäischen Ausland schon mehrfach umgesetzt. Damit bringt eine entsprechende Investition wenige Risiken mit sich und kann zeitnah umgesetzt werden.

Im Folgenden werden für zwei Szenarien für die Erzeugung von Wärme mit Stroh in Hamburg die Wirtschaftlichkeit berechnet. Dabei werden zuerst die Bereitstellungskosten für den Rohstoff Stroh dargestellt und für zwei Anlagentypen eine konkrete Kostenschätzung durchgeführt.

Bereitstellungskosten

Die Bereitstellungskosten für Stroh sind ein wesentlicher Faktor für die Darstellung der Wirtschaftlichkeit einer Wärmeerzeugungsanlage. Sie unterteilen sich im Fall von Stroh in die Bergungskosten und die Transportkosten. Die Bergungskosten beschreiben die Kosten für die Ernte des Strohs bis zur Zwischenlagerung in räumlicher Nähe der Felder.

Die Transportkosten beschreiben die Kosten des Transports von dieser Zwischenlagerung bis zur Verbrennungsanlage. Während die Bergungskosten nur wenig variabel sind, können sich die Transportkosten entsprechend der Entfernung und des Transportmittels wesentlich unterscheiden.

Bergungskosten

Die Bergungskosten für Stroh wurden in mehreren Studien eingehend untersucht. Es sind vielfältige Schritte in der Bereitstellungskette notwendig, um das vor Ort anfallende Stroh zu pressen, zwischenzulagern und zu transportieren.

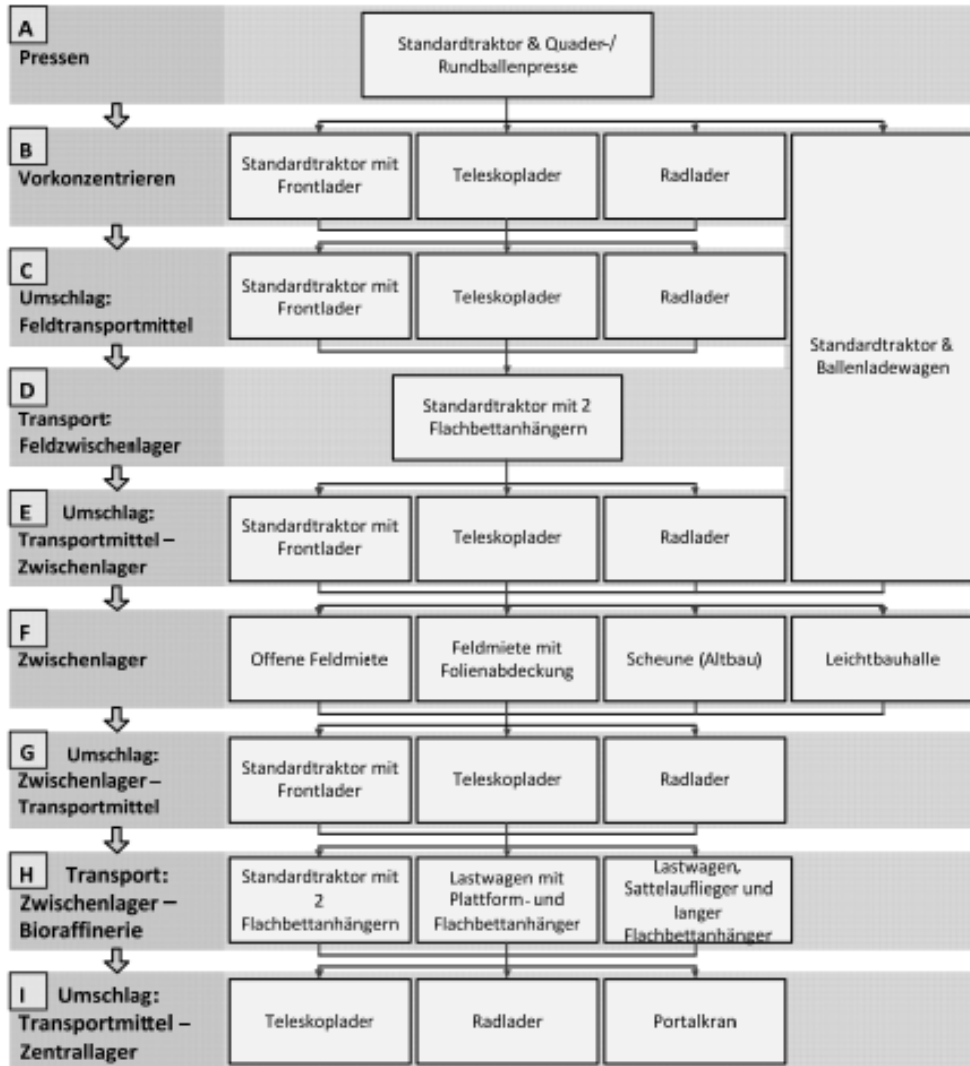


Abbildung 26: Modell der Bereitstellungskette für Stroh zur Energieproduktion⁸¹

⁸¹ Quelle: DBFZ 2011

Die Kosten der Strohbereitstellung lagen in den verschiedenen Studien in einem vergleichbaren Bereich. Für dieses Gutachten werden die optimierten Bergungskosten von 45,10 € pro Tonne, die die DBFZ errechnet hat, angesetzt.

Variante	DBFZ ⁸²		IER ⁸³
	Basis	optimiert	-
Bergungskosten (€/t Stroh)	51,80	45,10	43,70

Tabelle 4: Kosten für die Bergung von Stroh in Deutschland.

Im Rahmen weiterer Untersuchungen zur wirtschaftlichen Machbarkeit sollten die Bereitstellungskosten durch Gespräche mit möglichen Lieferanten und landwirtschaftlichen Organisationen verifiziert werden.

Transportkosten zur Erzeugungsanlage

Die Transportkosten hängen im Wesentlichen von der Entfernung der Wärmeerzeugungsanlage vom Feldzwischenlager und vom Transportmittel ab. Aufgrund der geringen Massendichte von Strohballen ließ sich bereits in den Voruntersuchungen ein Transport über lange Distanzen ausschließen. Da zudem der Anfall des Strohs regional sehr verteilt ist, bietet der LKW-Transport klare Vorteile. Aufgrund der guten Wasserstraßeninfrastruktur in der Metropolregion Hamburg wurde darüber hinaus der Transport per Schiff in die Untersuchung einbezogen.

LKW-Transport

Die LKW-Transportkette umfasst im Normalfall den Transport vom Feldzwischenlager zu einem weiteren Zwischenlager und den Transport von diesem Zwischenlager zum Lager der Wärmeerzeugungsanlage.

Im DBFZ-Report Nr. 13 wurde die Lieferkette mit LKWs für Stroh im Detail untersucht. Dabei wurden alle Transport- und Lagerschritte mit realen Daten modelliert. Die räumliche Struktur des Stroheinzugsgebiets wurde räumlich idealisiert dargestellt. Aufgrund dieser Modellannahmen wurden Transportentfernungen und -kosten für Anlagen mit unterschiedlichen Strohbedarfen errechnet.

Aus den so modellierten Kosten kann eine Kostenfunktion für den Transport abgeleitet werden. Es zeigt sich, dass die Kosten bei kleinen Entfernungen stärker ansteigen, während sie bei größeren Entfernungen keinen großen Anstieg mehr verzeichnen. Die Kosten bewegen sich zwischen ca. 10 € bei einer durchschnittlichen Transportdistanz von ca. 3 km und ca. 41 € bei einer Transportdistanz von ca. 102 km.

⁸² DBFZ. DBFZ Report Nr. 13 – Basisinformationen für eine nachhaltige Nutzung von landwirtschaftlichen Reststoffen zur Bioenergiebereitstellung. 2012.

⁸³ Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart. Leitfaden Feste Biobrennstoffe. 2014.

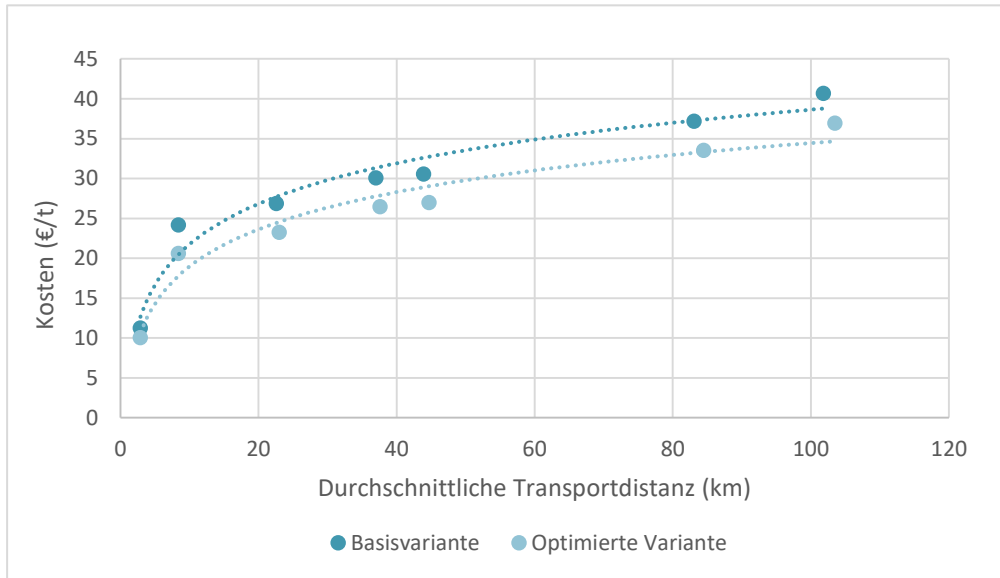


Abbildung 27: Modellerte Bereitstellungskosten für unterschiedliche Transportdistanzen⁸⁴

Zum besseren Vergleich wurde für eine realistische durchschnittliche Transportdistanz von 60 km eine Kostenüberstellung der modellierten und realen Quellen durchgeführt. Es zeigt sich, dass die modellierten Kosten die reale Situation gut abbilden vermögen.

	DBFZ ⁸⁵		BEKW Emsland ⁸⁶
Variante	Basis	optimiert	-
Transportkosten (€/t Stroh)	34,88	31,02	30

Tabelle 5: Transportkosten für Stroh beim LKW-Transport über eine beispielhafte Distanz von 60km. ⁸⁷

Schiffstransport

Für den Transport mit dem Schiff wurden eigene Untersuchungen angestellt. Dabei wurde angenommen, dass die Strohballen – ähnlich zur Anlagenanlieferung – zuerst mit LKWs zur entsprechenden Verladestelle gebracht werden muss.

⁸⁴ Modellerte Bereitstellungskosten für unterschiedliche Transportdistanzen (Punkte) und daraus abgeleitete Funktion für die Bereitstellungskosten abhängig von der Transportdistanz (Linie) (Quelle: DBFZ 2011/eigene Berechnungen).

⁸⁵ DBFZ. DBFZ Report Nr. 13 – Basisinformationen für eine nachhaltige Nutzung von landwirtschaftlichen Reststoffen zur Bioenergiebereitstellung. 2012.

⁸⁶ <http://www.agrarheute.com/landundforst/news/stroh-heizkraftwerk-geht-los>
<http://www.topagrar.com/news/Energie-News-Strohheizkraftwerk-Emlichheim-soll-75-000-t-Stroh-verfeuern-99198.html>

⁸⁷ Für das „BEKW Emsland“ beschreibt die angegebene Zahl die Differenz der realen Bereitstellungskosten und den modellierten Bergungskosten von 45,10€.

Die Berechnungen für den Transport vom LKW bis zur Wärmeerzeugungsanlage wurden auf Basis von realen Daten zu den Kosten durchgeführt. Diese stammen von Hafengesellschaften, Reedereien und Technikzulieferern.

	20km (kombiniert)	60km (kombiniert)
Schiffstransport (€/t Stroh)	12-15	17-20

Tabelle 6: Transportkosten für Stroh beim Transport im Schubverband in einem kombinierten Szenario mit zwei Häfen und einem Schubboot

Diese Kosten würden zusätzlich zu den LKW-Transportkosten anfallen. Damit ist der kombinierte Transportweg über Schiff und LKW spezifisch teurer.

Erzeugungsanlagen

Als zweiter Teil der Wirtschaftlichkeitsuntersuchung wurden für zwei Anlagentypen Kalkulationen der Wärmegegostehungskosten durchgeführt. Dabei wurden einerseits die Kosten einer Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage, andererseits die eines Heizwerks untersucht.

Diese Aufteilung wurde vorgenommen, da in Deutschland KWK-Anlagen in den meisten Fällen nicht mehr wirtschaftlich oder nur mit der Teilnahme an EEG-Ausschreibungen umgesetzt werden können.

Für die Berechnungen wurden neben den oben dargestellten Bereitstellungskosten die Erstellungskosten von Referenzanlagen verwendet. Außerdem flossen jährliche Kosten für Personal, Betrieb, Instandhaltung, Versicherung und Ascheentsorgung in die Berechnung ein.

Heizkraftwerk

Im ersten Szenario wurde ein Heizkraftwerk nach dem Vorbild des Stroh-Heizkraftwerks in Aarhus untersucht, da zu dieser Anlage eine gute Datenbasis besteht und sich die Anlage durch ein sehr effizientes Energiekonzept auszeichnet. Die Anlage des Szenarios wurde mit folgenden Kenndaten berechnet:

Feuerungsleistung (MW)	110 MW
Brennstoffnutzungsgrad	103%
Thermische Leistung (MW _{th})	77 MW
Elektrische Leistung (MW _{el})	37 MW
Jahreslaufstunden (h)	4.500h
Investitionskosten (DKK)	1 Mrd. DKK
Investitionskosten (€)*	134,4 Mio. €

Tabelle 7: Kenndaten für das Szenario „Stroh-Heizkraftwerk“⁸⁸

Es ergeben sich Gesamtgestehungskosten von ca. 45-48€/MWh (LKW/Schiff). Bei angenommenen Wärmeerlösen von 35€/MWh liegen die mittels der Wärmerestkosten-Methode ermittelten Stromgestehungskosten bei 65-75€/MWh (LKW/Schiff) unter Berücksichtigung des KWK-Zuschlags nach dem KWKG 2016.

Damit lässt sich diese Methode der Wärmeherzeugung nicht wirtschaftlich darstellen. Eine Direktvermarktung des Stroms bei Börsenstrompreises von 25-30€ ist mit dem berechneten Strompreis nicht möglich.

Heizwerk

Im zweiten Szenario wurde zur besseren Vergleichbarkeit ein Heizwerk mit der gleichen effektiven thermischen Leistung wie im Heizkraftwerk des ersten Szenarios betrachtet. Die Investitionskosten stammen aus dem Technologiecatalog der dänischen Energieagentur („Energistyrelsen“).

Die Anlage des Szenarios wurde mit folgenden Kenndaten berechnet:

Feuerungsleistung (MW)	81 MW
Thermischer Wirkungsgrad	90%
Thermische Leistung (MW _{th})	77 MW
Jahreslaufstunden	4.500h
Investitionskosten (€)*	48,6 Mio. €

Tabelle 8: Kenndaten für das Szenario „Stroh-Heizwerk“⁸⁹

Es ergeben sich überschlägige Wärmeherzeugungskosten von 35-37€/MWh (bei LKW-Transport) ohne Berücksichtigung von Förderprogrammen. Diese Kosten liegen im Korridor der fossilen Wärmeherzeugung in einem modernen Erdgas-Heizwerk.

⁸⁸ Quelle: Aarhus Kommune

⁸⁹ Quelle: Energistyrelsen Dänemark

Referenzanlagen

Als Referenzanlagen wurden zwei deutsche und zwei dänische Anlagen gewählt. Um den Stand der Technik und die aktuellen Kosten abzubilden, sind die verwendeten Anlage vergleichsweise neu. Gleichzeitig ist an dieser Stelle zu bemerken, dass es in beiden Ländern auch eine Reihe ältere, wirtschaftlich und technisch erfolgreiche Anlagen gibt.

	HKW Aarhus ⁹⁰	HKW Emsland ⁹¹	HW Nexø ⁹²	HW Gülzow ⁹³
Land	Dänemark	Deutschland	Dänemark	Deutschland
Art der Anlage	Kraft-Wärme-Kopplung mit Rauchgaswärmenutzung	Kraft-Wärme-Kopplung	Heizkessel mit Rauchgaswärmenutzung	Heizkessel
Jahr der Inbetriebnahme	2016	2013	2017	2013
Feuerungsleistung (MW)	110 MW	50 MW	12,5	1,2 MW
Nutzungsgrad	103%	90%	100%	82,5%
Thermische Leistung (MW _{th})	77	ca. 33 MW	12,5 MW	0,99 MW
Elektrische Leistung (MW _{el})	37	11,7 MW	-	-
Jährlicher Strohumsatz	230.000 t	62.500 t	13.900 t	400 t

Tabelle 9: Kenndaten der betrachteten Stroh-Referenzanlagen

Beispiel: HKW Emsland

Das Heizkraftwerk BEKW Emsland in Emlichheim wurde im Jahr 2013 in Betrieb genommen und ist das größte Strohheizkraftwerk, sowie das erste seiner Art in Deutschland. Das Kraftwerk hat eine Nettostromerzeugung von 45.000 MWh/a und eine Gesamtwärmeerzeugung von 160.000 MWh/a. Davon werden 115.000 MWh/a als Prozesswärme der Emsland-Stärke GmbH geliefert⁹⁴ und 45.000 MWh/a als Nah- oder Prozesswärme genutzt.

⁹⁰ <http://www.bkvv.dk/da/Profil.aspx>

⁹¹ <http://www.bioenergie-emsland.de/index.php/bioenergiekraftwerk/kenndaten>

⁹² PlanEnergi.

⁹³ FNR e.V.. Heizen mit Stroh - Wertschöpfung für Landwirtschaft und Kommunen. 2015.

⁹⁴ http://www.umweltinnovationsprogramm.de/sites/default/files/benutzer/36/dokumente/1657_emsland.pdf

Das Kernstück der Anlage ist ein Naturumlaufkessel mit Dampftrommel und wassergekühltem Vibrationsrost. Der produzierte Dampf hat eine Temperatur von 522°C mit einem Druck von 112 bar. Die Stromproduktion geschieht mit einer Entnahme-Gegen-Druck-Turbine. Die Rauchgasreinigung wird durch ein Trockensorptionsverfahren, Calciumhydroxideindüsung und Gewebefilter sichergestellt. Eine Nutzung der Rauchgaskondensationswärme findet nicht statt.⁹⁵

Der Strom aus der Anlage erhält auf der Grundlage des damals gültigen EEG eine feste Einspeisevergütung. Die Finanzierung unterscheidet sich daher von der in den vorigen Abschnitten dargestellten aktuellen Situation.

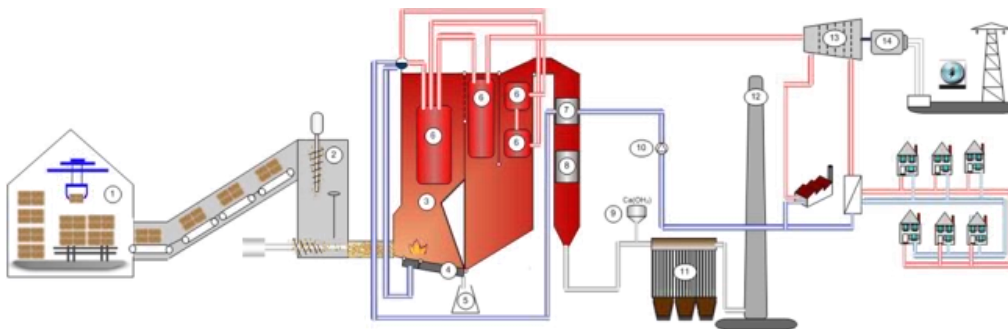


Abbildung 28: Aufbau des BEKW Emsland in Emlichheim⁹⁶

Beispiel: Flächenbedarf (HKW Aarhus)

Als Beispiel für den Flächenbedarf eines Strohheizkraftwerks wird die Anlage in Aarhus angeführt. Dieses hat neben dem Kraftwerksbau ein Strohlager mit einer Kapazität von 16.000 m³ (ca. 4.500 Ballen) und ein Holzhackschnitzellager mit einer Kapazität von 2.000 m³.⁹⁷ Das Strohlager hat eine Fläche von 4.500 m².⁹⁸



Abbildung 29: Strohballenlager im Heizkraftwerk Emsland

⁹⁵ <http://bekw.de/index.php/bioenergiekraftwerk/kenndaten>

⁹⁶ Quelle: Bioenergiekraftwerk Emsland

⁹⁷ <https://www.aarhus.dk/~media/eDoc/1/2/0/1201683-1602814-1-pdf.pdf>

⁹⁸ <https://www.aarhus.dk/~media/Dokumenter/Borgmesterens-Afdeling/Indkoeb-og-Udbud/Aktuelle-udbud-2014/2--kvarter/Biokraft-Lisbjerg/B08-udbudsbekg.pdf>

Die für ein Heizkraftwerk mit 80 MW Feuerungswärmeleistung erforderlichen Flächen incl. der Lagerflächen betragen etwa 12.000 m² und könnten grundsätzlich auf dem Grundstück der Hamburger Stadtentwässerung nördlich des Geländes der Stadtreinigung in Stellingen bereitgestellt werden.



Abbildung 30: Mögliche Betriebsfläche nördlich des Betriebshofes der SRHH

3. Abfallwärme MVR

Die Müllverbrennungsanlage Rugenberger Damm am Köhlbrand erzeugt Wärme und Strom aus der energetischen Verwertung von Haus- und Gewerbemüll. Gesellschaftsrechtlich ist die MVR Müllverwertung Rugenberger Damm GmbH & Co KG derzeit zu 55% im Besitz der Vattenfall New Energy GmbH und zu 45% der Stadtreinigung Hamburg.⁹⁹

Bisher wird die Wärme größtenteils als Dampf an den Industriebetrieb H&R Ölwerke Schindler geliefert. Daneben bezieht der Fernwärmeversorger Hansewerk Natur GmbH Heißwasser zur Versorgung des Netzes in Neugraben.

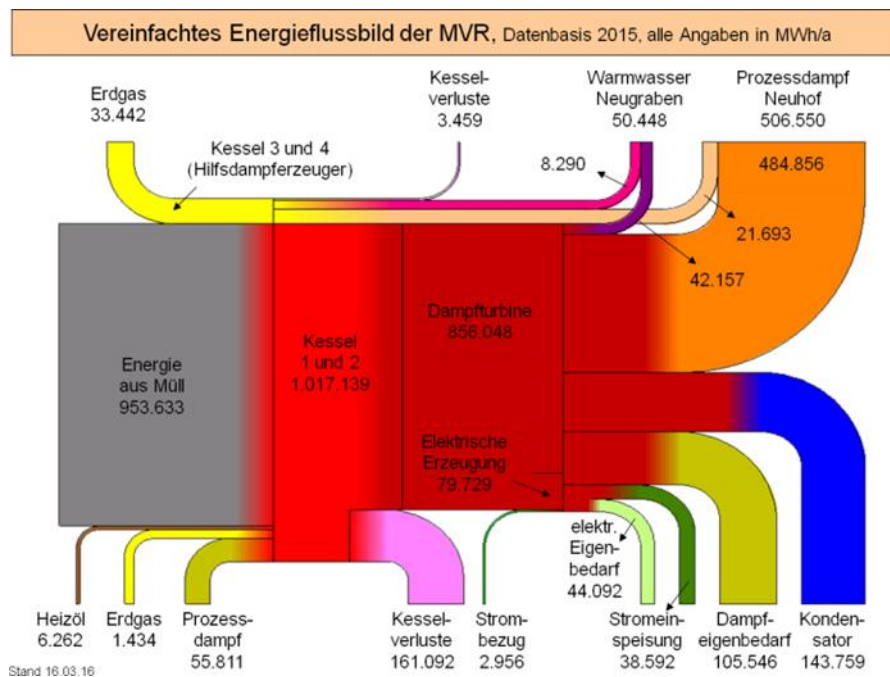


Abbildung 31: Energieflussbild der MVR

Ein großer Teil der bisherigen Wärmelieferung an die H&R Ölwerke Schindler könnte nach Ablauf des Wärmeliefervertrags auf Vorschlag von Vattenfall künftig in das Fernwärmenetz der VWH eingespeist werden. Dies erfordert eine neue Trassenanbindung an das Fernwärmenetz der VWH und damit eine Elbquerung mit einem Düker.

Für die weitere Untersuchung wird davon ausgegangen, dass die MVR eine thermische Leistung von ca. 80 MW für die Einspeisung in das nördliche Fernwärmenetz zu einem Wärmepreis von ca. 15 € je MWh bereitstellen kann.

Die Trassenkosten für die Elbquerung bis zur Pumpstation Bahrenfeld werden mit 100 Mio. € abgeschätzt. Damit ergeben sich indikative Wärmekosten von ca. 24 € je MWh.

Wenngleich mit der Einspeisung der Wärme aus der MVR aus gesamtstädtischer Bilanz keine zusätzlichen Mengen an Erneuerbarer Energie generiert werden, da der bisherige Wärmeabsatz an die Ölwerke Schindler künftig anderweitig zu decken sein wird,

⁹⁹ <http://www.mvr-hh.de/Organisation-und-Beteiligungen.51.0.html>, Abruf 14.10.2016

so bietet die Integration der MVR in das Erzeugungsportfolio der Hamburger Fernwärme verschiedene Vorteile.

Die Wärmemengen aus der MVR weisen sowohl geringe Kosten wie auch einen niedrigen Primärenergiefaktor und einen geringen CO₂-Emissionsfaktor auf. Wärmeströme mit diesen Kriterien sind für den weiteren Ausbau des Fernwärmeabsatzes in Hamburg notwendig, um gegenüber der dezentralen fossilen Wärmeerzeugung konkurrenzfähig zu sein.

Daneben bietet die Anbindung des Standortes MVR an das nördliche Fernwärmenetz die Möglichkeit, weitere Erzeugungsstandorte für Erneuerbare Energien und Industrieabwärme im Hafengebiet zu erschließen. Dies ist auch für die langfristige Transformationsstrategie von Bedeutung.

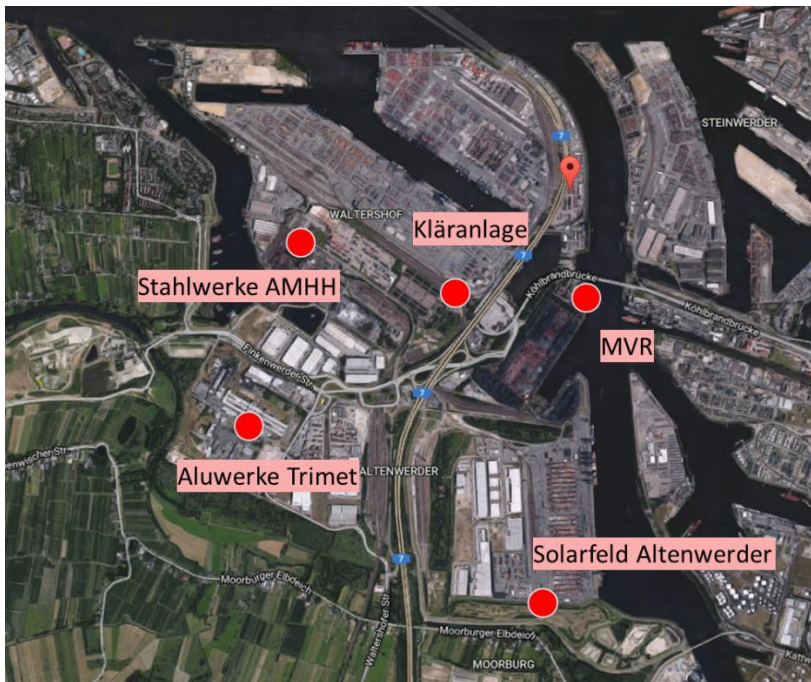


Abbildung 32: Mögliche Energiequellen im Umfeld der MVR

Im näheren Umfeld der MVR finden sich weitere potenzielle Standorte zur Erzeugung von Wärme aus Erneuerbaren Energien bzw. zur Auskopplung industrieller Abwärme.

Im Fall einer gemeinsamen Nutzung der „MVR-Trasse“ könnten diese Wärmequellen kostengünstig erschlossen werden. Die daraus resultierenden Optionen werden im Folgenden abgeschätzt.

4. Großwärmepumpe Dradenau

Die Klärwerksanlage von Hamburg Wasser in Köhlbrandhöft und Dradenau reinigt das Abwasser von 2,3 Mio. Einwohnern sowie Gewerbe- und Industriebetrieben. Pro Tag werden im Durchschnitt etwa 350.000 m³ Abwasser gereinigt. An regenreichen Tagen kann die Menge auf ca. 1 Mio. m³ ansteigen. Der benötigte Strom für die Prozesse wird selbst produziert.

Die zentrale Kläranlage verfügt über eine mechanische Reinigungsstufe am Standort Köhlbrandhöft und ist über einen unterirdischen Düker mit dem Standort Dradenau verbunden, an dem die biologische Reinigung stattfindet. Das gereinigte Wasser wird von dort in den Köhlbrand eingeleitet. Diese Anlage befindet sich in unmittelbarer Nähe der MVR.

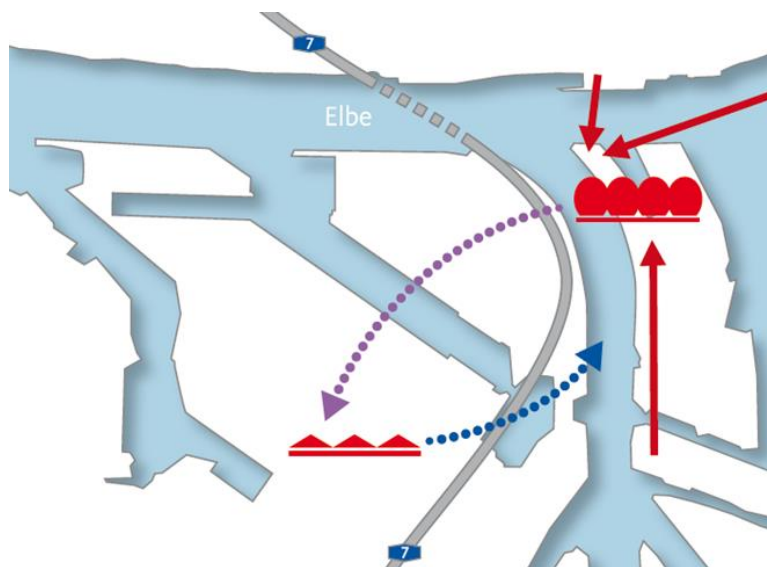


Abbildung 33: Anlagenaufbau der Kläranlage Köhlbrandhöft und Dradenau¹⁰⁰

Thermisches Potenzial und Standort des Wärmeentzugs

Aus der durchschnittlichen Reinigung des Abwassers ein theoretischer Durchschnittswert von rechnerisch 14.580 m³/h. Der Volumenstrom ist bedingt durch das Verbraucherverhalten vor allem in den Morgenstunden hoch und nimmt anschließend wieder ab (Trockenwetter vorausgesetzt). Um die Schwankungen auszugleichen, wird im Rahmen dieser Untersuchung von einem verminderten Volumenstrom von etwa 12.000 m³/h ausgegangen.

Ein Klärwerk hat viele mögliche Stellen zur Wärmeentnahme. Der Wärmeentzug im Zulauf des Klärwerks ist teils problematisch, da ein zu großer Temperaturentzug die erforderlichen biologischen Prozesse beeinträchtigen kann. Ein weiterer Punkt ist die Verschlechterung der Wärmeübertragung durch Bildung von Silhaut bzw. Biofilmen auf den Flächen der Wärmeübertrager. Gegenüber Oberflächenwasser ist eine deutlich erhöhte Bildung von Biofilm durch Fette und sonstige chemische Stoffen zu erwarten, wodurch sich der Wirkungsgrad des Wärmeübergangs mit der Zeit erheblich verschlechtern kann.

¹⁰⁰ Bild: HSE

Technisch am einfachsten ist die Installation eines Wärmeübertragers im Ablauf des Klärwerks. Das gereinigte Abwasser lässt stabile, hohe Wirkungsgrade zu. Gegenüber dem Zulauf besteht im Ablauf keine Begrenzung bezüglich des Wärmeentzugs bzw. die Temperaturdifferenz.

Durch den Anteil industrieller Abwässer hat das Abwasser eine Temperatur im Ablauf von etwa 14°C .¹⁰¹ Es wird angenommen, dass eine Temperaturabsenkung durch die Wärmepumpe von 7 K auf eine Temperatur von 7°C realistisch ist. Mit dem Volumenstrom und der Temperaturdifferenz von 7 K ergibt sich ein Wärmepotenzial von rd. 100 MW, das dem Abwasser entzogen werden kann. Damit könnte der Betrieb von vier Großwärmepumpen mit je etwa 25 MW thermischer Leistung möglich sein.

Diese Leistung kann ganzjährig bereitgestellt werden, da auch die Abkühlung des Abwassers während der Reinigung auf dem Werksgelände nicht zu wesentlich geringeren Temperaturen gegenüber dem Zulauf zu erwarten ist.



Abbildung 34: Betriebsgelände Klärwerk Dradenau mit möglicher Aufstellfläche Wärmepumpe

Besonders vorteilhaft am Standort wäre hier die Möglichkeit, die Wärmepumpe in den Rücklauf der Fernwärmeversorgung einzubinden und die Rücklauftemperatur zu erhöhen, da im Hafengebiet keine Wärmekunden aus dem Netz versorgt werden.

Die erforderliche Vorlauftemperatur im System kann dann durch die MVR bereitgestellt werden. Durch das deutlich geringere Temperaturniveau des Rücklaufs gegenüber dem Vorlauf wird die Effizienz der Wärmepumpe im System (der sog. COP-Wert) erheblich gesteigert. Bei einer Anhebung des Rücklaufs von 55°C auf ca. 70°C ist ein COP-Wert von etwa 3,5 zu erwarten. Das bedeutet, dass aus einer eingesetzten kWh Strom 3,5 kWh Wärme erzeugt werden.

¹⁰¹ Persönliche Mitteilung Dr. Augustin (HSE)

Eigenstromversorgung und Wirtschaftlichkeit

Die Erreichung wettbewerbsfähiger Wärmegegestehungskosten ist bei dem Einsatz von Strom aus dem Netz auch bei niedrigen Börsenstrompreisen durch die hohen Umlagen und Entgelte kaum darstellbar.

Günstigere Stromkosten sind möglich, wenn Erdgas- oder Biogas-BHKWs eingesetzt werden, die gemäß § 61 EEG weder mittelbar noch unmittelbar an das Stromnetz angeschlossen sind. In diesem Fall können Stromgestehungskosten von etwa 40 €/MWh erzielt werden. Die beim Betrieb des BHKWs anfallende Wärme kann parallel zur Wärmepumpe in das Netz eingespeist werden.

Für eine Wärmepumpenanlage am Standort Dradenau mit einer thermischen Leistung von 124 MW (100 MW Wärmepumpe + 24 MW thermische Leistung des BHKW) werden Investitionskosten von 70 Mio. € abgeschätzt. Weiterhin werden zusätzliche 20 Mio. € für die Netzintegration und die notwendige größere Dimensionierung der MVR-Trasse veranschlagt.

Bei angenommenen jährlichen 6.500 Vollbenutzungsstunden ergeben sich indikative Wärmegegestehungskosten von 25 € je MWh ohne Förderung.

Referenzanlagen

Zahlreiche Referenzanlagen für Abwasser-Großwärmepumpen im Megawattbereich finden sich in den skandinavischen Ländern. Beispielfhaft finden sich dort folgende Anlagen:

- 13 MW Abwasser-Wärmepumpe in Sandvika (N)¹⁰²
- 27 MW Abwasser-Wärmepumpe in Oslo (N)
- 40 MW Abwasser-Wärmepumpe Turku (FIN)
- 45 MW Abwasser-Wärmepumpe Suomenoja (FIN)
- 225 MW Abwasser-Wärmepumpe in Hammarby (S)

Im schwedischen Hammarby bei Stockholm nutzt eine Anlage aus 7 Wärmepumpen mit 225 MW thermischer Gesamtleistung das Abwasser von 700.000 Einwohnergleichwerten. Die Anlage weist 5.500 Vollbenutzungsstunden auf, erreicht einen COP von 3,5 und produziert etwa 1.240 GWh Fernwärme jährlich.

¹⁰² http://www.friotherm.com/webautor-data/41/sandvika_e005_uk.pdf Abruf 19.10.2016



Abbildung 35: Großwärmepumpe Friothersm

5. Industrieabwärme Stahl- und Aluwerke

Im Umfeld des Standortes MVR könnten auch mit verhältnismäßig geringem Aufwand Wärmeströme aus industrieller Abwärme aus dem Stahlwerk Arcelor Mittal GmbH auf der Dradenau sowie dem Aluminiumwerk Trimet Aluminium AG erschlossen werden.

Das in diesen beiden Anlagen zur Verfügung stehende Potenzial wurde bereits im Rahmen einer früheren durch die BUE finanzierten Machbarkeitsstudie ermittelt.¹⁰³ Die mögliche thermische Kapazität liegt bei der Kombination beider Anlagen zwischen 8 und 16 MW bei Temperaturen zwischen 80°C und 130°C. Dabei ist zu beachten, dass ein Teil der Abwärme relativ kostengünstig für die externe Wärmenutzung gefasst und ausgekoppelt werden kann. Die Erschließung des gesamten Potenzials erfordert jedoch eine aufwändige Wärmeerfassung.



Abbildung 36: Mögliche Abwärmenutzung am Hubherdofen¹⁰⁴

Für die weitere Untersuchung wird von einer auskoppelbaren Wärmemenge von 10 MW Leistung bei der Kombination der beiden Unternehmen ausgegangen. Für die Kalkulation wird von einem Wärmepreis von 19 €/MWh ausgegangen. Dieser Lieferpreis beinhaltet die notwendigen Investitionen in die Leitungstrasse zum Übergabepunkt bei der MVR.

¹⁰³ RMN Ingenieure (2010): Machbarkeitsstudie über die Fernwärmeversorgung der Airbus Deutschland GmbH in HH – Finkenwerder durch industrielle Abwärme von ArcelorMittal Hamburg GmbH und Trimet AG

¹⁰⁴ Foto: Arcelor Mittal

6. Solarthermie Altenwerder

Die Erzeugung aus großflächigen solarthermischen Anlagen kann einen deutlichen Beitrag zur Integration Erneuerbarer Energien in das Fernwärmesystem beitragen. Vorteilhaft ist hierbei, dass Marktrisiken in Bezug auf dem Wärmepreis nahezu entfallen, da beim Betrieb der Solaranlage keine Brennstoffkosten anfallen.

Freiflächen zur Aufstellung solarthermischer Anlagen sind im Siedlungsraum nördlich der Elbe aufgrund der Nutzungskonkurrenzen kaum verfügbar. Im Umfeld der MVR könnten derartige Flächen deutlich leichter zu finden sein.

Eine mögliche Aufstellfläche könnte ein ehemaliges Spülfeld der Hamburg Port Authority (HPA) darstellen, das sich südlich des Altenwerder Containerterminals und nördlich des Moorburger Elbdeiches befindet.



Abbildung 37: Altes Spülfeld südlich des Containerterminals Altenwerder

Die Fläche erscheint gut geeignet für eine solare Freiflächenanlage. Zur Aufwertung der Biodiversität könnte ein ökologisches Flächenkonzept entwickelt werden, ähnlich wie es bei der Anlage in Crailsheim in Baden-Württemberg mit großem Erfolg umgesetzt wurde.

Im Rahmen dieser Untersuchung wird von einem Kollektorfeld von ca. 40.000 m² Kollektorfläche ausgegangen. Der erforderliche Bedarf an Landfläche beträgt ca. 100.000 m². Eine zusätzliche Nutzung der Fläche durch Schafbeweidung etc. ist möglich.

Die Investitionskosten für eine solche Anlage würden unter Berücksichtigung der Förderung durch die KfW etwa 4 Mio. Euro betragen. Die indikativen Wärmekosten incl. der Anbindungstrasse bis zur MVR liegen bei 26 €/MWh.

Referenzanlagen

In Dänemark sind zahlreiche großflächige Solaranlagen im Megawattbereich mit Anbindung an Fernwärmenetze im Betrieb. Eine europäische Datenbank zu großen Solaranlagen findet sich auf der Solar-District-Heating-website¹⁰⁵, viele der dänischen Anlagen sind mit ihren aktuellen Erträgen online verfügbar.¹⁰⁶ Die derzeit größten Anlagen in Dänemark umfassen folgende Kollektorflächen:

- 150.000 m² Silkeborg (DK)
- 70.000 m² Vojens (DK)
- 45.000 m² Gram (DK)
- 38.000 m² Dronninglund (DK)
- 33.000 m² Marstal (DK)



Abbildung 38: Freiflächen-Solarkollektoranlage in Senftenberg¹⁰⁷

Die derzeit größte Anlage in Deutschland hat eine Kollektorfläche von 8.000 m² und wurden im Jahr 2016 von den Stadtwerken Senftenberg errichtet.

¹⁰⁵ <http://solar-district-heating.eu/ServicesTools/Plantdatabase.aspx> Abruf 19.10.2016

¹⁰⁶ <http://solarheatdata.eu/> Abruf 19.10.2016

¹⁰⁷ Foto: Ritter XL Solar

7. Großwärmepumpe Wedel

Ähnlich wie bei der Abwasser-Großwärmepumpe Dradenau ist auch die Errichtung einer Großwärmepumpe am Kraftwerksstandort Wedel denkbar. Die Elbe bietet ein großes Wärmereservoir für den Betrieb einer solchen Wärmepumpe (s. Kapitel D 5).

Prinzipiell sind verschiedene Standorte an der Elbe für die Errichtung einer solchen Anlage möglich (z.B. Dockland, Fischereihafen Altona und Heizwerk Hafen-City), der Standort Wedel ist jedoch besonders gut geeignet.

Wedel bietet eine bestehende Infrastruktur für die Einbindung der Wärme und verfügt über ausreichend große Flächen für die Errichtung der Anlagen. Der Standort hat einen mehr als ausreichend dimensionierten Anschluss an das Fernwärmenetz und ist über den Übertragungsnetzanschluss mit dem Stromnetz verbunden.

Ein wichtiges Kriterium ist die bestehende Kühlwasseranlage des HKW Wedel, die ggfls. für den Betrieb einer Wärmepumpenanlage genutzt werden könnte. Für die Wärmepumpe wird dadurch der Anlagenaufwand deutlich reduziert, wodurch Investitionen eingespart werden.

Die bestehende Kühlanlage verfügt über 6 Pumpenkammern in baugleicher Ausführung, die je etwa 20.000 m³/h fördern können. Insgesamt kann ein Volumenstrom von 110.000 Kubikmeter in der Stunde erzeugt werden¹⁰⁸. Für die Wärmepumpe wäre mit etwa 6.000 m³/h nur ein kleiner Bruchteil davon erforderlich.

Die bestehenden Ein- und Auslaufbauwerke der Kühlwasseranlage sind ausreichend weit voneinander entfernt, um thermische Kurzschlüsse zu vermeiden.



Abbildung 39: Heizkraftwerk Wedel mit Kühlwasseranlage¹⁰⁹

¹⁰⁸ Persönliche Mitteilung VWH

¹⁰⁹ Ein- und Auslaufbauwerk der Kühlwasseranlage an den jeweiligen Rändern der Kälteanlage; Foto: Vattenfall

Anlagenaufbau und Dimensionierung

Für die Versorgung der Wärmepumpe wird aus der Elbe Wasser entnommen und über einen Wärmeübertrager geleitet. Dadurch können Sedimente, Algen und sonstige Verschmutzungen mittransportiert werden und den Wärmeübertrager verschlammen und beschädigen. Es wird erwartet, dass in der derzeitigen Kühlwasseranlage eine Filteranlage diese Verschmutzungen entfernt. Eventuell ist die Filteranlage an die Anforderung des Wärmeübertragers anzupassen.

Nach Auskunft mehrerer Wärmepumpenhersteller kann für die Elbe ein besonderer Wärmeübertrager aus Titan erforderlich sein. Titan besitzt gegenüber anderen Werkstoffen einer guten Korrosionsbeständigkeit. Die Anschaffungskosten für Wärmeübertrager aus Titan sind gegenüber herkömmlichen Wärmeübertragern jedoch deutlich höher. Zudem muss aufgrund schlechterer Wärmeübertragungseigenschaften der technische Apparat größer dimensioniert werden. Die realisierbare Heizleistung hängt neben der Temperatur der Wärmequelle von dem Wirkungsgrad des Wärmeübertragers ab.

Wie beim Betriebskonzept der Abwasser-Wärmepumpe Dradenau, ist für den Betrieb der Wärmepumpe Wedel der Strombezug aus dem Netz nicht wirtschaftlich. Eine Eigenstromversorgung aus einem mit Erdgas betriebenen Blockheizkraftwerk ist nachzeitigem Börsenpreis und den Randbedingungen die die günstigste Versorgungsvariante für die Großwärmepumpe mit Strom. Auch wenn die Entwicklung der Börsenpreise für Erdgas mit Unsicherheit behaftet ist, so gehen wir davon aus, dass auf absehbare Zeit diese Situation erhalten bleibt. Für die Untersuchung wird diese Versorgungsvariante verwendet.

Die Auslegung der Anlage findet in Anlehnung an die Auskunft eines Wärmepumpenherstellers statt. Als Auslegungsbeispiel dient das Aggregat Uniturbo 50FY des Schweizer Herstellers Friotherm.¹¹⁰

Der minimale Betriebspunkt der Wärmepumpe wird bei etwa 5°C Wassertemperatur sein. Dann kann von einem Wärmeentzug mit etwa 2,5 K und ca. 2.900 m³/h je Modul ausgegangen werden. Mit einer Erhitzung des Rücklaufs von 60 °C auf 90 °C wird eine Heizleistung je Großwärmepumpe von etwa 25 MW erreicht. Die elektrische Leistungsaufnahme beträgt etwa 9 MW. Damit beträgt der minimale COP etwa 2,8. Der COP steigt mit der Elbtemperatur. Es wird für den Betrieb ein durchschnittlicher COP von 3,0 angenommen. Bei Wassertemperaturen oberhalb von etwa 12 °C steigt die Heizleistung je Großwärmepumpe auf über 30 MW an.

Der restliche erforderliche Temperaturhub auf die geforderte Vorlauftemperatur kann durch das Blockheizkraftwerk (BHKW) oder durch einen Spitzenlastkessel erfolgen. Das BHKW wird gemäß der erforderlichen elektrischen Leistung für die Wärmepumpen dimensioniert. Die Investition für das BHKW wird dabei über die Stromgestehungskosten berücksichtigt. Diese werden mit 40 €/MWh angenommen.

Für die Winter- bzw. Übergangszeit ergibt sich mit zwei Wärmepumpen mit je 25 MW und dem Blockheizkraftwerk eine thermische Gesamtleistung von ca. 64 MW.¹¹¹

¹¹⁰ http://www.friotherm.com/webautor-data/2/turbo50fy_uk_g008.pdf Abruf 19.10.2016

¹¹¹ Angenommene Wirkungsgrade des BHKW 49% elektrisch, 42% thermisch

Für die Errichtung der Großwärmepumpe Wedel werden Investitionskosten von 40 Mio. € angesetzt. Mit einer thermischen Gesamtleistung von 64 MW und einer theoretischen Betriebsstundenzahl von 4.500 h/a ergeben sich indikative Wärmege-
stehungskosten von 31 €/MWh.

Referenzanlagen:

Referenzanlagen für Groß-Wärmepumpen, die Oberflächenwasser als Wärmereser-
voir nutzen, finden sich insbesondere in Skandinavien:

- 9 MW Seewasser-WP Lysaker (N)
- 13 MW Seewasser-WP Drammen (N)
- 14 MW Seewasser-WP Fornebu (N)
- 60 MW Seewasser-WP Helsinki (FIN)
- 180 MW Seewasser-WP Värtan-Stockholm (S)



Abbildung 40: Seewasser Wärmepumpe Värtan-Stockholm¹¹²

¹¹² Foto: Friotherm

8. Industrieabwärme Aurubis

Aus den Produktionsanlagen der Kupferhütte Aurubis AG auf der Veddel könnte industrielle Abwärme in das Fernwärmenetz eingespeist werden. Konkret könnte Abwärme aus der Kontakthanlage der Schwefelsäureherstellung nach einem Umbau des Zwischenadsorbers mit einem Temperaturniveau von etwa 90°C ausgekoppelt werden. Die thermische Leistung könnte bis etwa 60 MW betragen.¹¹³

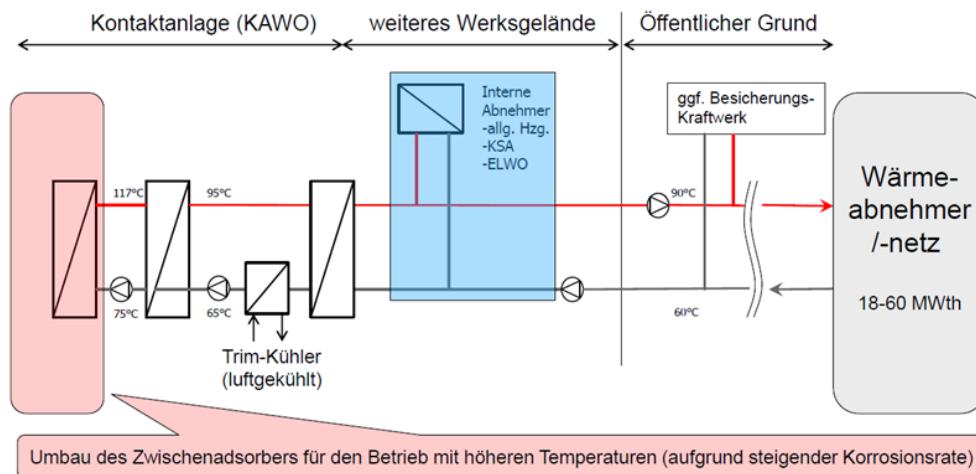


Abbildung 41: Auskoppelung von Wärme aus der Kontakthanlage Aurubis¹¹⁴

Für die Nutzbarmachung der Abwärme sind umfangreiche Investitionen an den Anlagen erforderlich, die jedoch über ein Investitionsförderprogramm der KfW¹¹⁵ gefördert werden könnten. Je nach Investitionsvolumen und Refinanzierungszeitraum könnte sich ein wettbewerbsfähiger Preis für die Abwärme ergeben. Die Umbauten könnten zeitlich in drei Schritten zu je etwa 20 MW thermischer Leistung erfolgen.

Das Unternehmen Aurubis steht in Verhandlungen mit verschiedenen Fernwärmeversorgern über eine mögliche Abnahme der Wärme. Aus diesen Verhandlungen ergeben sich verschiedene Optionen der Wärmenutzung bei unterschiedlichen Trassenvarianten. Eine mögliche Option ist die Belieferung des Unternehmens Energy City Contracting Nord GmbH, das die Wärme zur Versorgung der östlichen Hafen-City einsetzen würde. In diesem Fall würde vermutlich eine Trasse vom Aurubis-Betriebsgelände in der Hovestraße zur Zweibrückenstraße errichtet werden.

Zwar benötigt Energy City nur einen eher kleinen Teil der grundsätzlich verfügbaren Leistung (5-8 MW) und diese Leistung auch im Schwerpunkt in der Heizsaison. Es wäre aber möglich, die hierfür zu errichtende Trasse auf die Gesamtleistung von 60 MW auszulegen und eine Weiterleitung der Wärme zu ermöglichen. Neben der Einspeisung dieser von Energy City nicht benötigten Wärmemengen in das Netz der VWH hat auch der Fernwärmeversorger Hansewerk Natur GmbH Interesse geäußert, die Wärme über Durchleitung durch das VWH-Netz in seinen Netzen zu nutzen.¹¹⁶

¹¹³ Gehrken U., Beiträge industrieller Abwärme zur Wärmeversorgung, 20.1.2016

¹¹⁴ Grafik: Aurubis AG

¹¹⁵ KfW Energieeffizienzprogramm Abwärme KfW 294

¹¹⁶ <https://www.hansewerk-natur.com/cps/rde/xchg/hansewerk-natur/hs.xsl/388.htm> Abruf 14.10.2016



Abbildung 42: Mögliche Übergabepunkte Abwärme Aurubis

Für die Nutzung der Aurubis-Abwärme ergeben sich drei Herausforderungen:

- Aurubis hat das Ziel, die erforderlichen Investitionen in einem Zeitraum zu refinanzieren, die für Industrieunternehmen üblich sind. Der finanzielle Rückfluss sollte also über einen entsprechend hohen Wärmeerlös in wenigen Jahren erfolgen, während die Wärme nach diesem Zeitraum entsprechend grundsätzlich sehr günstig zur Verfügung steht. Dies erfordert ein angepasstes Finanzierungskonzept, um diese Erlösströme zu nivellieren und einen wettbewerbsfähigen Wärmepreis zu ermöglichen.
- Das Unternehmen möchte dem Vernehmen nach die Wärme als ein durchlaufendes Band gegen Vergütung zur Verfügung stellen. Damit ergibt sich der Wärmepreis nicht nach Bedarf der Fernwärmelast, sondern nach der installierten Wärmeleistung. Wenn die Abwärme im Sommer nicht abgenommen werden kann, weil die Wärmelast nicht ausreicht oder preisgünstigere Wärmequellen zur Verfügung stehen, fallen diese Kosten trotzdem an.
- Durch bestehende hydraulische Restriktionen können nach Aussagen der VWH die Wärmemengen nur bedingt zur Versorgung des westlichen Fernwärmeteils und damit zum Ersatz der Fernwärmeleistung des HKW Wedel beitragen. Detaillierte Angaben zur hydraulischen Situation liegen im Rahmen dieser Untersuchung nicht vor. Es wird davon ausgegangen, dass diese Restriktionen vor allem in den Wintermonaten mit hohem Heizwasserdurchfluss vorliegen, nicht jedoch in den Sommer- und Übergangsmonaten.

Nach derzeitigem Planungsstand¹¹⁷ ist die Integration der Abwärme von Aurubis in zwei Phasen vorgesehen:

Erste Phase mit Ziel Realisierung 2018

In der ersten Phase plant das Unternehmen Enercity den Kauf von 20 MW Abwärme aus der ersten Linie der Kontaktanlage zur Versorgung des Fernwärmenetzes in der östlichen Hafencity. Die Leitungsdimension vom Aurubis Gelände bis zur Zweibrückenstraße sollen auf 60 MW ausgelegt werden, um eine spätere Anbindung der zwei weiteren Linien zu ermöglichen. Enercity und VWH stimmen die Auslegung und die Betriebsführung der Trasse bis zur Zweibrückenstraße gemeinsam ab.

Zweite Phase mit Ziel Realisierung 2020

VWH plant den Kauf von weiteren 40 MW Abwärme aus den zwei weiteren Linien von Aurubis zur Einkopplung in das Fernwärmenetz am Standort Spaldingstraße und zur Erschließung neuer Versorgungsgebiete. Bis zur Zweibrückenstraße wird die auf 60 MW ausgelegte Leitung von Enercity genutzt. VWH realisiert dann eine Trasse von der Zweibrückenstraße bis zur Spaldingstraße einschließlich der notwendigen Ertüchtigungen der Anlagenperipherie sowie der Errichtung eines Wärmespeichers zur Entkopplung von Wärmedargebot und Wärmelast.



Abbildung 43: Planung zur Integration der Aurubis-Abwärme¹¹⁸

¹¹⁷ Präsentation der Vattenfall Wärme Hamburg GmbH im Energienetzbeirat Hamburg am 10.11.2016, <http://www.hamburg.de/contentblob/7520636/c12163c37fde6d30f034b62b707a5bd9/data/d-anlage-5.pdf>

¹¹⁸ Grafik Vattenfall



Im Rahmen dieser Untersuchung wird von einer thermischen Leistung von 40 MW ausgegangen, die in das VWH-Netz eingespeist werden kann. Die Abwärme wird mit einer Temperatur von ca. 95°C bereitgestellt und anschließend am Standort Spaldingstraße auf die für das Fernwärmenetz erforderliche Vorlauftemperatur gebracht (gleitend 90-133°C).

Es wird ein Wärmelieferpreis von 22 €/MWh ab Standort Zweibrückenstraße excl. der Kosten für eine Anbindetrasse zur Spaldingstraße angenommen.

9. Altholzverbrennung MVB

Die 3. Linie der Müllverbrennungsanlage Borsigstraße (MVB) im Besitz der Stadtreinigung Hamburg setzt jährlich etwa 160.000 Tonnen Altholz zur energetischen Verwertung ein. In den ersten Jahren hat diese Anlage ausschließlich Strom produziert, wurde dann aber im Jahr 2009 zur Wärmeauskopplung umgerüstet.

Die derzeitige Wärmeauskopplung über eine Entnahme-Kondensationsturbine führt zu einer Wärmemenge von rd. 40 GWh jährlich, die in das VWH-Netz eingespeist werden.

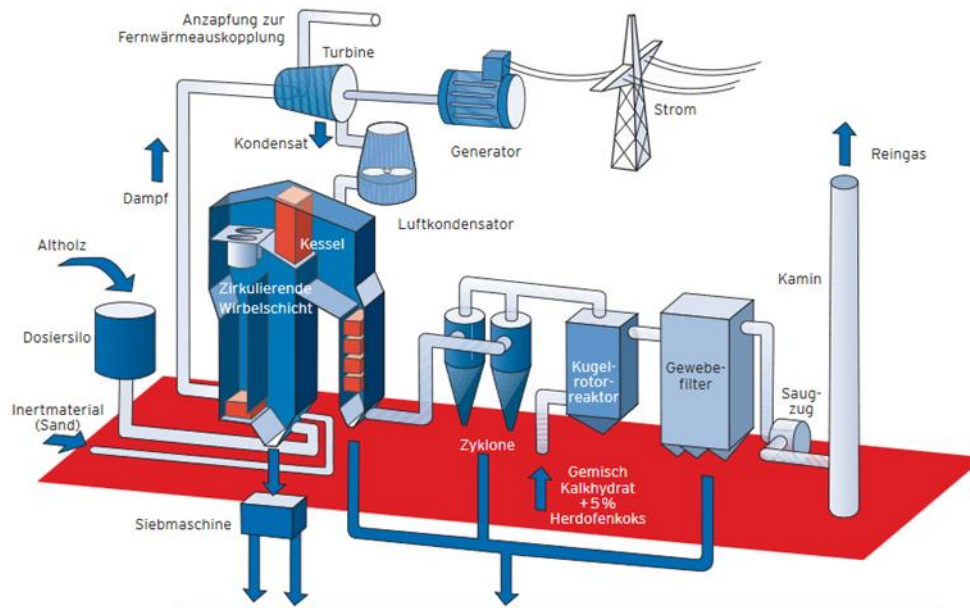


Abbildung 44: Anlagenschema Altholzverbrennung MVB¹¹⁹

Durch den Umbau der Wärmeauskopplung auf eine Gegendruckturbine könne die Wärmemenge deutlich gesteigert werden. Das Unternehmen Hansewerk Natur schätzt die mögliche Steigerung auf einen Wert von ca. 500 GWh.¹²⁰ Dies hätte jedoch eine Reduzierung der Stromproduktion zur Folge, die bei dieser Anlage über das EEG vergütet wird.

Die Umbaukosten der Turbine und die ggfls. erforderliche Leistungsanpassung der Dampfleitung sollten näher geprüft werden. Dabei ist auch eine wirtschaftliche Analyse gegenüber der EEG-Stromeinspeisung und die Berücksichtigung neuer Rahmenbedingungen nach Auslaufen der EEG-Vergütung erforderlich.

Im Rahmen dieser Untersuchung wird diese Option für einen kurzfristigen Einsatz vorerst nicht berücksichtigt, weil hierfür eine im Rahmen dieses Gutachtens nicht durchführbare detailliere Prüfung verschiedener Wirtschaftlichkeitsparameter erforderlich wäre.

Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass vor dem Auslaufen der EEG-Vergütung für die Altholzverbrennungsanlage in der MVB im Jahr 2025 ein entsprechender Umbau wirtschaftlich voraussichtlich schwer darstellbar ist. Die Anlage dürfte bis zu diesem Zeitpunkt gemäß § 8 Abs. 1 Satz 2 EEG 2004 für den erzeugten Strom eine Vergütung

¹¹⁹ Grafik: MVB

¹²⁰ <https://www.hansewerk-natur.com/cps/rde/xchg/hansewerk-natur/hs.xsl/388.htm> Abruf 14.10.16

in Höhe von 3,9 ct/kWh zuzüglich eines KWK-Bonus in Höhe von 2 ct/kWh gemäß § 8 Abs. 3 EEG 2004 erhalten.

Es erscheint vor diesem Hintergrund fraglich, ob der Wegfall dieser Erlöse durch den gesteigerten Verkauf von Fernwärme bei einem Preisniveau zwischen 2 und 3 ct/kWh kompensiert werden kann, zumal aus dem Wärmeverkauf zusätzlich erhebliche Investitionskosten für den Umbau der Anlage sowie der Fernwärme-Anbindung finanziert werden müssten.

Zumindest für die mittelfristige Perspektive ab 2025 stellt ein Umbau der Energieerzeugung der MVB von Strom in Richtung Fernwärme jedoch eine äußerst interessante Option da, die vertieft untersucht werden sollte.

Mit dem Wegfall der EEG-Umlage für die Altholzverbrennung verändert sich die Erlössituation der Anlage grundlegend. Erlöse aus dem Stromverkauf sind dann vollständig abhängig von der Entwicklung an den Strommärkten.

Selbst wenn sich die Strompreise mittelfristig erholen sollten und wieder deutlich über 30 Euro/MWh steigen sollten, ist gegenüber der aktuellen EEG-Vergütung mit erheblichen Mindererlösen zu rechnen. Der Abschluss von langfristigen Wärmelieferverträgen könnte sich dann sowohl für die MVB als auch die Fernwärmegesellschaft als ökonomisch vorteilhaft erweisen.

Aufgrund der langen Planungszeiträume sollte die Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit des Projekts in der näheren Zukunft untersucht werden.

10. Aquiferspeicher Stellungen

Zur Erreichung hoher Anteile an Erneuerbaren Energien und Abwärme im System ist Wärmespeicherung (insbesondere im Sommerhalbjahr) erforderlich. Das Dargebot an Erneuerbaren Energien und Abwärme korreliert nur unzureichend mit der Wärmelast.

Viele Energiequellen fallen gleichmäßig über das ganze Jahr an (Wärme aus der Müllverbrennung, Industrieabwärme, Umweltwärme) oder sind konzentriert auf das Sommerhalbjahr (Solarthermie). Somit konkurrieren verschiedene Energiequellen und die Deckung der Wärmelasten in den Sommer- und Übergangsmonaten.

Ohne saisonale Verschiebung des Dargebots zur Wärmelast würden sich die Energiequellen teilweise gegenseitig kannibalisieren und deren Nutzung spezifisch teurer. Auch aus ökonomischer Sicht ist daher eine ganzjährige Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Wärmepotenziale ein entscheidendes Kriterium.

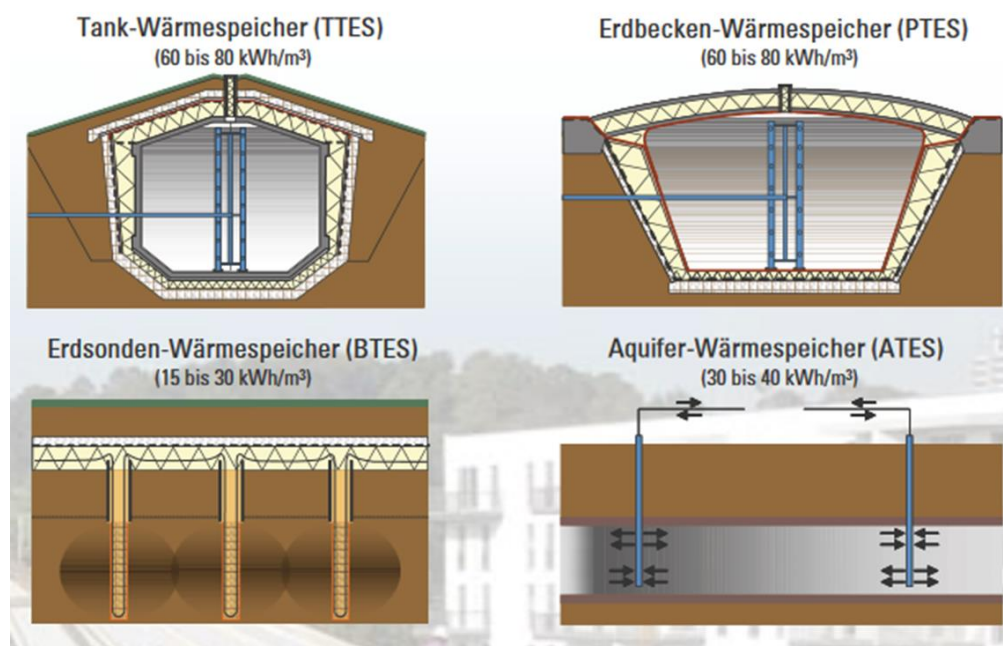


Abbildung 45: Bauarten von Saisonal-Wärmespeichern¹²¹

Um die möglichen vorgenannten Wärmeströme aus Erneuerbaren Energien und Abwärme saisonal speichern zu können, sind sehr große Speichervolumina erforderlich. Tank-Wärmespeicher (wie in der Solarsiedlung Karlshöhe) kommen wegen zu hoher Kosten aus. Erdbeckenspeicher, wie sie derzeit in einigen Projekten in Dänemark errichtet wurden (z.B. Vojens, Gram, Dronninglund) kämen grundsätzlich in Frage, aber benötigen einen großen Flächenbedarf, der in Hamburg kaum zur Verfügung steht.

Auch durch die guten geologischen Rahmenbedingungen erscheinen Aquiferspeicher für Hamburg besonders geeignet.

¹²¹ Grafik: Solites

Hinweis: Die Ausführungen im Kapitel E 10 basieren auf einer Ausarbeitung von Kai-Justin Radmann (Consulaqua Hamburg):

Der Untergrund in Hamburg besteht bis in eine Tiefe von ca. 400 m aus mächtigen Sandschichten, die durch wasserhemmende Schichten (z.B. Glimmerton) voneinander getrennt sind. Diese Sandschichten werden in vielen Bereichen durch Hamburg Wasser als Grundwasserleiter für die Wasserversorgung der Stadt Hamburg genutzt. Einige Grundwasserleiter sind jedoch nicht nutzbar, da sie entweder außerhalb der Einzugsgebiete der Wasserfassungen liegen oder durch die Nähe zu Salzstöcken von Versalzung betroffen sind.

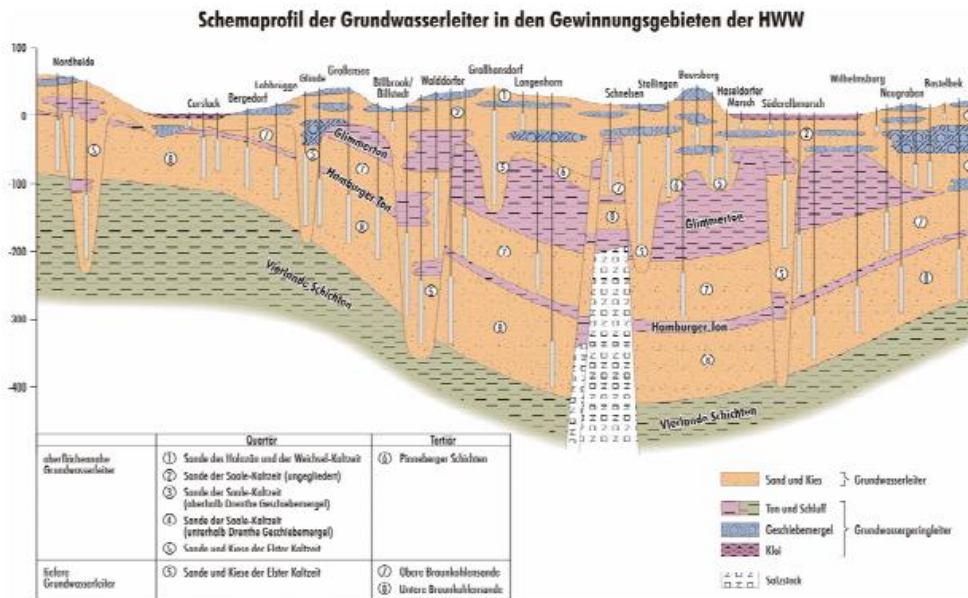


Abbildung 46: Schemaprofil Grundwasserleiter Hamburg¹²²

Diese Grundwasserleiter kämen grundsätzlich für eine Zwischenspeicherung von Wärme in Frage, da hierfür kein unmittelbarer Konflikt mit den Wassergewinnungsgebieten von HW besteht oder aber aufgrund Versalzung keine Nutzbarkeit gegeben ist. Ergänzend ist auf die Möglichkeit der Nutzung weiterer tiefer gelegener Grundwasserleiter im Raum Hamburg hinzuweisen.

Als ein Beispiel sind die Neuengammer Gassande im Unteroligozän (Tertiär) zu nennen. Die Sandsteine der Neuengammer Gassande kommen im Hamburger Raum in Tiefen zwischen etwa 300 und 1.600 m mit einer flächenhaft nennenswerten Verbreitung und aussichtsreichen Mächtigkeit von einigen Zehnermetern vor. Die darin enthaltenen Wässer sind vielfach versalzen und, zumindest in Hamburg, für eine Trinkwassernutzung ungeeignet.

Aufgrund der geringeren Aufschlussdichte, der Tiefenlage und der eingeschränkten Nutzbarkeit ist der geologische Kenntnisstand für diesen Grundwasserleiter erheblich geringer als in den intensiv erbohrten genutzten Grundwasserleitern. Um hinsichtlich einer thermischen Nutzbarkeit für die Neuengammer Gassande und auch weiterer, tiefer gelegener Sandsteinvorkommen (z. B. Sandsteine des Untereozän, Angulaten-Sandsteine, Unterkreide-Sandsteine) zu belastbaren Aussagen zu kommen, wird eine

¹²² Grafik: Consulaqua

geologische Machbarkeitsstudie empfohlen. Diese tieferen potentiellen Grundwasserleiter sind nicht Gegenstand dieser Ausarbeitung.

Die wesentlichen Voraussetzungen und Randbedingungen für die Realisierung eines erfolgreichen Speichersystems in ungenutzten Grundwasserleitern lassen sich aus Sicht der Consulaqua (CAH) wie folgt zusammenfassen:

- Vorhandensein einer kostengünstigen Wärmeerzeugungsanlage
- Vorhandensein eines geeigneten Wärmeabnahmesystems
- Vorhandensein eines ungenutzten oder für die Trinkwasserversorgung nicht nutzbaren, ausreichend mächtigen Grundwasserleitersystems mit genügend Abstand bzw. natürlichen Barrieren zu den genutzten Grundwasserleitern.

In einer ersten oberflächlichen Sichtung erscheint das Gebiet im Bereich der Müllverbrennungsanlage in Hamburg-Stellingen grundsätzlich gut geeignet für die Implementierung eines Untergrundspeichersystems zu sein, da die oben genannten 3 Kriterien hier erfüllt werden.

Standortverhältnisse in Hamburg-Stellingen

Die Untergrundverhältnisse im Bereich der Müllverbrennungsanlage Hamburg-Stellingen werden durch den nachfolgenden hydrogeologischen Schnitt widergespiegelt.

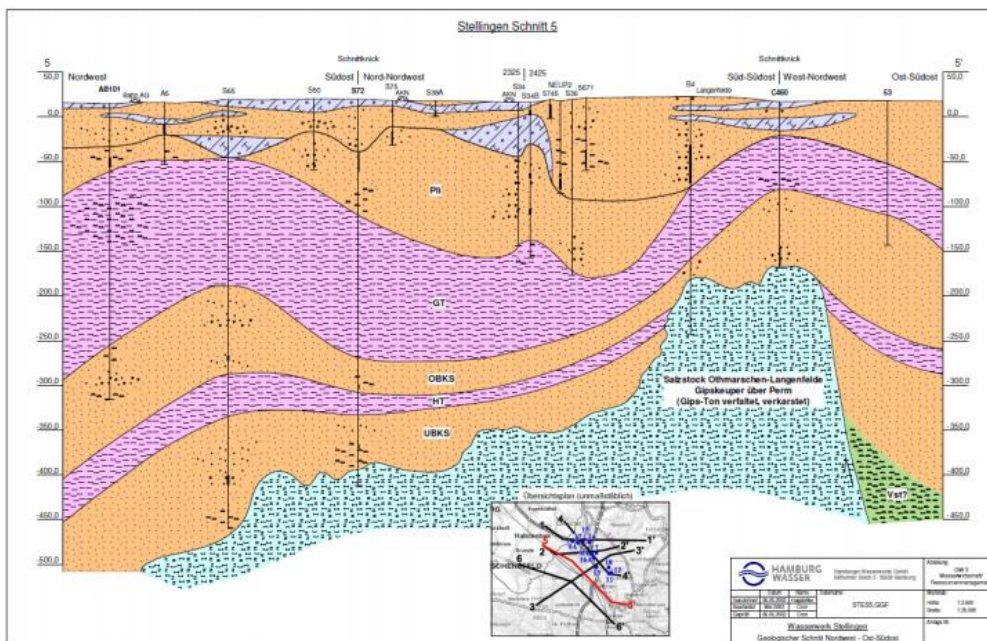


Abbildung 47: Hydrogeologischer Schnitt Hamburg Stellingen¹²³

Anhand der Abbildung ist die Aufwölbung des Salzstock Othmarschen Langenfelde bis in die tieferen Grundwasserleiter zu erkennen. Die Ablaugung des Salzstocks hat zu einer lokalen Versalzung der Unteren Braunkohlensande (UBKS) und Oberen Braunkohlensande (OBKS) geführt.

Die bis zu 150 m mächtigen Sande des Tertiärs sind aus Sicht der CAH grundsätzlich gut als Wärmespeichermedium geeignet, da sie einerseits nicht für die Wasserversorgung

¹²³ Grafik: Consulaqua

nutzbar sind, zusätzlich sehr gut durch wasserhemmende Schichten nach oben abgedichtet sind und daher kaum eine Gefahr für eine negative Beeinflussung der vom Wasserwerk Hamburg Stellingen genutzten Wasserleiter besteht. Die Brunnen des Wasserwerks Stellingen entnehmen das Grundwasser aus den tieferen quartären Schichten über der im Schnitt mit GT bezeichneten, weitgehend undurchlässigen Deckschicht des tertiären Glimmertons.

Für die Nutzung wird ein übliches Wasser-Wasser-System mit insgesamt zwei im Wechsel nutzbaren Förder-/Injektionsbrunnen zum Einleiten der heißen Nutzwässer und Bergen dieser Wässer angenommen.

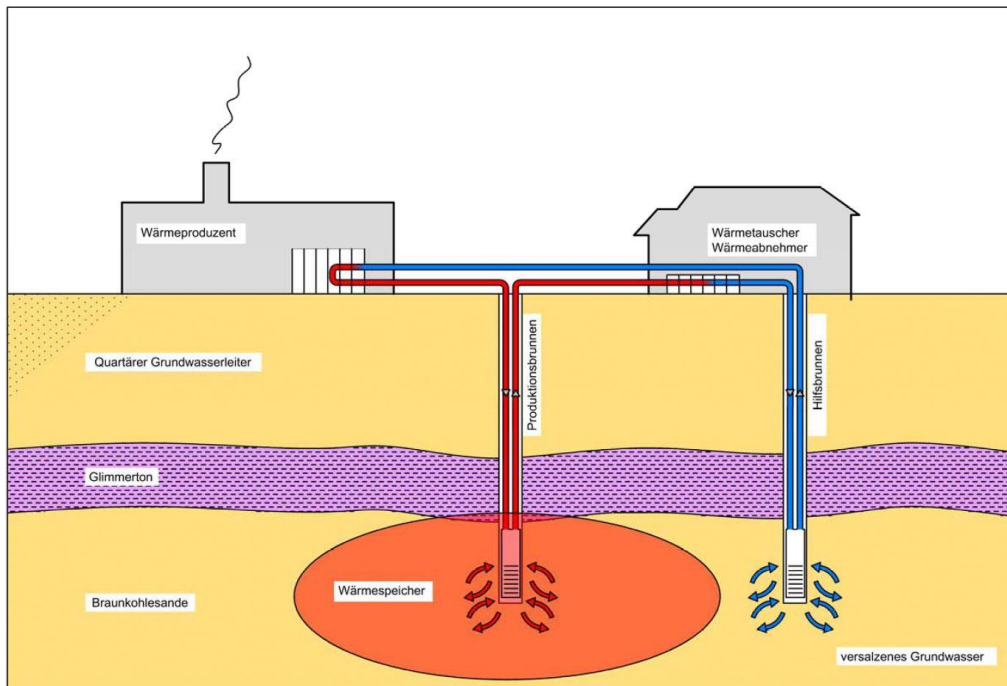


Abbildung 48: Brunnendublette Aquiferspeicher (Bild: Consulaqua)

Zur Abschätzung der Temperaturentwicklung innerhalb des Wärmespeichers wird ein einfaches thermodynamisches Boxmodell aufgebaut und damit Wärmetransportberechnungen durchgeführt.

Thermodynamisches Boxmodell

Der Modellaufbau und die Berechnungen wurden mit der Software Feflow 6.1 durchgeführt. Das Modell umfasst schematisch die Unteren und Oberen Braunkohlesande und hat eine horizontale Ausdehnung von 3 X 3 km. Das Modellnetz wurde im Bereich des Infiltrations- und Förderbrunnens stark verfeinert, um eine möglichst hohe Rechengenauigkeit zu erzielen.

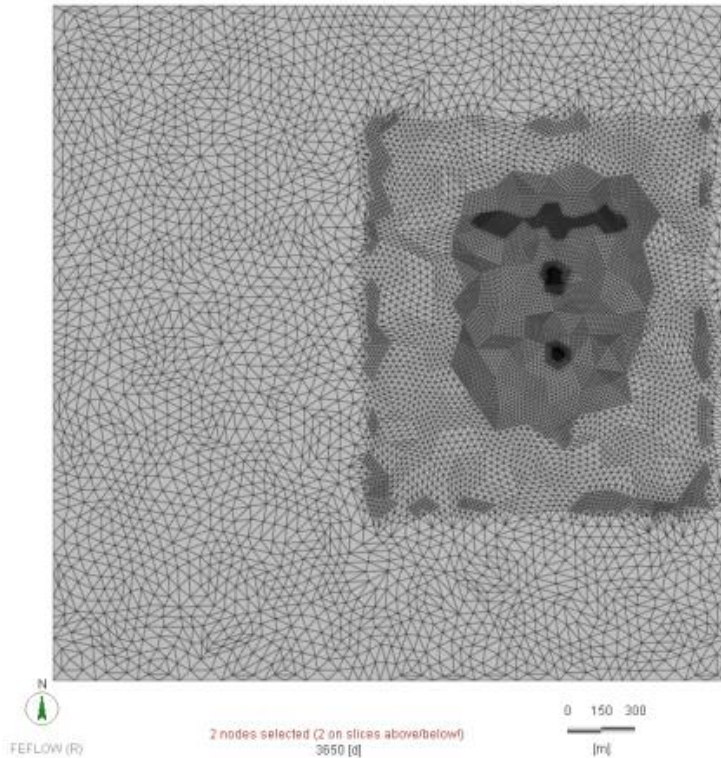


Abbildung 49: Thermodynamisches Boxmodell, Modellnetz¹²⁴

Der folgende stark überhöhte Schnitt zeigt den vertikalen Aufbau des Modells mit dem Wechsel zwischen leitenden und geringleitenden Schichten im Bereich des Wärmespeichers.

¹²⁴ Grafik: Consulaqua

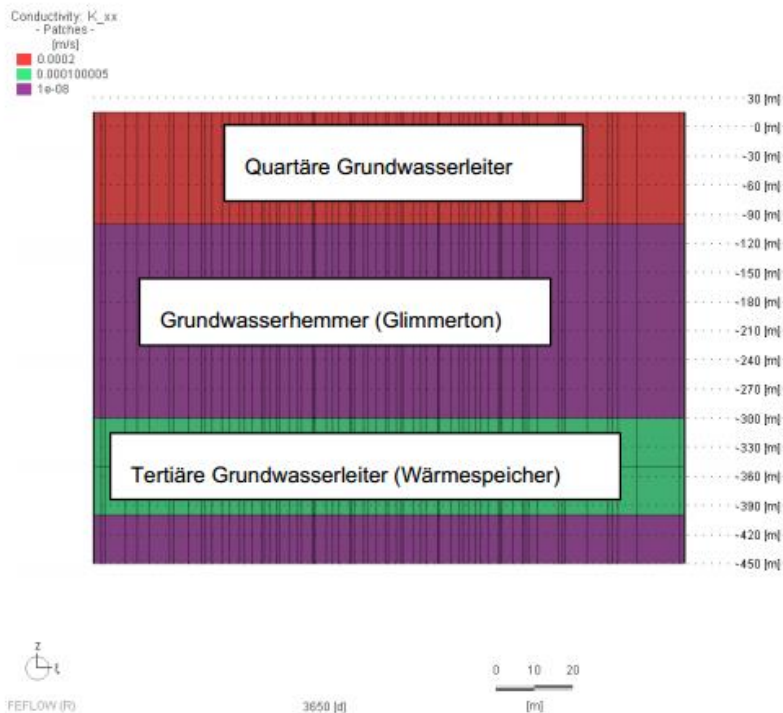


Abbildung 50: Nord-Süd-Modellschnitt durch Wärmespeicher¹²⁵

Die Berechnung der Temperaturentwicklung im Wärmespeicher erfolgte unter folgenden Randbedingungen.

- Die Einspeisung der Wärme erfolgt über einen Wärmeeinspeisebrunnen mit einer Infiltrationsrate von $100 \text{ m}^3/\text{h}$, einer Wassertemperatur von 80°C und über einen Zeitraum von 6 Monaten. Der Brunnen ist im tertiären Grundwasserleiter verfiltert und wird im Folgenden Produktionsbrunnen genannt.
- Die Entnahme der Wärme erfolgt nach 6 Monaten über den Produktionsbrunnen mit einer Förderrate von $100 \text{ m}^3/\text{h}$ über 6 Monate. Die Temperaturentwicklung des Förderwassers wird durch das thermodynamische Modell berechnet.
- Während der Infiltrationsphase wird gleichzeitig ein Zusatzbrunnen in der Nähe mit $100 \text{ m}^3/\text{h}$ betrieben, der das Rohwasser während der Wärmeeinspeisephase liefert. Dieser Brunnen ist ebenfalls in den tertiären Sanden verfiltert und wird im Folgenden Hilfsbrunnen genannt.
- Während der Wärmeentnahmephase wird der Hilfsbrunnen als Infiltrationsbrunnen für das abgekühlte Wasser verwendet.
- Dieser Zyklus des 6 monatigen Wechsels zwischen Infiltration und Förderung wird über eine gesamte Dauer von 10 Jahren mit dem Modell berechnet.

¹²⁵ Grafik: Consulaqua

- Zusätzliche physikalische Bedingungen, die das Ergebnis beeinflussen können (z.B. versalzungsbedingte Änderungen der Wärmeleitfähigkeit im Aquifer oder strömungsbedingte Effekte) wurden vernachlässigt.

Die Temperaturentwicklung im Bereich der Brunnen lässt sich anhand der folgenden Grafik dokumentieren.

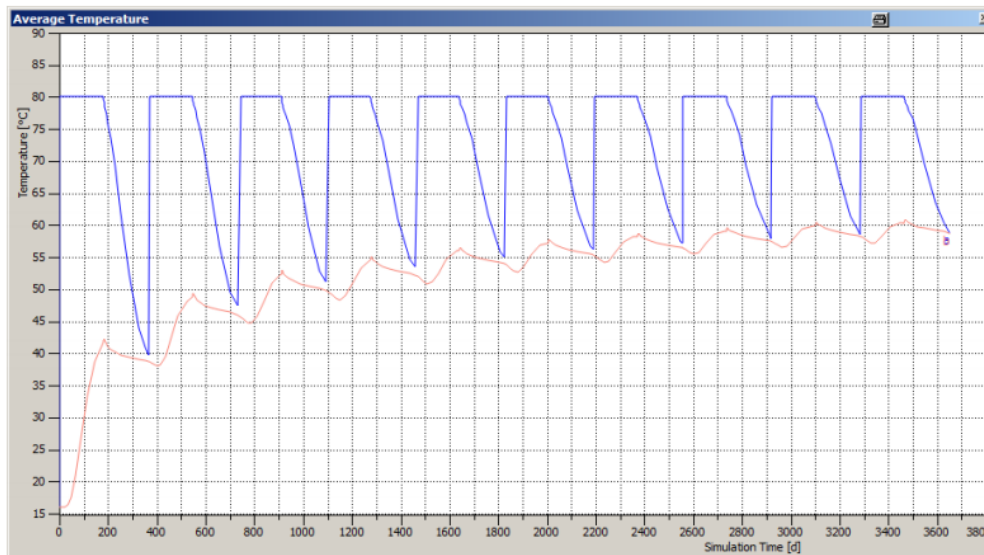


Abbildung 51: Temperaturkurven in den Brunnen (10 Jahre Betrieb)

Die blaue Kurve (a) dokumentiert die Temperaturentwicklung im Produktionsbrunnen während der Infiltrations- und Entnahmephasen. Die rote Kurve dokumentiert den Temperaturverlauf im Hilfsbrunnen, der in der Wärmeeinspeisephase die notwendige Wassermenge liefert und in der Wärmeentnahmephase das abgekühlte Wasser aufnimmt.

Anhand der blauen Kurve lassen sich sehr deutlich die Wärmeeinspeisephase bzw. die Wärmeentnahmephase voneinander unterscheiden. Während der Einspeisephase wird das Infiltrationswasser konstant auf eine Temperatur von 80°C erwärmt.

Während der Wärmeentnahmephase kühlt sich das Förderwasser kontinuierlich ab und erreicht im ersten Zyklus nach 365 Tagen eine Tiefsttemperatur 40°C. Im weiteren Verlauf des Betriebs erwärmt sich der Wärmespeicher stetig. Nach ca. 10 Jahren beträgt die niedrigste Temperatur am Ende der Wärmeentnahmephase ca. 60 °C.

Auch der Hilfsbrunnen liegt noch im Einflussbereich des Wärmespeichers. Die Temperatur des Rohwassers erwärmt sich von einer Anfangstemperatur von 16 °C bis auf eine maximale Temperatur am Ende der Betriebszeit von ca. 60 °C.

Die Reichweite der Erwärmung innerhalb der tertiären Sande wird durch die folgende Abbildung dokumentiert.

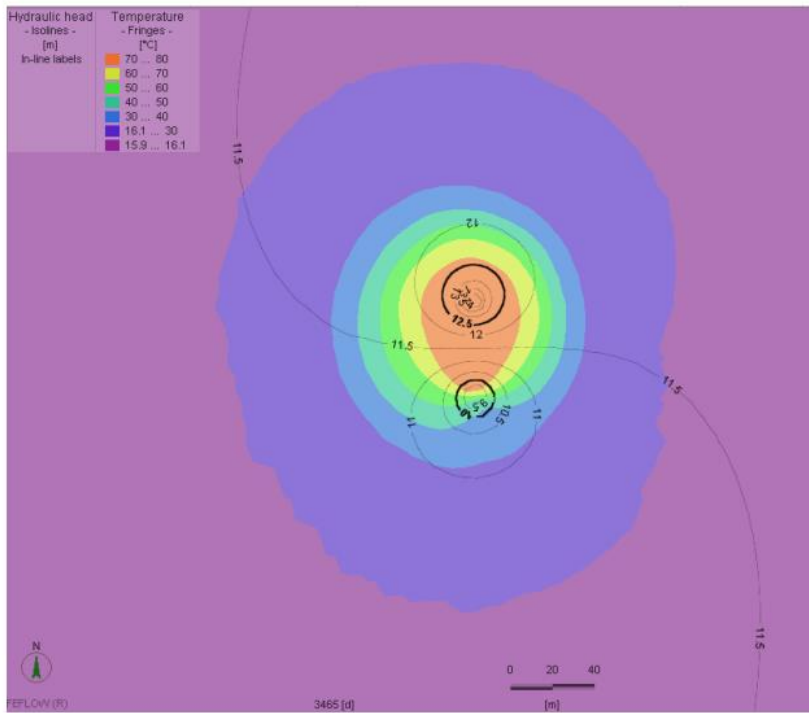


Abbildung 52: Horizontale Reichweite der Temperaturerhöhung in den tertiären Sanden¹²⁶

Die maximale Reichweite beträgt am Ende der letzten Wärmeeinspeisung nach 10 Jahren ca. 240 m in Nord-Süd-Richtung und ca. 180 m in West-Ost-Richtung. Die unterschiedliche Ausdehnung entsteht durch die Grundwasserströmung, die im Box-Modell von Osten nach Westen gerichtet ist. Die vertikale Ausdehnung der Temperaturerhöhung wird durch den folgenden Schnitt veranschaulicht.

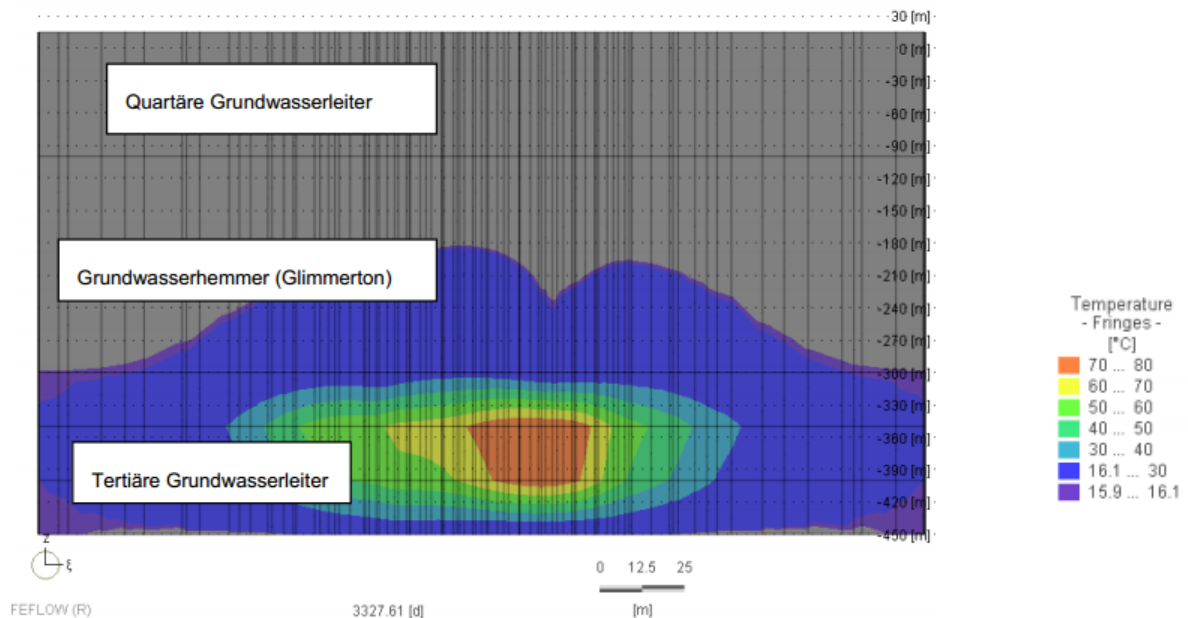


Abbildung 53: Vertikale Reichweite der Temperaturerhöhung

¹²⁶ Grafik: Consulaqua

Die Temperaturerhöhung reicht noch bis in den Glimmerton aber nicht mehr in die quartären Schichten hinein.

Die dargestellten Ergebnisse stammen aus einem vorläufigen thermodynamischen Box-Modell. Sie zeigen in erster Linie die grundsätzliche Machbarkeit eines Wärmespeichers in einem tertiären Grundwasserleiter. Ein zukünftiges Wärmespeichersystem müsste auf der Basis detaillierterer Daten und mit Hilfe eines verfeinerten thermodynamischen Modells konzipiert und geplant werden. Mit Hilfe des Modells können die Auswirkungen des Wärmespeichers auf seine Umgebung abgeschätzt und ein optimaler Betrieb rechnerisch konzipiert werden.

Überschlägige Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Auf der Basis der mit Hilfe des thermodynamischen Box-Modells gewonnenen Ergebnisse wurde eine erste, überschlägige und vorläufige Wirtschaftlichkeitsbetrachtung durchgeführt.

Basis für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ist der für die obige Modellierung genutzte Ansatz. Darin wird beispielhaft von einer Einspeisetemperatur von 80 °C ausgegangen, die typischerweise aus industrieller oder gewerblicher Überschusswärme bereitgestellt werden könnte.

Weiter wird von einer vollständigen thermischen Nutzung der eingespeisten Wärme abzüglich der Verluste durch Abströmen, Diffusion etc. bis auf die örtliche Grundwassertemperatur, hier 16 °C, ausgegangen. Zudem wird eine innerhalb der tertiären Grundwasserleiter in Hamburg vielerorts typischerweise erreichbaren Förder-/Einspeiserate von 100 m³/h angesetzt.

Mit diesem Ansatz ist eine erste Einschätzung der wirtschaftlichen Rahmendaten einer Wasser-Wasser-Wärmeanlage der Größenordnung nach möglich. Für konkrete Fälle müssen die Eingangsdaten entsprechend angepasst werden. So wird für die Wärmenutzung zur Beheizung von Wohngebäuden z. B. eine entsprechend höhere untere Nutztemperatur anzusetzen sein.

Die Temperaturkurven zeigen, dass bei dem beschriebenen Ansatz eine Durchschnittstemperatur von ca. 68 °C über die gesamten 10 Jahre gefördert werden kann. Damit kann eine thermische Leistung von ca. 5,0 MW erzielt werden.

	Wärmespeicher	Energieve	Kommentar
	Geothermie	Geothermie	
Technische Angaben			
Rohwassermenge	100 m ³ /h	m ³ /h	
Rohwasserjahresmenge	432.000 m ³ /a	m ³ /a	
Temperaturdifferenz	50 °C	°C	68°C minus 16°C Grundwassertemperatur
Leistung	5,0 MW	MW	
Jahresarbeitsstunden Wärmeförderung	4.320 h	h	
Jahresarbeitsstunden	0 h	h	
Eigenbedarf elektrische Energie	30.000 kW _{el}	kW _{el}	
Kapitaldienst			
Investitionskosten Bautechnik (B)	1.200.000 €	€	Brunnenbau
Investitionskosten Maschinenteknik (M)	100.000 €	€	Ausrüstung Lagerhaus mit Wärmetauscher etc.
Investitionskosten Elektrotechnik (E)	100.000 €	€	Ausrüstung Lagerhaus mit E-Technik
Ingenieurkosten (ca. 20 % von Investkosten, B+M+E)	280.000 €	€	Ingenieurkosten ca. 20 % von Summe Invest
Abschreibungszeit B	30 a	a	
Abschreibungszeit M	15 a	a	
Abschreibungszeit E	15 a	a	
Realzinsatz:	3,5 %	%	
Annuität B	0,0544		
Annuität M	0,0868		
Annuität E	0,0868		
Kapitaldienst B	80.470 €/a	€/a	Kapitaldienst für Ing.-Kosten enthalten
Kapitaldienst M	8.683 €/a	€/a	
Kapitaldienst E	24.311 €/a	€/a	
Summe, rd.	113.500 €/a	€/a	
Personal			
Personalbedarf	2,0 h/wo	h/wo	
spez. Personalkosten	40.000 €/P/a	€/P/a	
Summe, rd.	2.000 €/a	€/a	
Wartung und Instandhaltung			
Rückstellung für Instandhaltung	10.000 €/a	€/a	
spez. Wartungskosten mit Vollwartungsvertrag	5.000 €/a	€/a	Wartungskosten
Summe, rd.	15.000 €/a	€/a	
Verwaltung, Versicherungen, Sonstiges			
Summe, rd.	5.000 €/a	€/a	
Rohwasserförderung			
spezifische Rohwasserwasserkosten	0,0 Cent/m ³	Cent/m ³	Grundwasserentnahmegebühr Hamburg
spez. Rohwasser Wärmespeicher	0,02 m ³ /kWh	m ³ /kWh	(abhängig von Temperaturdifferenz)
Rohwasserbedarf Wärmespeicher	432.000 m ³ /a	m ³ /a	Gesamtjahresmenge
Kosten Pumpenenergie	4.200 €/a	€/a	angenommen 14 Cent/kWh
Summe, rd.	4.200 €/a	€/a	Kosten Pumpenenergie für Rohwasserförderung
Wärme-Rückgewinnung			
Wärmerückgewinnung	25.120.800 kWh/a	kWh/a	gespeicherte Wärmemenge, bzw. minus Energieverlust
Wärmeverlust	6.028.992 kWh/a	kWh/a	
spezifische Kosten Wärmekauf	1,5 Cent/kWh	Cent/kWh	Kaufpreis Wärme
Kosten Wärmeverlust	90.434,9 €/a	€/a	Kosten für den Wärmeverlust
Kosten Wärmerückgewinnung	90.400 €/a	€/a	
Jahreskosten	230.100 €/a		
spezifische Kosten Wärmespeicher	0,9 Cent/kWh	Cent/kWh	

Tabelle 10: Wirtschaftlichkeitsabschätzung Aquiferspeicher

Durch die Untergrundspeicherung entsteht ein Wärmeverlust von ca. 12 °C. Bei einer Förderrate von 100 m³/h entspricht dies einem thermischen Verlust von ca. 6 MWh/a bei einer rückgewonnenen Wärmemenge von ca. 25 MWh/a.

Hinsichtlich der Wärmebezugskosten für die Einspeisewässer ist voraussichtlich von einer erheblichen Variabilität, abhängig von der lokalen Situation, auszugehen. In diesem Ansatz wird ein Einkaufspreis von 1,5 Cent/kWh unterstellt und für den Wärmeinhalt die gesamte potentiell bis zur lokalen Grundwassertemperatur nutzbare Temperaturspanne angesetzt.

In diesem Fall muss ein Betrag von ca. 90.000 €/a in die spezifischen Kosten für die Wärmespeicherung eingerechnet werden. Unter Berücksichtigung dieser Kosten und der Kapitalkosten sowie sonstiger Kosten für die Einrichtung und den Betrieb der Förderbrunnen sind spezifische Kosten für die Einrichtung und den Betrieb des Wärmespeichers von ca. 0,9 Cent/kWh anzusetzen.

Fazit

Es ist wichtig darauf hinzuweisen, dass die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung auf zahlreichen Annahmen basiert, die von der örtlichen Situation, den hydrogeologischen Verhältnissen und den Wärmelieferbedingungen abhängig sind.

Insofern gibt diese Betrachtung Hinweise zur generellen Machbarkeit eines Wärmespeicherprojektes in einem tieferen Aquifer in Hamburg und liefert erste Ansätze für die Größenordnung der Wirtschaftlichkeit eines solchen Projektes.

Für die Kalkulation des kWh-Preises für die Speicherung von Wärmeenergie wurden im vorhergehenden Kapitel die Kosten für eine Speichereinheit in Form einer Brunnendublette berücksichtigt. Mit Hilfe dieser Brunnendublette können ca. 25 MWh/a Wärmeenergie gespeichert werden.

Abhängig von den tatsächlichen hydrogeologischen Gegebenheiten können in einem Gebiet mehrere Brunnendubletten gleichzeitig zum Einsatz kommen, so dass sich die Speichermenge deutlich erhöhen würde. Die Kosten würden sich proportional erhöhen, so dass der Einheitspreis in etwa gleich bliebe.

Eine deutliche Verringerung des Einheitspreises würde sich durch die Erhöhung der Förderrate oder der Einspeisetemperatur bzw. Temperaturdifferenz ergeben, wie die folgende Beispielrechnung zeigt:

- Rohwassermenge: 150 m³/h
- Temperaturdifferenz: 60°C
- Leistung: 8,9 MW
- Wärmerückgewinnung: 45 MW
- Wärmeverlust: 7 MW
- Spezifische Kosten: 0,5 Cent/kWh

Die überschlägigen Berechnungen zeigen, dass hier ein aussichtsreicher Ansatz für die Bereitstellung günstiger Wärmeenergie zusammen mit sehr guten Aussichten für eine erhebliche CO₂-Emissionsreduzierung besteht.

Der Einsatz einer Großwärmepumpe ist dabei auch hier sinnvoll, um die Speicherpotenziale effizient auszunutzen.

F Variantenvergleich

In diesem Kapitel werden die ökonomischen und ökologischen Parameter der verschiedenen Anlagenkonzepte, sowie verschiedene Varianten der Kombination von Anlagenkonzepten verglichen. Dabei wird die Systemintegration der neuen Anlagen in das bestehende Fernwärmesystem über einen kostenoptimierten Erzeugereinsatz (Dispatch) modelliert und die jeweiligen Jahres-Betriebsstunden ermittelt

1. Annahmen für die Brennstoff- und Strompreise

Zur Abschätzung der Wirtschaftlichkeit der Anlagenkonzepte wurden folgende Brennstoff- und Wärmelieferpreise (jeweils Stand Oktober 2016) angesetzt:

Brennstoff	Brennstoffpreis	Erläuterungen
Steinkohle	10,88 €/MWh	Einfuhrkosten Steinkohle incl. Transport
Erdgas	23,44 €/MWh	incl. Beschaffung, Strukturierung, Netznutzung, ohne Erdgassteuer und Konzessionsabgabe
Stroh	19,48 €/MWh	incl. Bergung, Transport und Zwischenlagerung
SRHH Bio	18,00 €/MWh	Wärmelieferung der neuen SRHH-Anlage Stellingen (Abfall/Biomasse) ab Werksgrenze
SRHH EBS	20,00 €/MWh	Wärmelieferung der neuen SRHH-Anlage Stellingen (EBS-Brennstoff) ab Werksgrenze
MVB/MVR	15,00 €/MWh	Wärmelieferung der bestehenden Anlagen ab Werksgrenze MVB bzw. MVR
Abwärme	18,00 €/MWh	Wärmelieferung Abwärme Arcelor Mittal und Trimet Aluminium jeweils ab Werksgrenze
Aurubis	22,00 €/MWh	Wärmelieferung Abwärme Aurubis ab Standort Zweibrückenstraße (Enercity)

Tabelle 11: Annahmen Brennstoff- und Wärmelieferpreise

Für die Kalkulation der Anlagenkonzepte und der darauf aufbauenden Varianten werden die o.g. Preise verwendet. Diese Preise werden in die Zukunft fortgeschrieben, d.h. es erfolgen weder Preissteigerungen noch weitere Preissenkungen. Dies entspricht dem Vorgehen nach VDI 2076.

Für die Vergütung des produzierten Stroms aus KWK-Anlagen an der Strombörse wurden bei der Abschätzung der indikativen Wärmekosten 32 €/MWh angesetzt. Dies entspricht in etwa dem derzeitigen Wert des sog. üblichen Preises gemäß § 4 Abs. 3 KWKG.

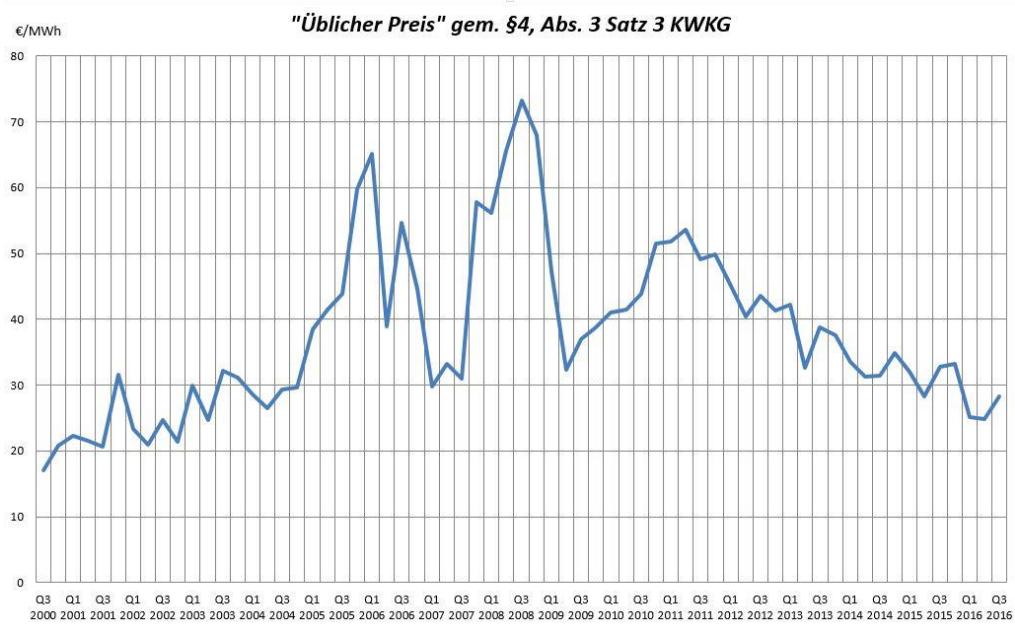


Abbildung 54: Üblicher Preis gem. § 4 Abs. 3 KWKG bis 3. Quartal 2016¹²⁷

Für die Berechnung des kostenoptimalen Erzeugereinsatzes im Kapitel F 3 wurde jedoch nicht dieser gemittelte Wert, sondern die stundengenauen Börsenstrompreise (EPEX Spotmarkt) im Jahresverlauf des Jahres 2015 verwendet.

¹²⁷ http://www.bkwb.de/fileadmin/users/bkwb/infos/preis/Entw_UeblicherPreis.jpg, Abruf 04.12.2016

2. Indikative Wärmekosten der Anlagenkonzepte

Die folgende Tabelle zeigt die indikativen Wärmegestehungskosten für die beschriebenen Anlagenkonzepte im Vergleich. Hierbei sind theoretische Annahmen für die Laufstunden der Anlagen getroffen worden, um einen Vergleich der Wärmekosten zu ermöglichen. Die Wärmekosten ergeben sich aus den variablen und fixen Kosten gemäß VDI 20176. Hierbei wurden berücksichtigt:

- Investitionskosten (je nach Abschreibungszeitraum)
- Brennstoffkosten
- Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung
- Verwaltung, Versicherung
- Personalkosten
- Sonstige variable Kosten
- Erlöse durch Stromverkauf bei KWK-Anlagen

Anlage	Leistung [MWth]	Jahresstunden [VBH/a]	Wärmekosten [ct/kWh]
HW Haferweg (neu)	240	4.500	3,6
Gasmotoren KWK	130	4.500	3,1
Stroh-HW Stellingen	77	4.500	3,5
SRHH Abfall/Biomasse	28	6.500	1,8
SRHH EBS	33	6.500	2,0
WP Elbe (Wedel)	64	4.500	3,1
MVR (Köhlbrand)	80	6.500	1,5
WP Dradenau	124	6.500	2,5
Abwärme Arcelor/Trimet	10	6.500	1,8
Solarwärme Altenwerder	28	650	2,3
Abwärme Aurubis	40	6.500	2,2

Tabelle 12: Indikative Wärmekosten der Einzelanlagen ab Erzeugungsanlage

Die Herleitung der Wärmekosten sowie die getroffenen Annahmen sind im Anhang dargestellt. Bei den Wärmekosten sind Aufwendungen zur Systemintegration, z.B. durch den notwendigen Bau von Trassen von der Erzeugungsanlage zum Fernwärmenetz noch nicht berücksichtigt. Dies erfolgt bei den Variantenrechnungen.

Fördermittel wurden bislang außer bei der Solarthermie-Anlage (KfW-Förderung 271) nicht berücksichtigt. Es ist jedoch davon auszugehen, dass bei Errichtung der Anlagen Fördermittel des Bundes eingeworben werden können, die die Wärme-gestehungskosten deutlich reduzieren können.

Im Fall des Einsatzes von KWK-Anlagen mit einer Kapazität > 50 MW wird davon ausgegangen, dass die Anlage eine Zulage nach dem KWKG 2016 incl. der erhöhten Zulage durch den Kohleersatz in Anspruch nehmen kann. Die über 30.000 Betriebsstunden gewährte KWK-Förderung wird dabei rechnerisch auf eine Lebensdauer von 20 Jahren umgelegt.

Der derzeit niedrige angesetzte Börsenpreis von 32 €/MWh führt dabei zu relativ hohen Wärme-gestehungskosten bei den KWK-Anlagen. Bei einem Börsenstrompreis von 45 €/MWh im Mittel ergäbe sich ein deutlich niedrigerer Wärme-gestehungspreis von etwa 2,0 ct/kWh.

Im realen Betrieb ergeben sich die tatsächlichen Kosten durch die Einsatzreihenfolge der Anlagen im System und die daraus folgenden Laufzeiten der Anlagen. Dies wird anschließend im Kapitel F 4 modelliert.

3. Variantenübersicht

Variante	Erzeugungsanlagen (neu)
00 Status quo	Status der heutigen Fernwärmeversorgung
01 HW Haferweg	240 MW HW Haferweg (neu)
02 Stellingen KWK	28 MW Biomasse/Abfall Heizkraftwerk SRHH 33 MW EBS Heizkraftwerk SRHH 130 MW Erdgas KWK (Gasmotoren) 50 MW HW Erdgas
03 Stellingen Bio	28 MW Biomasse/Abfall Heizkraftwerk SRHH 33 MW EBS Heizkraftwerk SRHH 77 MW Stroh-Heizwerk 100 MW HW Erdgas
04 Stellingen Bio + WP Wedel (Nord-Variante)	28 MW Biomasse/Abfall Heizkraftwerk SRHH 33 MW EBS Heizkraftwerk SRHH 77 MW Stroh-Heizwerk 50 MW Wärmepumpe Wedel 14 MW Erdgas-BHKW (WP) 40 MW HW Erdgas
05 Stellingen Bio + Köhlbrand (Nord-Süd-Variante)	28 MW Biomasse/Abfall Heizkraftwerk SRHH 33 MW EBS Heizkraftwerk SRHH 77 MW Stroh-Heizwerk 80 MW Müllverbrennung MVR 100 MW Wärmepumpe Dradenau 24 MW Biogas/Erdgas BHKW (WP) 10 MW Industrieabwärme Arcelor/Trimet 28 MW Solarthermie Altenwerder
06 Kombi Aquifer	Kombination aus Variante 05 Stellingen Bio + Köhlbrand + 40 MW Aurubis + Aquiferspeicher

Tabelle 13: Variantenübersicht

4. Kostenoptimierter Erzeugereinsatz (Dispatch)

Um ein Abbild des Zusammenwirkens der Anlagenkonzepte bei der notwendigen Systemintegration zu bekommen, wird die Einsatzoptimierung der Anlagen im gesamten Fernwärmesystem nach den jeweiligen variablen Kosten der Wärmeerzeugung und der jeweils vorliegenden Wärmelast im Jahresverlauf modelliert (sog. Dispatch). Als Grundlage dient das bereits in EnergyPRO modellierte Fernwärmesystem (Kapitel C2).

Hierbei erfolgt ein kostenoptimierter Einsatz der Wärmeerzeuger nach der stündlichen Wärmelast im System unter Berücksichtigung der variablen Kosten und der jeweils möglichen Stromerlöse bei KWK-Anlagen am Spotmarkt. Sogenannte „must run“ Kapazitäten wie die Müllverbrennung werden in der Betriebsstrategie mit Priorität eingestuft, auch wenn diese ggfls. höhere Kosten aufweisen können. Aus der Einsatzoptimierung ergeben sich die Laufzeiten der jeweiligen Anlagen und damit auch die spezifischen Wärmegestehungskosten.

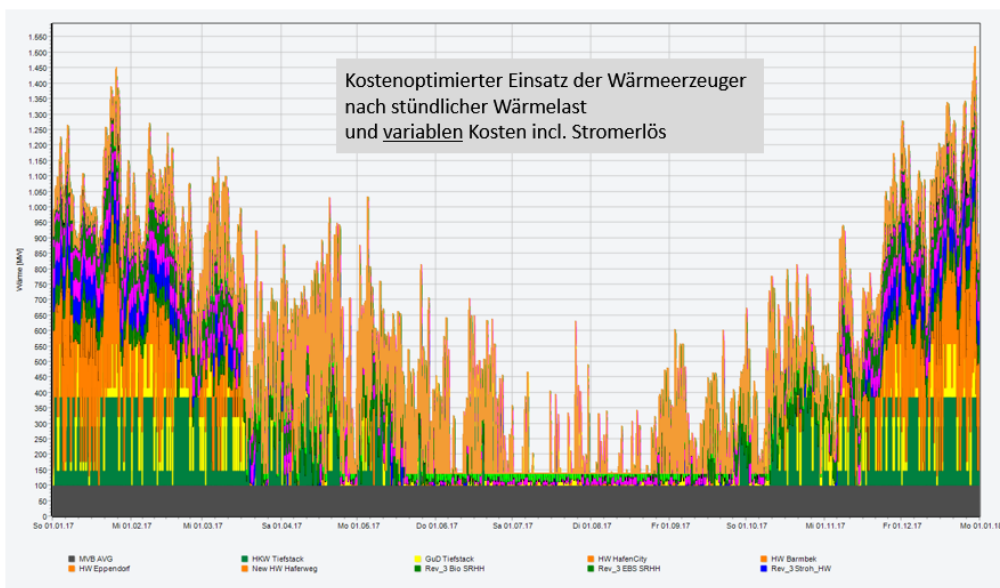


Abbildung 55: Grafische Darstellung der jährlichen Wärmeerzeugung

Nachfolgend sind die Ergebnisse der Modellrechnungen zur kostenoptimierten Systemintegration der Wärmequellen anhand von Jahresdauerlinien dargestellt. Als Ergebnis der Berechnungen ergeben sich die Anteile an Fernwärmearbeit, die die neu errichteten Anlagen im System beitragen. Auf dieser Grundlage können dann die Wärmegestehungskosten ermittelt werden. Bei den Angaben zu den Betriebsstunden ist zu beachten, dass es sich hierbei nicht in jedem Fall um Vollbenutzungsstunden handelt, da bei verschiedenen Anlagen ein Teillastbetrieb ermöglicht ist.

Hier ist auch die Residuallast aufgeführt, die neben den neu installierten Wärmekapazitäten in Form von Heizwerken erforderlich ist. Dabei ist eine theoretische neue Wärmekapazität zum Ersatz des Heizkraftwerks Wedel sowie der Versorger zusätzlicher Kunden im westlichen Fernwärmenetz von 390 MW zugrunde gelegt. Das neu errichtete 150 MW Heizwerk Haferweg wird allen Varianten mit berücksichtigt, so dass die erforderliche Wärmeleistung aus neuen Anlagen 240 MW beträgt.

Ferner findet sich in den Grafiken der Anteil an Erneuerbarer Energien und Industrieabwärme bezogen auf eine Fernwärmearbeit von 1.500 GWh.

Jahresdauerlinie Variante 01 Heizwerk Haferweg

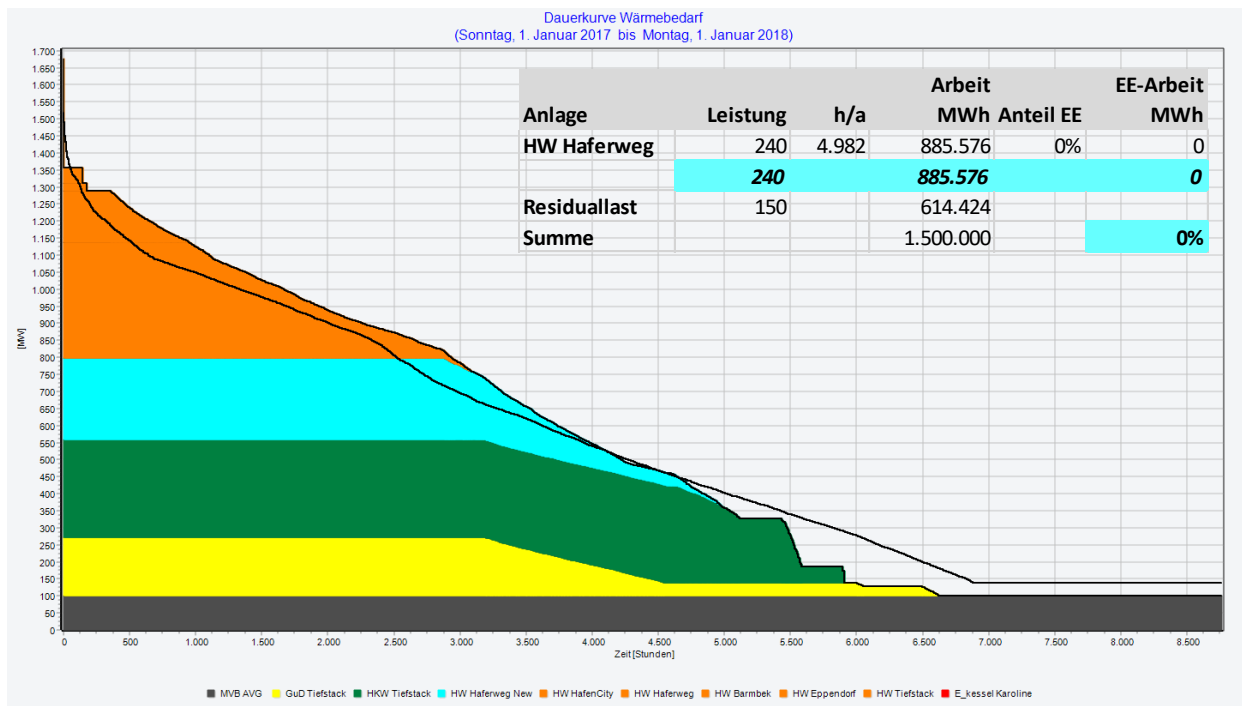


Abbildung 56: Jahresdauerlinie Variante 01

Eine Variante mit sehr geringem Investitionsbedarf aber höheren Brennstoffkosten ist die Errichtung eines Erdgas-Heizwerks am Standort Haferweg. Um die bereits genannte Erzeugungskapazität von 390 MW_{th} im westlichen Fernwärmenetz bereit zu stellen, wäre neben dem kürzlich in Betrieb gegangenen Heizwerk Haferweg mit 150 MW ein weiteres Heizwerk mit 240 MW erforderlich.

Das neue Heizwerk käme nach der Modellierung auf etwa 5.000 Betriebsstunden pro Jahr (türkis eingefärbte Fläche). Die Residuallast kann durch die bestehenden Anlagen (u.a. das bereits errichtete Heizwerk Haferweg) bereitgestellt werden. Größere Aufwendungen zur Systemintegration der Erzeugungsanlage sind nicht erforderlich.

Der Anteil an Erneuerbarer Wärme für die Vergleichsmenge von 1.500 GWh beträgt 0%. Die Wärmegestehungskosten betragen 3,6 ct je kWh (s. Anhang H 1).

Jahresdauerlinie Variante 02 Stellingen + Gas KWK

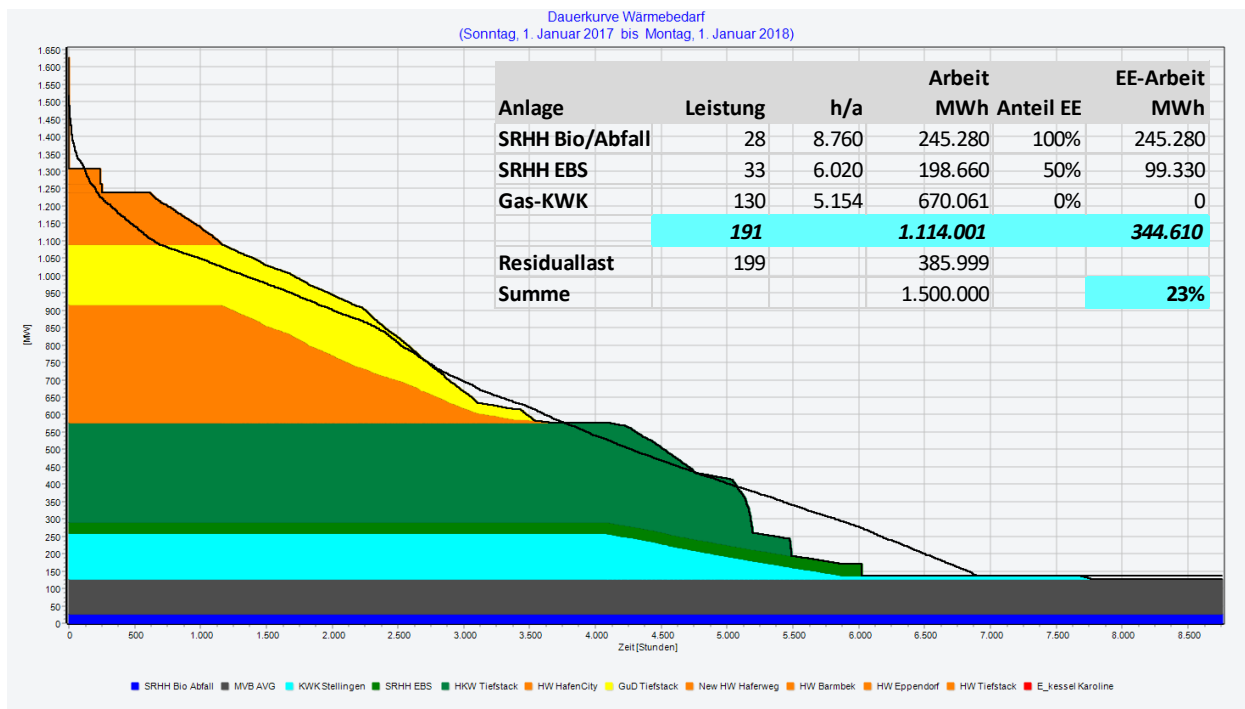


Abbildung 57: Jahresdauerlinie Variante 02

Die Abbildung zeigt den modellierten Erzeugereinsatz bei der Kombination der geplanten SRHH-Anlagen (Biomasse/Abfall + EBS) mit einer großen Gas KWK-Lösung. Es werden hier 130 MW thermische Wärmeleistung durch Gasmotoren eingesetzt. Daneben wird die Residuallast durch den bestehenden Gaskessel am Haferweg mit 150 MW sowie einen weiteren Kessel mit 50 MW geliefert. Die neuen Gasmotoren kommen aufgrund der KWK Zulage auf eine Laufzeit von ca. 5.000 h. Der Anteil an Erneuerbarer Wärme liegt bei etwa 23%.

Jahresdauerlinie Variante 03 Stellingen biogen

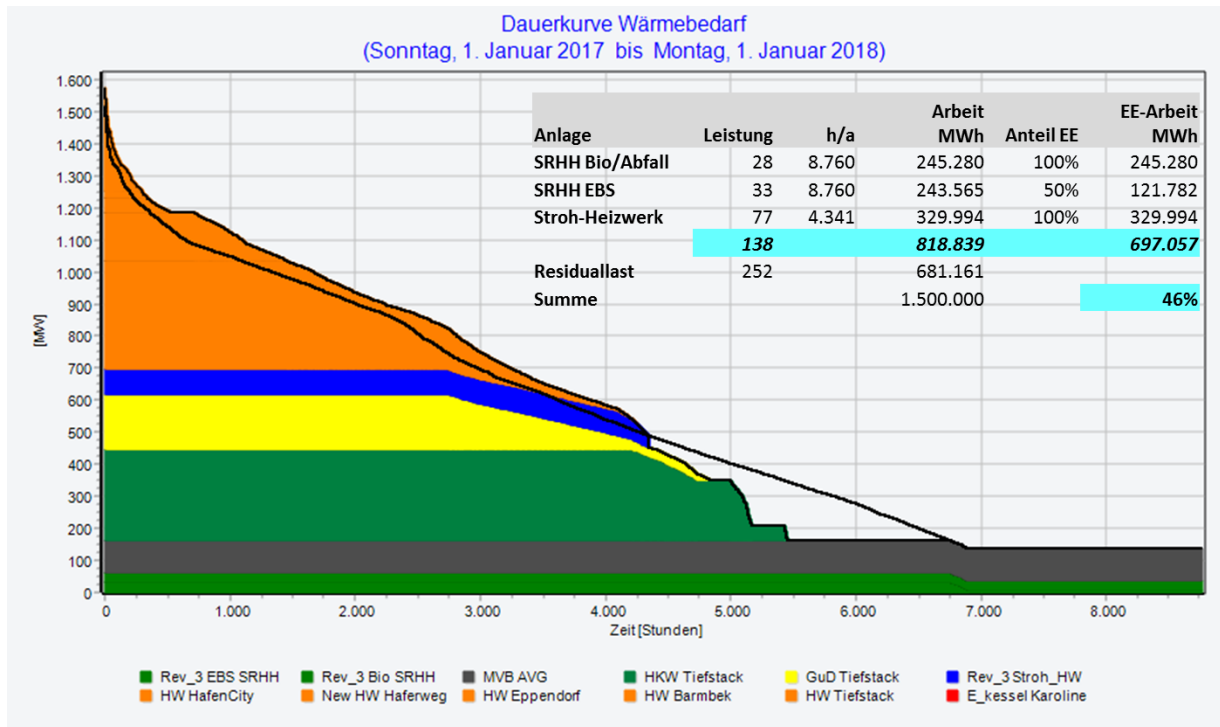


Abbildung 58: Jahresdauerlinie Variante 03

Der Ausbau des Standortes Stellingen mit den von der Stadtreinigung Hamburg konzipierten Heizkraftwerken für Abfall und Biomasse sowie Ersatzbrennstoff und des Stroh-Heizwerkes führt zu einem Anteil an EE-Wärme von rd. 46 %. Der Brennstoff EBS wird dabei zu 50% als biogen bewertet. Die SRHH-Anlagen werden für die Betriebsstrategie mit hoher Priorität in der Einsatzreihenfolge eingestuft.

Das Stroh-Heizwerk kommt auf etwa 4.300 Betriebsstunden. Als Alternative zu dem Stroh-Heizwerk wäre auch eine Grundwasser-Wärmepumpe denkbar, die das Wärmereservoir des dort vorliegenden versalzten Aquifers nutzt.

Es ist eine Residuallast von etwa 100 MW zusätzlich zum Heizwerk Haferweg erforderlich.

Jahresdauerlinie 04 Stellingen biogen + Wedel

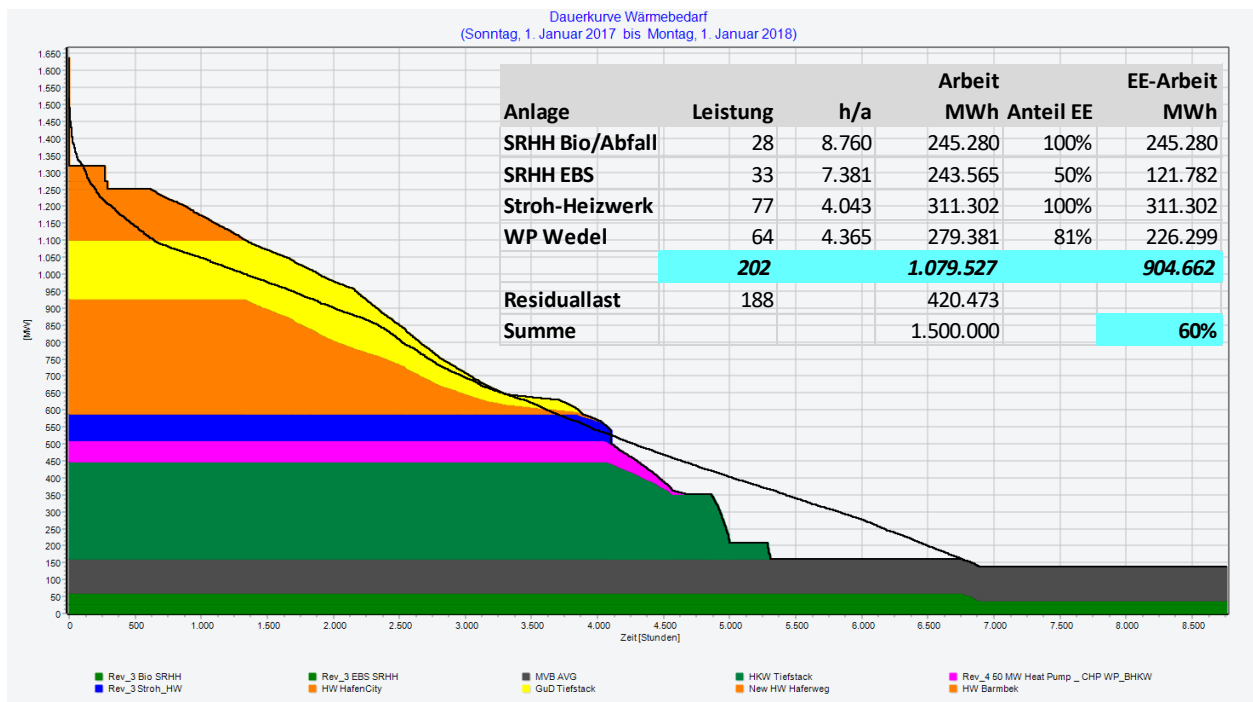


Abbildung 59: Jahresdauerlinie Variante 04

Die Kombination der Standorte Stellingen (mit Stroh-Heizwerk) und Wedel (Wärmepumpe) kommt ohne eine zusätzliche Elbquerung zum Hafen aus.

Die Wärmepumpe am Standort Wedel hat incl. der thermischen Leistung des zur Stromversorgung eingesetzten BHKW eine thermische Gesamtleistung von 64 MW. Sie wird im Januar und Februar wegen der niedrigen Elbtemperatur nicht betrieben, kommt aber trotzdem auf mehr als 4.000 Jahresstunden.

Im Ergebnis wird ein Anteil an EE-Wärme und Abwärme von etwa 60% erreicht. Das neu errichtete 150 MW Heizwerk Haferweg reicht nicht ganz aus, um die Residuallast zu decken.

Jahresdauerlinie 05 Stellingen + Köhlbrand

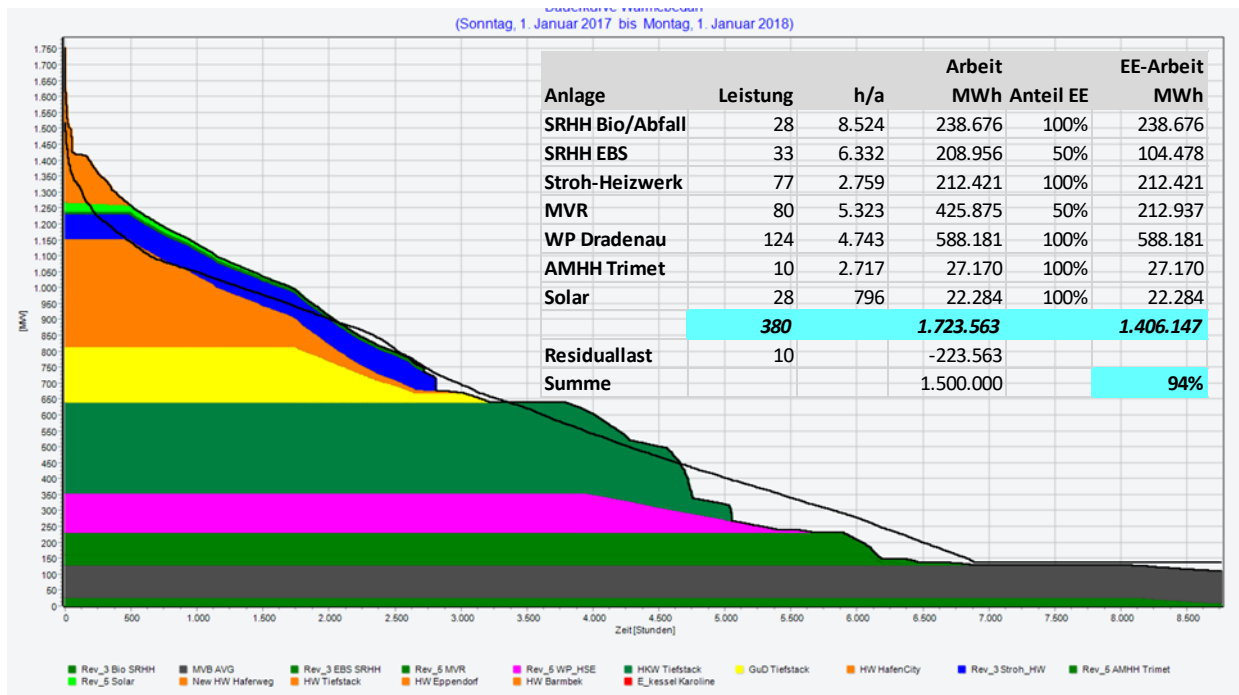


Abbildung 60: Jahresdauerlinie Variante 05

Durch die Kombination der Standorte Stellingen und Köhlbrand kann die heutige Wärmelieferung des HKW Wedel nahezu vollständig (94%) durch Erneuerbare Energien und Abwärme ersetzt werden.

Die geringe Wärmelast im Sommerhalbjahr mindert die Ausnutzung des theoretischen Potenzials kostengünstiger Wärme etwa aus der MVR und der Industrieabwärme. Das Stroh-Heizwerk kommt etwa 2.800 h/a zum Einsatz.

Durch die geringe Wärmelast in den Sommermonaten kann die Industrieabwärme von Arcelor Mittal ihr Wärmelieferpotenzial nur suboptimal ausnutzen. Sie tragen nur wenig zur Fernwärmearbeit bei. Sie kommt etwa 2.700 Stunden zum Einsatz.

Neben dem bereits bestehenden Heizwerk Haferweg sind keine weiteren Kapazitäten zur Deckung der Residuallast erforderlich.

Jahresdauerlinie 06 Kombi + Aquiferspeicher

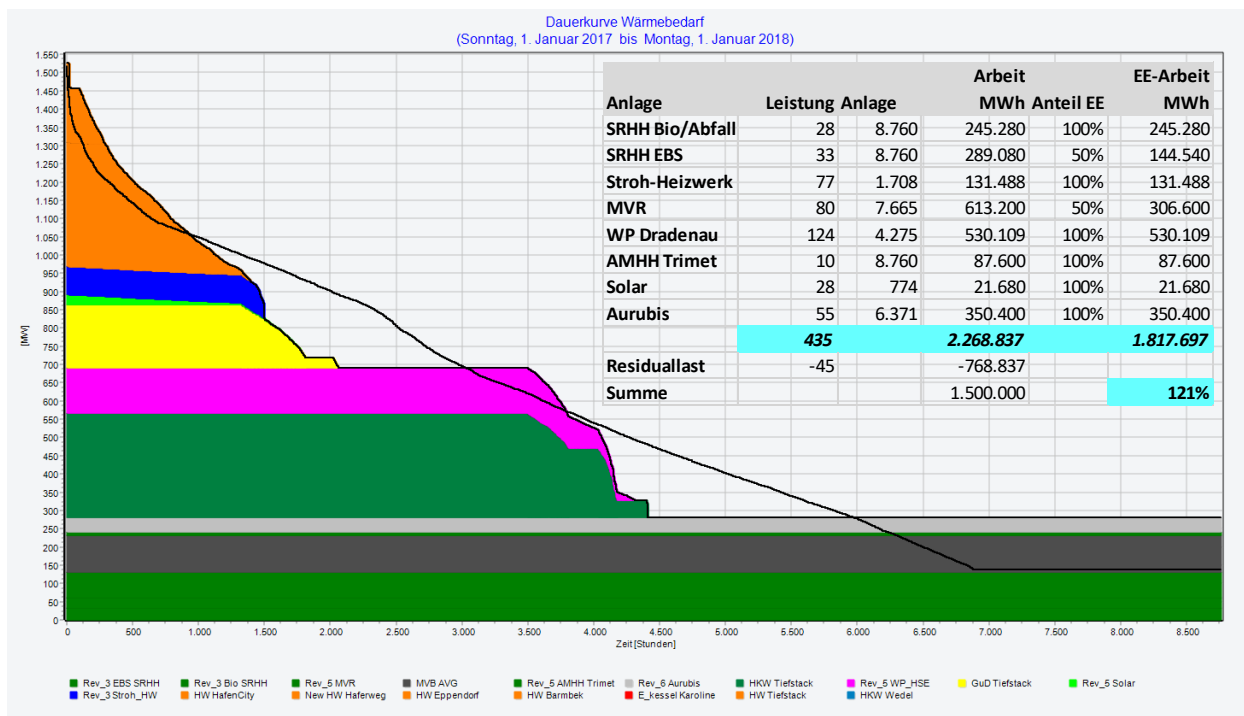


Abbildung 61: Jahresdauerlinie Variante 06

Die Grafik zeigt den Einsatzplan bei Integration der Standorte Stellingen mit Stroh-Heizwerk), Köhlbrand (MVR, WP Dradenau, Abwärme Arcelor/Trimet, Solar) sowie der Aurubis-Abwärme bei gleichzeitiger saisonaler Wärmespeicherung über einen großvolumigen Aquiferspeicher.

Dies führt zu längeren Laufzeiten der Anlagen mit den geringsten variablen Kosten, deren Wärme gespeichert wird, falls die aktuelle Wärmelast geringer ist als die Erzeugungsleistung.

Für die saisonale Speicherung wird Wärme aus Müllverbrennung, aus Industrieabwärme und Solarwärme eingesetzt. Der Aquiferspeicher wird dann in der Heizsaison entladen und übernimmt die Rolle einer Wärmeerzeugungsanlage im System. Es werden in dieser Auslegung etwa 270 GWh/a über den Speicher zur Verfügung gestellt.

Im Ergebnis übersteigt die Menge an EE-Wärme und Abwärme bei Nutzung aller betrachteten Standorte die derzeitige Fernwärmearbeit des HKW Wedel um etwa 20%.

Die Wärme konkurriert in dieser Variante zunehmend mit der Wärme aus dem HKW Tiefstack. Bei Wegfall des HKW Tiefstack würden sich somit die EE-Wärmemengen durch entsprechend höhere Betriebsstunden der Anlagen weiter erhöhen.

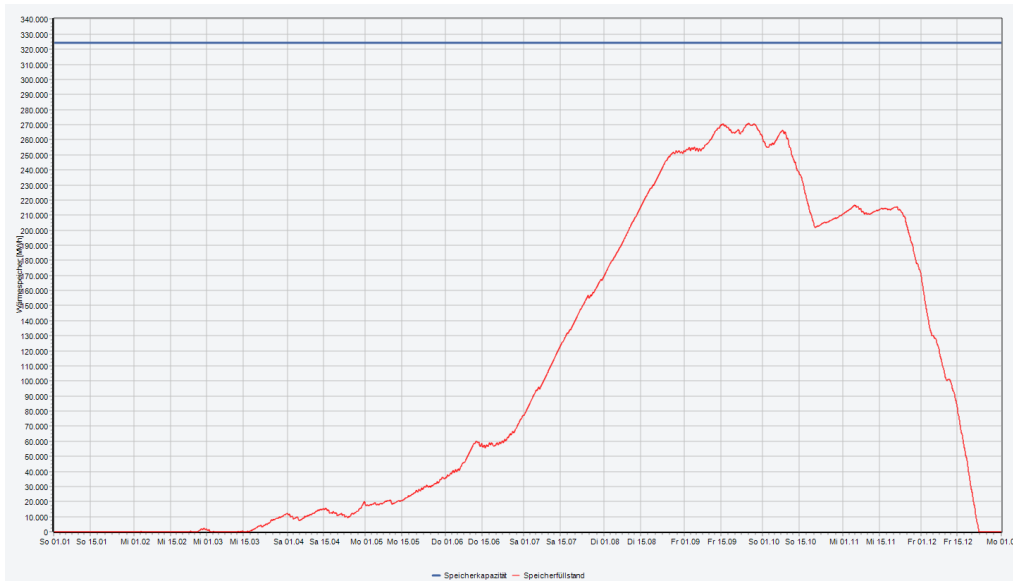


Abbildung 62: Be- und Entladung des Aquifer-Wärmespeichers

Die Abbildung zeigt die thermische Beladung des Speichers bis etwa September und die anschließende Entladung bis Dezember. Bei der Modellierung des Speichers handelt es sich nur um eine grobe Abschätzung, da das System EnergyPRO einen derartigen Speicher nicht genau abbilden kann. Hier sind gegebenenfalls weitere vertiefende Untersuchungen notwendig.

5. Anteil Erneuerbarer Wärme und Wirtschaftlichkeit

Die beschriebenen Varianten werden nachfolgend hinsichtlich des Anteils an Erneuerbarer Wärme und Abwärme sowie der Wärmegestehungskosten verglichen.

Vergleichsmaßstab für den Anteil an Erneuerbarer Wärme und Abwärme ist eine angenommene Wärmemenge von 1.500 GWh Wärme, die derzeit durch das Heizkraftwerk Wedel bereitgestellt wird und künftig durch neue Anlagen geliefert werden soll.

Variante	Anteil EE [%]	Wärmekosten [ct/kWh]	Wärmekosten [Mio €/a] ¹²⁸
01 Erdgas-Heizwerk	0 %	3,70	55,50
02 Stellingen + Gas-KWK	23 %	3,02	45,30
03 Stellingen biogen (Stroh-HW)	46 %	3,12	46,80
04 Stellingen biogen + WP Wedel	60 %	3,06	45,90
05 Stellingen biogen + Köhlbrand	94 %	2,81	42,15
06 Stellingen biogen + Köhlbrand + Aurubis + Aquiferspeicher	121 %	2,89	43,35

Tabelle 14: Wärmekosten und Anteile an EE der Varianten

Die Anteile der Wärmelieferung durch Erneuerbare Energien und Abwärme ergeben sich aus den jeweiligen Jahresdauerlinien (Kapitel F 4).

Die detaillierte Ermittlung der Wärmekosten ist in den Tabellenblättern des Anhangs H dargestellt. Bei den Wärmekosten sind im Gegensatz zu Tabelle 11 neben den Wärmegestehungskosten ab Erzeugeranlage auch die Aufwendungen zur Systemintegration z.B. durch den Bau von notwendigen Verbindungstrassen zum Fernwärmenetz berücksichtigt, sowie die jeweiligen Laufzeiten der Anlagen, die sich aus dem Dispatch ergeben.

¹²⁸ Bezogen auf eine Fernwärmearbeit von 1.500 GWh/a

6. Klimaschutzwirkung

Der Anteil an Erneuerbaren Energien und Abwärme an der Wärmebereitstellung hängt direkt mit der Klimaschutzwirkung durch die Vermeidung von Treibhausgasemissionen zusammen. Der Emissionsfaktor für Treibhausgase kann für Erneuerbare Wärmequellen und industrielle Abwärme im Rahmen dieses Gutachtens zu Null angesetzt werden. Für den Variantenvergleich werden die Emissionsfaktoren und die Berechnungsmethodik der Länderarbeitskreises Energiebilanzen verwendet.¹²⁹

Dies ist insbesondere von Belang hinsichtlich der Beurteilung der Emissionen von KWK-Anlagen und unterscheidet sich damit inhaltlich von dem bereits veröffentlichten Gutachten der BET.¹³⁰

Wie BET in dem Gutachten zutreffend darstellt, sind bei KWK-Anlagen unterschiedliche Verfahren zur Berechnung der Emissionsfaktoren möglich. In der Praxis kommen daher verschiedene Methoden zur Anwendung, die zu stark abweichenden Ergebnissen führen. Die unterschiedlichen Werte basieren insbesondere auf der jeweiligen rechnerischen Aufteilung des Brennstoffeinsatzes auf die Produkte Strom und Wärme und der damit verbundenen Allokation der CO₂-Fracht.

Das folgende Diagramm zeigt beispielhaft die Zuordnung der CO₂-Fracht aus dem Brennstoff auf die Produkte bei Anwendung verschiedener Allokationsmethoden.

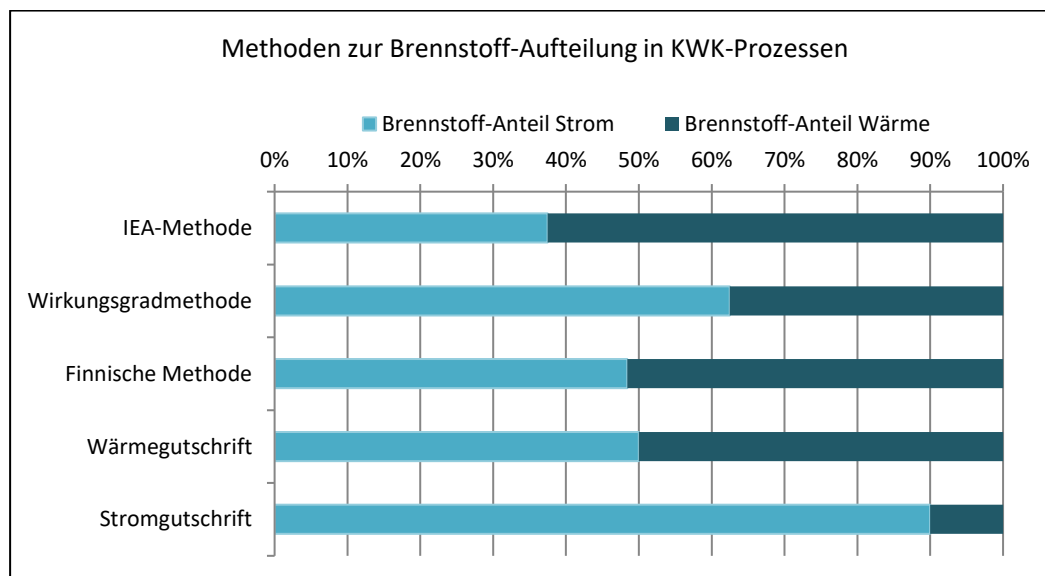


Abbildung 63: Allokationsverfahren in KWK-Prozessen¹³¹

Nach VDI 4661 ist keine der verwendeten Methoden insgesamt, d.h. nach thermodynamischen, wirtschaftlichen und ökologischen Kriterien gleichermaßen zwingend anzuwenden. Dies führt letztlich dazu, dass die Auswahl der jeweiligen Methodik auch in

¹²⁹ <http://www.lak-energiebilanzen.de/>

¹³⁰ BET Aachen (2015): Erstellung einer Expertise zur Hamburger Fernwärmeversorgung; Handlungsalternativen für das Kohlekraftwerk in Wedel, 31.07.2015

¹³¹ Die dargestellten Ergebnisse basieren auf einer modellhaften Betrachtung eines KWK-Prozesses mit einem elektrischen Nutzungsgrad von 0,3 und einem thermischen Nutzungsgrad von 0,5. Berechnungsdetails in: Mauch, Corradini et.al.: „Allokationsmethoden für spezifische CO₂-Emissionen von Strom und Wärme aus KWK-Anlagen; Energiewirtschaftliche Tagesfragen 55.Jg. (2010) Heft 9

vielen Fällen auf den Interessen und Zielsetzungen der jeweiligen Anwender und Auftraggeber beruht, denn die Verfahren führen zu stark abweichenden Ergebnissen und können somit künftige Investitionsvorhaben maßgeblich beeinflussen.

Die Fernwärmebranche benutzt in der Regel solche Methoden, die durch eine hauptsächlichliche Zuordnung der CO₂-Fracht auf die Stromerzeugung zu vergleichsweise geringen CO₂-Emissionsfaktoren für die Fernwärme führen (Stromgutschriftmethode bzw. Verdrängungsmixmethode). Auch die von BET verwendete *Systemische Methode* basiert auf der Stromgutschrift bei KWK-Anlagen.

Die Anwendung der Stromgutschrift- bzw. Verdrängungsmixmethode oder systemische Methode ist aus unserer Sicht für den Variantenvergleich nicht geeignet. Wesentliche Gründe dafür sind:

- die einseitige Zuordnung der durch KWK erzielbaren Brennstoffeinsparung auf das Produkt Wärme
- die Anwendung der Verdrängungslogik auf einen Strommarkt, der europäisch liberalisiert und zunehmend mit anderen Anwendungsbereichen gekoppelt ist
- die fehlende Kohärenz der Verdrängungsmethodik bei KWK zu anderen Erzeugungstechnologien mit Einspeisevorrang
- die Unvereinbarkeit der Methodik mit den gesetzlichen Regelungen zur Klimabilanzierung auf nationaler und europäischer Ebene

Wie die obige Abbildung darlegt, wird bei der Stromgutschriftmethode die durch KWK grundsätzlich erzielbare Brennstoffeinsparung im Wesentlichen nur dem Produkt Wärme zugeordnet. Die energetischen Verluste des Systems werden dem Produkt Strom zugeordnet. Damit erfolgt eine systematische Begünstigung des Koppelprodukts Fernwärme und keine ausgewogene Allokation der erzielbaren Einsparung.

Neben der systematischen Besserstellung der Wärme bei Anwendung der genannten Berechnungsmethodik ist auch der zugrunde gelegte Verdrängungsmechanismus insgesamt wenig geeignet, die tatsächliche Situation am Energiemarkt abzubilden. Der deutsche Strommarkt ist spätestens seit der Schaffung eines europäischen Binnenmarkts für Strom kein geschlossenes System mehr.

Wenn in Hamburg zusätzliche Strommengen durch KWK erzeugt werden, impliziert das nicht zwangsläufig, dass fossile Kraftwerke in Deutschland verdrängt werden. Je nach Angebot und Nachfrage können Strommengen z.B. in das europäische Ausland geleitet werden.

Aufgrund der Überkapazitäten an Stromerzeugung in Deutschland wird zunehmend billiger Strom aus abgeschriebenen Kohlekraftwerken in die europäischen Nachbarländer abgeleitet. So wurde im ersten Jahr 2015 mit einem Stromexportsaldo von rd. 52 TWh ein neuer Rekord erzielt. Dies entspricht etwa 8 % des in Deutschland erzeugten Stroms.¹³²

Weiterhin werden auch in Zeiten des Überangebots an Stromerzeugung zunehmend Strommengen in anderen Nutzungsbereichen verwendet, z.B. zur Wärmenutzung

¹³² BDEW Energiedaten, Stand 1.2016

(Power to heat). Auch in diesem Fall wird die Stromerzeugung außerhalb Hamburgs nicht verdrängt, sondern nur in andere Anwendungsbereiche gelenkt.

Tatsächlich kann die Stromproduktion aus fossiler KWK bei dem beschriebenen Überangebot an Strom sogar zu einer Verdrängung von Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien statt aus Kohlekraftwerken führen und damit einen negativen Effekt auslösen.

Die Abregelung von Windkraftanlagen, Biomasse- und Solarstromanlagen im Rahmen des sogenannten Einspeisemanagements (EinsMan) bei hoher Netzbelastung ist - insbesondere in Schleswig-Holstein - gängige Praxis, während dessen fossile KWK-Anlagen von diesen Maßnahmen nahezu nicht betroffen sind, weil hier auch die gekoppelte Wärmeversorgung gesichert werden soll.

Die folgende Tabelle zeigt die EinsMan-Maßnahmen aufgeschlüsselt nach den abgeregelten Stromerzeugungstechnologien.

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im zweiten Quartal 2015

Energieträger	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungszahlungen in Euro	Prozentuale Verteilung
Wind (onshore)	588,37	79,8%	49.824.179	65,0%
Biomasse einschl. Biogas	80,17	10,9%	13.233.764	17,3%
Solar	66,69	9,1%	13.383.414	17,5%
Wind (offshore)	0,68	0,1%	75.185	0,1%
KWK-Strom	0,42	0,1%	26.913	0,0%
Laufwasser	0,38	0,1%	39.959	0,1%
Deponie-, Klär- und Grubengas	0,17	0,0%	13.423	0,0%
Gesamt	736,88	100,0%	76.596.837	100,0%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 15: Verteilung der Einspeisemanagement-Maßnahmen im 2. Quartal 2015¹³³

Wenn man jedoch der Argumentation folgen sollte, dass der Verdrängungsmechanismus stattfindet und dabei die imaginären Emissionen der verdrängten Stromerzeugung der KWK-Anlage gutgeschrieben werden, so müsste dies zwangsläufig auch für die anderen Stromerzeugungsanlagen gelten, die über einen Einspeisevorrang in die Stromnetze privilegiert sind. Dies trifft u.a. auf Windkraftanlagen, Photovoltaikanlagen oder Wasserkraftanlagen zu.

¹³³ Bundesnetzagentur (2016): Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen, Stand 1.8.2016

Als Folge dessen wären die Emissionen der Stromerzeugung aus diesen Anlagen nicht mehr als klimaneutral zu bewerten, sondern mit negativen Emissionsfaktoren entsprechend der Verdrängung fossiler Stromerzeugung. Dadurch würden rechnerisch etwa 100 Millionen Tonnen Treibhausgase im Stromsektor eingespart.

Würde man diese Menge rechnerisch in der tatsächlichen deutschen Treibhausgasbilanz berücksichtigen und als Gutschrift bei den EE-Anlagen einrechnen, würde sich die Treibhausgasemission in der Energiewirtschaft um etwa 1/3 reduzieren. Tatsächlich müssen jedoch bei der Klimabilanzierung die realen Emissionen berücksichtigt werden.

Dies zeigt, dass die Verdrängungsmixmethode als Nachweis zur tatsächlichen Einsparung von CO₂-Emissionen ungeeignet ist. Aus unserer Sicht sollte der Nachweis der Klimawirksamkeit auf der Grundlage der zur Erstellung der amtlichen Energiestatistiken verwendeten Methode erfolgen („Finnische Methode“).

Für die Erstellung der amtlichen CO₂-Bilanzen seit dem Jahr 2003 haben sich die Statistikämter der Bundesländer auf eine einheitliche Berechnungsmethodik – die „Finnische Methode“ – verständigt. Auch der Bund selbst verwendet diese Methodik für die nationale Klimabilanz sowie in ihrer Berichterstattung gegenüber der UN und der Europäischen Union¹³⁴.

Im Gegensatz zu den Gutschriftenmethoden (Stromgutschrift oder Wärmegutschrift) zeichnet sich diese Methode auch dadurch aus, dass keine systematische Begünstigung eines der beiden Koppelprodukte stattfindet. So führt der Länderarbeitskreis Energiebilanzen hierzu aus:

„Der Vorteil der finnischen Methode ist darin zu sehen, dass die durch die gekoppelte Erzeugung erzielte Brennstoffeinsparung nicht einseitig entweder der Stromerzeugung oder der Wärmeerzeugung zugerechnet wird.“¹³⁵

Diese Bewertung der Finnischen Methode wird auch von verschiedenen internationalen Experten geteilt. So empfiehlt z.B. die österreichische Energieagentur die Anwendung der Finnischen Methode und merkt an:

„Die (Finnische) Methode weist jedoch eine wesentliche Stärke auf: Im Vergleich zu den übrigen Allokationsmethoden führt sie zu ausgewogenen und aussagekräftigen Ergebnissen, da nicht nur die Wirkungsgradverhältnisse der jeweiligen KWK-Anlage(n) ausschlaggebend sind, sondern auch die Effizienz der Kraft-Wärme-Kopplung im Vergleich zur naheliegenden Alternative einer getrennten Erzeugung von Strom- und Wärme.“¹³⁶

Ein Gutachten des Öko-Instituts Freiburg im Auftrag des Umweltbundesamtes „Bestimmung spezifischer Treibhausgas-Emissionsfaktoren für Fernwärme“ unterstützt die Festlegung der Länderarbeitskreises Energiebilanzen und empfiehlt ebenfalls die Finnische Methode für die Allokation bei KWK-Anlagen.¹³⁷ Das Gutachten stellt fest:

¹³⁴ Umweltbundesamt: Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2012 - Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2010, Dessau, Juni 2012

¹³⁵ <http://www.lak-energiebilanzen.de/seiten/download/energiebilanzen/methodik/1.3%20Glossar.pdf>

¹³⁶ Österreichische Energieagentur: Primärenergiefaktoren von fossilen und erneuerbaren Energieträgern, Strom und Fernwärme im Zeitraum 2000 bis 2011, im Auftrag des BMWFJ, Wien, Juni 2013

¹³⁷ Öko-Institut Freiburg: Bestimmung spezifischer Treibhausgas-Emissionsfaktoren für Fernwärme (FKZ 360 16 008) im Auftrag des Umweltbundesamtes, 2007.

„Als konsistente Methodik zur Anrechnung der THG-Emissionen bei KWK-Systemen wird der sog. „Wirkungsgrad-Ansatz“ identifiziert, der sich aus der EU-KWK-Richtlinie ableitet“.

Die Finnische Methode wurde aus den Arbeiten zur EU-KWK-Richtlinie 2004/08/EG entwickelt. Sie betrachtet als Vergleichsgrößen zwei Referenzanlagen, die unabhängig voneinander ausschließlich Strom bzw. Wärme produzieren.

Bei der Finnischen Methode wird zunächst die Primärenergieeinsparung aus KWK-Prozessen unter Berücksichtigung von definierten Referenzwirkungsgraden der getrennten Erzeugung von Strom und Wärme ermittelt. Der Brennstoffanteil wird dann gesondert für Strom und Wärme im Verhältnis der Referenzwirkungsgrade aufgeteilt.

Auch im Ordnungsrecht wird die Finnische Methode zunehmend perpetuiert. Im KWK-Gesetz¹³⁸ ist festgelegt, dass eine KWK-Zulage auf den Strom nur dann gezahlt werden kann, wenn die KWK-Anlage das sog. Hocheffizienzkriterium erfüllt. Dies ist gegeben, wenn im Regelfall die Primärenergieeinsparung der KWK-Anlage gegenüber einer getrennten Erzeugung mehr als 10% beträgt. Die Berechnung dieser Primärenergieeinsparung erfolgt nach der Finnischen Methode.

Weiterhin hat der europäische Gesetzgeber die Finnische Methode zur maßgeblichen Methode zur Zuordnung des Primärenergieeinsatzes für KWK-Anlagen auf die Produkte Strom und Wärme im Rahmen der Energieeffizienzrichtlinie bestimmt.¹³⁹

Eine noch wichtigere Rolle spielt das Rechtsregime des Emissionshandels: Seitdem die Betreiber von größeren Fernwärme-Produktionsanlagen (>20 MW) ab Beginn des Jahres 2013 dem Treibhausgas-Emissionshandelssystem unterliegen, ist für sie die Frage der anwendbaren Methode zur Aufteilung der CO₂-Emissionen gesetzlich geregelt. Die Anwendung der „Finnischen Methode“ ist für die Betreiber von KWK-Anlagen, die dem Emissionshandel unterliegen, durch die Zuteilungsverordnung 2020 verbindlich angeordnet worden.¹⁴⁰

Als Ergebnis kann somit festgestellt werden, dass für den Nachweis der Klimawirkung die sog. „Finnische Methode“ zur Bestimmung der CO₂-Emissionsfaktoren aus KWK-Prozessen angewendet werden sollte, die seit mehr als zehn Jahren als amtliche Bilanzierungsmethode in Deutschland gilt und zunehmend auch im Klimaschutz-Ordnungsrecht perpetuiert wird.

¹³⁸ Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498), das durch Artikel 9 des Gesetzes vom 13. Oktober 2016 (BGBl. I S. 2258) geändert worden ist

¹³⁹ Anhang III der Richtlinie 2012/27/EU des europäischen Parlamentes und des Rates vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz, ABl. L 315/1 vom 14.11.2012.

¹⁴⁰ Verordnung über die Zuteilung von Treibhausgas-Emissionsberechtigungen in der Handelsperiode 2013 bis 2020 (Zuteilungsverordnung 2020); Bundesgesetzblatt 2011 Teil I Nr. 49, S. 1921 ff.

Die Ermittlung der CO₂-Emissionsfaktoren für die beschriebenen Varianten kommt bei der Anwendung der Finnischen Methode bei KWK-Prozessen zu folgenden Ergebnissen:

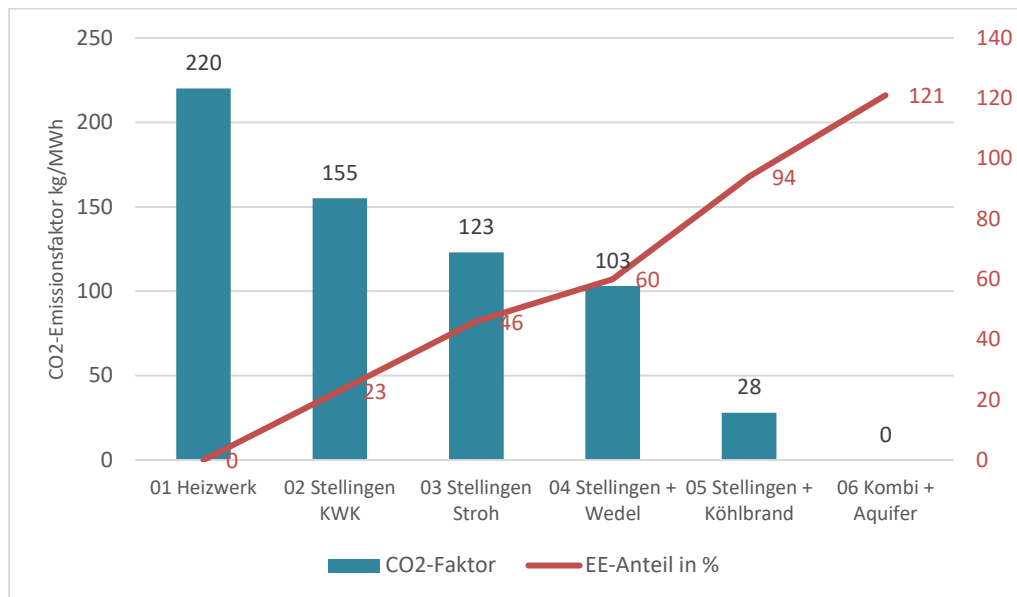


Abbildung 64: CO₂-Emissionsfaktoren und EE-Anteile der Varianten

Bei der Variante Gas-Heizwerk resultiert in Bezug auf die Fernwärmearbeit von 1.500 GWh ein Emissionswert von ca. 220 kg CO₂ je MWh Wärme. Es wird dabei keine Erneuerbare Wärme und Abwärme eingesetzt.

Bei der Variante 01 (Stellingen SRHH + Gas-KWK) verringert sich der CO₂-Faktor auf 155 kg/MWh. Dieser Wert setzt sich zusammen aus der von der KWK-Anlage gelieferten Wärme im KWK-Prozess, den Anteilen der SRHH-Anlagen (Biomasse/Abfall + EBS) sowie der Residuallast durch ein Erdgas-Heizwerk. Für die Ermittlung der Emissionsfaktoren bei KWK kommen dabei die durch die EU bekannt gegebenen harmonisierten Referenzwirkungsgrade für die getrennte Erzeugung von Strom und Wärme zur Anwendung.¹⁴¹ Diese betragen für den Brennstoff Erdgas 53% elektrisch und 92% thermisch.

Bei den Variante 03 Stellingen + Stroh-Heizwerk (statt Gas-KWK) reduziert sich der Emissionsfaktor auf 123 kg je MWh bei gleichzeitiger Verdopplung des Anteils an erneuerbarer Wärme auf 46%.

Noch weiter reduziert sich die CO₂-Emission bei der Einbindung der Wärmepumpe Wedel in Kombination mit dem Standort Stellingen (Variante 04). Aus dieser Variante ergibt sich ein Anteil an EE-Wärme von 60%.

Die Kombination des Standortes Stellingen (SRHH-Anlagen + Stroh-HE) mit den Anlagen am Standort Köhlbrand (MVR, Wärmepumpe Dradenau, Abwärme Arcelor/Trimet und Solarthermie) führt zu einem Anteil von 94% Erneuerbarer Wärme bei gleichzeitiger Reduzierung der CO₂-Emission auf etwa 1/10 eines Gas-Heizwerkes (28 kg/MWh).

¹⁴¹ Delegierte Verordnung (EU) 2015/2402 der Kommission vom 12. Oktober 2015 zur Überarbeitung der harmonisierten Wirkungsgrad-Referenzwerte für die getrennte Erzeugung von Strom und Wärme gemäß der Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates und zur Aufhebung des Durchführungsbeschlusses 2011/877/EU der Kommission

Dabei wird angenommen, dass der Antrieb der Wärmepumpe Dradenau durch Erneuerbare Energien (Biomethan/Biogas) erfolgt.

Die Kombination aller Anlagen incl. der Aurubis-Abwärme bei gleichzeitiger saisonaler Speicherung der Wärme in einem Aquifer-Speicher ermöglicht eine klimaneutrale Versorgung. Die in dieser Variante durch Erneuerbare Wärme bereit gestellte Fernwärme übersteigt sogar die derzeit durch das HKW Wedel erzeugte Wärme um etwa 20%.

7. Finanzielle Chancen und Risiken

Neben den positiven Klimaschutzeffekten bei Umsetzung der Varianten mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien und Abwärme haben diese auch positive Effekte auf die langfristige Kostenstabilität und damit die Wirtschaftlichkeit.

Der weitreichende Verzicht auf fossile Brennstoffe (Heizwerke und KWK) im Rahmen der Ersatzlösung Wedel vermindert die Preisrisiken bei der Beschaffung von Brennstoffen und der Vermarktung von Strom an der Börse.

Die Wärmegestehungskosten sind somit ganz wesentlich durch die Investitionskosten und deren finanzielle Abschreibung determiniert. Die hier mögliche langfristige Bindung der Finanzierung bei den derzeit sehr geringen Kreditkonditionen ermöglicht maximalen Klimaschutz zu stabilen Kosten für Unternehmen und Verbraucher.

Gleichzeitig werden damit innovative und zukunftsfähige Anlagenkonzepte verwirklicht, die ihre technische Eignung zwar im Ausland gezeigt haben, aber in Deutschland noch vor der Markteinführung stehen. Dies betrifft den Bereich der Großwärmepumpen wie auch die saisonale Speicherung. Die zukünftig stärkere Bedeutung des Energieträgers Strom im Wärmemarkt (Sektorenkopplung) kann so auf effiziente Weise umgesetzt werden.

G Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen

Die Analyse zeigt, dass die Systemintegration erheblicher Anteile an EE und Abwärme in das Fernwärmesystem technisch möglich und wirtschaftlich darstellbar ist. Der weitgehende Verzicht auf fossile Brennstoffe ermöglicht dabei gleichzeitig Klimaschutz und langfristige Kostensicherheit.

Für die Einbindung der EE-Wärme im westlichen Netz bieten sich primär die Standorte Stellingen, Wedel und Köhlbrand an. Die Fernwärmelieferung des HKW Wedel kann bei Nutzung der beiden Standorte Stellingen und Köhlbrand fast vollständig durch grüne Wärme ersetzt werden.

Bei Nutzung aller Standorte und eines Aquifer-Langzeitspeichers kann Wedel als vollständig und zusätzlich teilweise das HKW Tiefstack durch erneuerbare Wärme ersetzt werden.

Handlungsempfehlungen

- Die Erschließung des Standortes Stellingen für die Fernwärmeversorgung auf Basis erneuerbarer Energien sollte erfolgen. Neben den von der SRHH konzipierten Anlagen die Errichtung eines großen Stroh-Heizwerkes näher geprüft werden.
- Es ist weiterhin eine politische Entscheidung zu treffen, ob eine Elbquerung zur Anbindung der MVR an das Fernwärmesystem der VWH erfolgen soll.
- Der Bau einer die Elbe unterquerenden großen Fernwärmeleitung bietet erhebliche Potenziale zur kurzfristigen Erschließung von EE-Potenzialen und eröffnet darüber hinaus neue Perspektiven für eine Umstellung der Hamburger Fernwärme auf 100% Erneuerbare Energien: Insbesondere wird die weitere Erschließung großer Wärmemengen aus der Elbe, der Abwärmepotenziale im Hafengebiet sowie der geothermischen Potenziale der Elbinsel Wilhelmsburg ermöglicht. Diese für eine Vollversorgung mit Erneuerbaren Energien sehr wichtigen Ressourcen sind auf der nördlichen Elbseite aufgrund der geologischen bzw. siedlungsstrukturellen Gegebenheiten voraussichtlich nicht im selben Umfang wirtschaftlich erschließbar.
- Im Fall der Elbquerung zur MVR sollte der Standort Köhlbrand mit den dort zur Verfügung stehenden Wärmequellen für die Fernwärmeversorgung erschlossen werden (Variante 05). Die betrifft vor allem eine Groß-Wärmepumpe am Klärwerk Dradenau mit ca. 120 MW Leistung mit Antrieb durch ein BHKW in Eigenstromversorgung. Zusätzlich sollten die Möglichkeiten der Nutzung industrieller Abwärme von Arcelor Mittal Stahl und Trimet Aluminium sowie einer Großflächen-Solarthermieanlage geprüft werden. Durch die Kombination der Standorte Stellingen und Köhlbrand können 94% der Fernwärmearbeit des HKW Wedel durch grüne Wärme ersetzt werden. Es sind keine neuen fossilen Kapazitäten erforderlich. Gleichzeitig weist diese Variante die geringsten Wärmegestehungskosten aus.

- Der Anteil grüner Wärme kann durch eine saisonale Wärmespeicherung in einem Aquiferspeicher noch weiter erhöht werden. Mit dieser Variante (06) ist eine klimaneutrale Wärmeversorgung zu geringen Wärmegestehungskosten möglich. Die saisonale Speicherung ist auch für die langfristige Transformationsstrategie im Fernwärmesystem incl. des Ersatzes des HKW Tiefstack ein wichtiges Kriterium.
- Falls die politische Entscheidung gegen eine neue Elbquerung ausfällt, sollte der Standort Stellingen ausgebaut sowie der Standort Wedel für eine Groß-Wärmepumpe genutzt werden. Die Kombination dieser Standorte ermöglicht einen Ersatz der heute von Wedel gelieferten Wärme zu etwa 60 % durch grüne Wärme (Variante 4). In diesem Zusammenhang sollte zusätzlich auch die Möglichkeit einer Groß-Wärmepumpe zur Nutzung des Wärmereservoirs im Grundwasser-Aquifer Stellingen geprüft werden.
- Bisher sind bei den betrachteten Investitionen öffentliche Fördermittel nahezu nicht berücksichtigt. Es ist davon auszugehen, dass ein ambitionierter Umbau eines großstädtischen Fernwärmesystems mit innovativen Ansätzen hin zu Erneuerbaren Energien und einer effizienten Sektorenkopplung zum Strommarkt eine nicht unwesentliche finanzielle Unterstützung durch den Bund erfahren dürfte. Damit könnte sich ein positiver ökonomischer Effekt für den Fernwärmebetrieb und die Verbraucher ergeben.
- Vorteilhaft für die dargestellten Varianten ist zudem, dass ein großer Teil der notwendigen Planungsleistungen sowie der späteren Investitionen durch die FHH und deren öffentliche Unternehmen wie SRHH oder Hamburg Wasser erbracht werden können und die vorgesehenen Grundstücke sich in öffentlicher Hand befinden.
- Die Realisierung der betrachteten Handlungsoptionen erscheint aus technischer, wirtschaftlicher und rechtlicher Sicht jeweils grundsätzlich möglich, jedoch sind weitere detailliertere anlagenbezogene Untersuchungen erforderlich, um die konkrete Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit der Anlagen festzustellen.

H Anhang

1. Indikative Wärmekosten der Anlagenkonzepte

Indikative Wärmekosten		Haferweg	Stellingen				Wedel neu		Köhlbrand					Veddel
ab Erzeugungsanlage		Erdgas HW	Bio SRHH	EBS SRHH	Gas-KWK	Stroh-HW	WP Elbe	WP-BHKW	MVR	WP-HSE	WP-BHKW	AM/Trimet	Solar	Aurubis
Kenngröße	Einheit	(neu)			(Motoren)									
Brennstoff		Erdgas	Bio/Abfall	EBS	Erdgas	Stroh	Strom	Erdgas	Müll	Strom	Biogas	Abwärme	Solarwärme	Abwärme
Anlagendaten														40000
max. Leistung el.	MWel	0			111			17			29			
max. Leistung th.	MWth	240	28	33	130	77	50	14	80	100	24	10	28	40
max. Wirkungsgrad el.	%	0%			42%			49%			49%			
max. Wirkungsgrad th.	%	95%			49%	90%	300%	42%		350%	42%			
Brennstoffnutzung	%	95%			91%			91%			91%			
Laufzeit (theoret.)	h/a	4.500	6.500	6.500	4.500	4.500	4.500	4.500	6.500	6.500	6.500	6.500	650	6.500
Wärmearbeit	MWh/a	1.080.000	182.000	214.500	585.000	346.500	225.000	62.019	520.000	650.000	153.571	65.000	18.200	260.000
Stromarbeit	MWh/a				501.429			75.000			185.714			
Brennstoffkosten														
Brennstoffpreis	€/MWh	23,44 €			23,44 €	19,48 €	40,00 €	23,44 €		40,00 €	23,44 €			
Energiesteuer	€/MWh	5,50 €			- €									
Kosten Brennstoff je MWh	€/MWh	28,94 €			23,44 €	19,48 €	40,00 €	23,44 €		40,00 €	23,44 €			
Brennstoffkosten	T€/a	31.255			27.984	6.748	3.000	3.580		7.429	8.866			
Kapitalkosten														
Investition Anlage	T €	80.000			117.000	47.500	40.000	17.500		70.000	30.000		9.200	
ggffs. Förderung	T €	0			0	0	0	0		0	0		4.140	
Investition nach Förderung	T €	80.000			117.000	47.500	40.000	17.500		70.000	30.000		5.060	
Annuisierungsdauer	a	20			20	20	20	20		20	20		25	
Zinssatz	%	2%			2%	2%	2%	2%		2%	2%		2%	
Kapitalkosten gesamt	T €/a	4.893			7.242	2.991	2.446	1.070		5.146	1.835		305	151
Betriebskosten														
Wartung/Instandhaltung	% v. Invest	1%			2%	1,5%	2%	2%		2%	2%		0,5%	
Wartung/Instandhaltung	T €	800			2.340	722	800	350		1.400	600		46	
Beschäftigte VZÄ	P	4			8	12	1	1		1	1		0,5	
Personalkosten	T €	300			600	900	75	38		75	75		38	
Verwaltung/Versicherung	T €	800			1.170	475	400	175		700	300		18	
variable Kosten	T€/a	1.080			1.086	347	225	137		650	339		5	
Betriebskosten	T€/a	2.980			5.196	2.444	1.500	700		2.825	1.314		107	
Stromerlös														
KWK-Zuschlag (30.000 h)	€/MWh				37,4									
auf 20 Jahre (4.500 h)	€/MWh				12,5									
KWK Zulage	T €				6.268									
Strompreis Börse	€/MWh				32,0									
Stromerlös	T €				16.046			3.000			7.429			
Wärmekosten	ct/kWh	3,6	1,8	2,0	3,1	3,5	3,1	3,8	1,5	2,4	3,0	1,8	2,3	2,2

2. Wärmekosten Variante 01

Wärmekosten Variante 01						
ab Erzeugungsanlage		Haferweg	Haferweg			
			Erdgas HW			
Kenngroße	Einheit		(neu)			
Brennstoff			Erdgas			
Anlagendaten						
max. Leistung el.	MWel	0	0			
max. Leistung th.	MWth	150	240			
Laufzeit (theoret.)	h/a	4.000	4.000			
Wärmearbeit	MWh/a	600.000	960.000	1.560.000	Gesamt-Wärmearbeit	
Stromarbeit	MWh/a					
Brennstoffkosten						
Brennstoffpreis	€/MWh	23,44 €	23,44 €			
Energiesteuer	€/MWh	5,50 €	5,50 €			
Kosten Brennstoff je MWh	€/MWh	28,94 €	28,94 €			
Brennstoffkosten	T€/a	17.364	27.782			
Kapitalkosten						
Investition nach Förderung	T€	50.000	80.000			
Annuisierungsdauer	a	20	20			
Kapitalkosten gesamt	T €/a	3.058	4.893			
Betriebskosten						
Wartung/Instandhaltung	T €	500	800			
Personalkosten	T €	225	300			
Verwaltung/Versicherung	T €	500	800			
variable Kosten	T€/a	600	960			
Betriebskosten	T€/a	1.825	2.860			
Wärmekosten	ct/kWh	3,71	3,70			
Systemeinbindung						
Investition Trasse etc.	T €					
annuisierte Investition	T €					
Wartung/Instandhaltung	T €					
Jahreskosten	T €					
Wärmekosten Trasse	ct/kWh	0,0	0			
Wärmekosten gesamt	ct/kWh	3,71	3,70	3,70	Gemittelte Wärmekosten	
Wärmekosten absolut	T €	2225	3553	5778	Gesamt Wärmekosten	

3. Wärmekosten Variante 02

Wärmekosten Variante 02							
ab Erzeugungsanlage		Haferweg	Stellingen				
		Erdgas HW	Bio SRHH	EBS SRHH	Gas-KWK		
Kenngroße	Einheit	(neu)			(Motoren)		
Brennstoff		Erdgas	Bio/Abfall	EBS	Erdgas		
Anlagendaten							
max. Leistung el.	MW _{el}	0			111		
max. Leistung th.	MW _{th}	200	28	33	130		
Laufzeit (theoret.)	h/a	2.000	8.760	6.020	5.154		
Wärmearbeit	MWh/a	400.000	245.280	198.660	670.020	1.513.960	Gesamt-Wärmearbeit
Stromarbeit	MWh/a				574.303		
Brennstoffkosten							
Brennstoffpreis	€/MWh	23,44 €			23,44 €		
Energiesteuer	€/MWh	5,50 €			- €		
Kosten Brennstoff je MWh	€/MWh	28,94 €			23,44 €		
Brennstoffkosten	T€/a	11.576			32.051		
Kapitalkosten							
Investition nach Förderung	T€	66.667			117.000		
Annuisierungsdauer	a	20			20		
Kapitalkosten gesamt	T €/a	4.077			7.242		
Betriebskosten							
Wartung/Instandhaltung	T €	667			2.340		
Personalkosten	T €	300			600		
Verwaltung/Versicherung	T €	667			1.170		
variable Kosten	T€/a	400			1.244		
Betriebskosten	T€/a	2.033			5.354		
Wärmekosten	ct/kWh	4,4	1,8	2,0	2,8		
Systemeinbindung							
Investition Trasse etc.	T €		10.000	2.000	2.000		
Annuisierungsdauer	a		40	40	40		
Zinssatz	%		3%	3%	3%		
annuierte Investition	T €		433	87	87		
Wartung/Instandhaltung	T €		100	20	20		
Jahreskosten	T €		533	107	107		
Wärmekosten Trasse	ct/kWh		0,2	0,0	0,0		
Wärmekosten gesamt	ct/kWh	4,4	2,0	2,0	2,9	3,02	Gemittelte Wärmekosten
Wärmekosten absolut		1769	485	406	1918	4577	Gesamt Wärmekosten

4. Wärmekosten Variante 03

Wärmekosten Variante 03							
ab Erzeugungsanlage							
		Haferweg	Stellingen				
		Erdgas HW (neu)	Bio SRHH	EBS SRHH	Stroh-HW		
Kenngroße	Einheit						
Brennstoff		Erdgas	Bio/Abfall	EBS	Stroh		
Anlagendaten							
max. Leistung th.	MWth	160	28	33	77		
Laufzeit (theoret.)	h/a	4.500	8.760	7.381	4.043		
Wärmearbeit	MWh/a	720.000	245.280	243.573	311.311	1.520.164	Gesamt-Wärmearbeit
Stromarbeit	MWh/a						
Brennstoffkosten							
Brennstoffpreis	€/MWh	23,44 €			19,48 €		
Energiesteuer	€/MWh	5,50 €					
Kosten Brennstoff je MWh	€/MWh	28,94 €			19,48 €		
Brennstoffkosten	T€/a	20.837			6.063		
Kapitalkosten							
Investition nach Förderung	T€	53.333			47.500		
Annuisierungsdauer	a	20			20		
Zinssatz	%	2%			2%		
Kapitalkosten annuisiert	T €	3.262			2.905		
Kapitalkosten gesamt	T €/a	3.262			2.991		
Betriebskosten							
Wartung/Instandhaltung	T €	533			722		
Personalkosten	T €	225			900		
Verwaltung/Versicherung	T €	533			475		
variable Kosten	T€/a	720			311		
Betriebskosten	T€/a	2.012			2.408		
Wärmekosten	ct/kWh	3,6	1,8	2,0	3,7		
Systemeinbindung							
Investition Trasse etc.	T €		10.000	2.000	2.000		
Annuisierungsdauer	a		40	40	40		
Zinssatz	%		3%	3%	3%		
annuisierte Investition	T €		433	87	87		
Wartung/Instandhaltung	T €		100	20	20		
Jahreskosten	T €		533	107	107		
Wärmekosten Trasse	ct/kWh		0,2	0,0	0,0		
Wärmekosten gesamt	ct/kWh	3,6	2,0	2,0	3,7	3,12	Gemittelte Wärmekosten
Wärmekosten absolut	T €	2611	485	496	1146	4738	

5. Wärmekosten Variante 04

Wärmekosten Variante 04									
ab Erzeugungsanlage		Haferweg	Stellingen			Wedel neu			
		Erdgas HW	Bio SRHH	EBS SRHH	Stroh-HW	WP Elbe	WP-BHKW		
Kenngröße	Einheit	(neu)							
Brennstoff		Erdgas	Bio/Abfall	EBS	Stroh	Strom	Erdgas		
Anlagendaten									
max. Leistung th.	MWth	100	28	33	77	50	14		
Laufzeit (theoret.)	h/a	4.500	8.760	7.381	4.043	4.365	4.365		
Wärmearbeit	MWh/a	450.000	245.280	243.573	311.311	218.250	60.159	1.528.573	Gesamt-Wärmearbeit
Stromarbeit	MWh/a						72.750		
Brennstoffkosten									
Brennstoffpreis	€/MWh	23,44 €			19,48 €	40,00 €	23,44 €		
Energiesteuer	€/MWh	5,50 €							
Kosten Brennstoff je MWh	€/MWh	28,94 €			19,48 €	40,00 €	23,44 €		
Brennstoffkosten	T€/a	13.023			6.063	2.910	3.473		
Kapitalkosten									
Investition nach Förderung	T€	33.333			47.500	40.000	17.500		
Annuisierungsdauer	a	20			20	20	20		
Kapitalkosten gesamt	T €/a	2.039			2.991	2.446	1.070		
Betriebskosten									
Wartung/Instandhaltung	T €	333			722	800	350		
Personalkosten	T €	150			900	75	38		
Verwaltung/Versicherung	T €	333			475	400	175		
variable Kosten	T€/a	450			311	218	133		
Betriebskosten	T€/a	1.267			2.408	1.493	695		
Wärmekosten	ct/kWh	3,6	1,8	2,0	3,7	3,1	3,9		
Systemeinbindung									
Investition Trasse etc.	T €		10.000	2.000	2.000				
Annuisierungsdauer	a		40	40	40				
Zinssatz	%		3%	3%	3%				
annuierte Investition	T €		433	87	87				
Wartung/Instandhaltung	T €		100	20	20				
Jahreskosten	T €		533	107	107				
Wärmekosten Trasse	ct/kWh		0,2	0,0	0,0				
Wärmekosten gesamt	ct/kWh	3,6	2,0	2,0	3,7	3,1	3,9	3,06	Gemittelte Wärmekosten
Wärmekosten absolut	T €	1633	485	496	1146	685	233	4677	

6. Wärmekosten Variante 05

Szenario 05		Stellingen			Kühlbrand				
ab Erzeugungsanlage		Bio SRHH	EBS SRHH	Stroh-HW	MVR	WP-HSE	WP-BHKW	AM/Trimet	Solar
Kenngroße	Einheit	Bio/Abfall	EBS	Stroh	Müll	Strom	Biogas	Abwärme	Solarwärme
<i>Anlagendaten</i>									40000
max. Leistung th.	MWth	28	33	77	80	100	24	10	28
Laufzeit (theoret.)	h/a	8.524	6.332	2.759	5.323	4.743	4.743	2.717	796
Wärmearbeit	MWh/a	238.672	208.956	212.443	425.840	474.300	112.060	27.170	22.288
Stromarbeit	MWh/a						135.514		
<i>Brennstoffkosten</i>									
Brennstoffpreis	€/MWh			19,48 €		40,00 €		23,44 €	
Energiesteuer	€/MWh								
Kosten Brennstoff je MWh	€/MWh			19,48 €		40,00 €		23,44 €	
Brennstoffkosten	T€/a			4.137		5.421		6.469	
<i>Kapitalkosten</i>									
Investition nach Förderung	T€			47.500		70.000	30.000		5.060
Annisierungsdauer	a			20		20	20		25
Kapitalkosten gesamt	T €/a			2.991		5.146	1.835		305
<i>Betriebskosten</i>									
Wartung/Instandhaltung	T €			722		1.400	600		46
Personalkosten	T €			900		75	75		38
Verwaltung/Versicherung	T €			475		700	300		18
variable Kosten	T€/a			212		474	248		7
Betriebskosten	T€/a			2.309		2.649	1.223		109
Wärmekosten	ct/kWh	1,8	2,0	4,4	1,5	2,8	3,7	1,8	1,9
<i>Systemeinbindung</i>									
Investition Trasse etc.	T €	10.000	2.000	2.000	100.000	20.000		1.800	1.050
Annisierungsdauer	a	40	40	40	40	40		40	40
Zinssatz	%	3%	3%	3%	3%	3%		3%	3%
annuisierte Investition	T €	433	87	87	4326	865		78	45
Wartung/Instandhaltung	T €	100	20	20	1.000	200		18	11
Jahreskosten	T €	533	107	107	5.326	1.065		96	56
Wärmekosten Trasse	ct/kWh	0,2	0,0	0,0	1,0	0,2		0,3	0,2
Wärmekosten gesamt	ct/kWh	2,0	2,0	4,4	2,5	3,0	3,7	2,1	2,1
									2,81 Gemittelte Wärmekosten
Wärmekosten absolut	T €	473	427	944	1071	1408	411	57	46
									4836 Wärmekosten absolut

7. Wärmekosten Variante 06

Wärmekosten Szenario 06		Stellingen			Köhlbrand					Veddel		
ab Erzeugungsanlage		Bio SRHH	EBS SRHH	Stroh-HW	MVR	WP-HSE	WP-BHKW	AM/Trimet	Solar	Aurubis		
Kenngroße	Einheit	Bio/Abfall	EBS	Stroh	Müll	Strom	Biogas	Abwärme	Solarwärme	Abwärme		
Anlagendaten									40000			
max. Leistung el.	MWel								29			
max. Leistung th.	MWth	28	33	77	80	100	24	10	28	40		
Laufzeit (theoret.)	h/a	8.760	8.760	1.708	7.665	4.275	4.275	8.760	774	6.371		
Wärmearbeit	MWh/a	245.280	289.080	131.516	613.200	427.500	101.003	87.600	21.672	254.840	2.171.691	Gesamt-Wärmearbeit
Stromarbeit	MWh/a						122.143					
Brennstoffkosten												
Brennstoffpreis	€/MWh			19,48 €		40,00 €	23,44 €					
Energiesteuer	€/MWh											
Kosten Brennstoff je MWh	€/MWh			19,48 €		40,00 €	23,44 €					
Brennstoffkosten	T€/a			2.561		4.886	5.831					
Kapitalkosten												
Investition nach Förderung	T€			47.500		70.000	30.000		5.060			
Annuisierungsdauer	a			20		20	20		25			
Kapitalkosten gesamt	T €/a			2.991		5.146	1.835		305	151		
Betriebskosten												
Wartung/Instandhaltung	T €			722		1.400	600		46			
Personalkosten	T €			900		75	75		38			
Verwaltung/Versicherung	T €			475		700	300		18			
variable Kosten	T€/a			132		428	223		7			
Betriebskosten	T€/a			2.229		2.603	1.198		108			
Wärmekosten	ct/kWh	1,8	2,0	5,9	1,5	3,0	3,9	1,8	1,9	2,2		
Systemeinbindung												
Investition Trasse etc.	T €	10.000	2.000	2.000	100.000	20.000		1.800	1.050	3.500		
Annuisierungsdauer	a	40	40	40	40	40		40	40	40		
Zinssatz	%	3%	3%	3%	3%	3%		3%	3%	3%		
annuierte Investition	T €	433	87	87	4326	865		78	45	151		
Wartung/Instandhaltung	T €	100	20	20	1.000	200		18	11	35		
Jahreskosten	T €	533	107	107	5.326	1.065		96	56	186		
Wärmekosten Trasse	ct/kWh	0,2	0,0	0,1	0,7	0,2		0,1	0,2	0,1		
Wärmekosten gesamt	ct/kWh	2,0	2,0	5,9	2,2	3,2	3,9	1,9	2,1	2,3	2,89	Gemittelte Wärmekosten
Wärmekosten absolut	T €	485	587	778	1352	1350	398	165	46	576	6277	Wärmekosten absolut
											540	Speicherkosten