

**R E P O R T**

# Projekt heat\_portfolio (FFG-Nr. 848849) Deliverables D4.1 und D7.1

- Machbarkeitsanalyse der Abwärmeeinspeisung
- Bericht zur Simulation der Integration dezentraler Abwärmequellen in die Fallbeispiele

Paolo Leoni, MSc.

21.11.2016

Exemplar 1

Berichtsnummer 1270

## DOKUMENTHISTORIE

Autor	Paolo Leoni
Bearbeitungsdatum	17.06.2018
Inhalt/Zweck	Machbarkeitsanalyse
Änderungen	

## SYNOPSIS

Der vorliegende Bericht stellt folgende Deliverables des Projektes heat\_portfolio (FFG-Nr. 848849) dar:

- D4.1 Machbarkeitsanalyse der Abwärmeeinspeisung
- D7.1 Bericht zur Simulation der Integration dezentraler Abwärmequellen in die Fallbeispiele

Das Projekt heat\_portfolio wurde aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Energieforschungsprogramms durchgeführt. Ziel des Projektes ist die Steigerung des Anteils erneuerbarer Energieträger in Wärmenetzen durch die Einbindung verfügbarer dezentraler Quellen. Dazu wurden sämtliche Möglichkeiten zur Maximierung des Anteils erneuerbarer Energieträger in verallgemeinerungsfähiger bzw. replizierbarer Form entwickelt und anhand von Beispielen angewandt. Nach Abklärung der rechtlichen Rahmenbedingungen wurden mögliche Maßnahmen in 4 ausgewählten Fernwärmenetzen mittels Simulationen und Machbarkeitsstudien technischen, ökonomischen und ökologischen Bewertungen unterzogen.

# INHALTSVERZEICHNIS

1	Einleitung.....	8
2	Fallbeispiele.....	9
3	Technische Machbarkeit.....	11
3.1	Bewertungsmethodik.....	11
3.1.1	Berechnungsstruktur.....	11
3.1.2	Bewertung.....	12
3.1.3	Wärmeerzeugung.....	12
3.1.4	Wärmeverteilung.....	13
3.1.5	Wärmeverbraucher.....	13
3.2	Fallbeispiel A.....	14
3.2.1	Ausgangsdaten.....	14
3.2.2	Szenario A0 (IST-Situation).....	17
3.2.3	Szenario A1.....	18
3.2.4	Szenario A2.....	21
3.2.5	Szenario A3.....	24
3.2.6	Szenario A4.....	25
3.2.7	Szenario A5.....	26
3.2.8	Szenarienvergleich.....	28
3.3	Fallbeispiel B.....	31
3.3.1	Ausgangsdaten.....	31
3.3.2	Szenario B0 (IST-Situation).....	35
3.3.3	Szenario B1.....	36
3.3.4	Szenario B2.....	38
3.3.5	Szenario B3.....	40
3.3.6	Szenario B4.....	42
3.3.7	Szenarienvergleich.....	45
3.4	Fallbeispiel C.....	47
3.4.1	Ausgangsdaten.....	47
3.4.2	Szenario C0 (IST-Situation).....	51
3.4.3	Szenario C1.....	52
3.4.4	Szenario C2.....	54
3.5	Fallbeispiel D.....	59
3.5.1	Ausgangsdaten.....	59
3.5.2	Szenario D0 (IST-Situation).....	62
3.5.3	Szenario D1.....	63
3.5.4	Szenario D2.....	70
3.5.5	Szenario D3.....	72

3.5.6	Szenarienvergleich.....	77
4	Literaturverzeichnis.....	81
5	Annex.....	83
5.1	Stücklisten Fallbeispiel A.....	83
5.1.1	Szenario A1.....	83
5.1.2	Szenario A2.....	83
5.1.3	Szenario A3.....	84
5.1.4	Szenario A4.....	84
5.1.5	Szenario A5.....	85
5.2	Stückliste Fallbeispiel B.....	85
5.2.1	Szenario B4.....	85
5.3	Stücklisten Fallbeispiel D.....	86
5.3.1	Szenario D2.....	86
5.3.2	Szenario D3.....	86

## TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Kennwerte der Fallbeispiele .....	10
Tabelle 2: Fallbeispiel A. Ausgangsdaten zur Wärmebedarfsermittlung .....	14
Tabelle 3: Fallbeispiel A. Ausgangsdaten zur Wärmeverteilung .....	15
Tabelle 4: Fallbeispiel A. Ausgangsdaten zur Wärmeversorgung .....	17
Tabelle 5: Richtwerte zur Dimensionierung eines Pufferspeichers .....	18
Tabelle 6: Endenergiebedarf des Wärmenetzes mit zentralem Pufferspeicher.....	19
Tabelle 7: Jahresenergiebilanz im Szenario A1 .....	21
Tabelle 8: Jahresenergiebilanz im Szenario A2 .....	23
Tabelle 9: Erweiterung dezentraler solarthermischer Anlagen.....	24
Tabelle 10: Jahresenergiebilanz im Szenario A3 .....	25
Tabelle 11: Jahresenergiebilanz im Szenario A4 .....	26
Tabelle 12: Dimensionierung der Booster- Wärmepumpen.....	27
Tabelle 13: Jahresenergiebilanz im Szenario A5 .....	28
Tabelle 14: Szenarienvergleich Fallbeispiel A (Energiegrößen in MWh/a) .....	29
Tabelle 15: Fallbeispiel B. Ausgangsdaten zur Wärmebedarfsermittlung .....	31
Tabelle 16: Fallbeispiel B. Ausgangsdaten zur Wärmeverteilung.....	32
Tabelle 17: Fallbeispiel B. Ausgangsdaten zum Winterkessel .....	33
Tabelle 18: Fallbeispiel B. Ausgangsdaten zum Sommerkessel .....	33
Tabelle 19: Fallbeispiel B. Ausgangsdaten zu den Solarkollektoren.....	34
Tabelle 20: Ausgangsdaten zu den dezentralen Solarkollektoren im Szenario B1.....	36
Tabelle 21: Jahresenergiebilanz im Szenario B1 .....	37
Tabelle 22: Jährliche Volllaststunden der Biomassekessel .....	37
Tabelle 23: Kennzahlen der dezentralen Solaranlagen.....	38
Tabelle 24: Durchschnittlicher täglicher Wärmebedarf der Verbraucher .....	38
Tabelle 25: Benötigte Volumina der dezentralen Speicher.....	38
Tabelle 26: Jahresenergiebilanz im Szenario B2 .....	39
Tabelle 27: Thermische Verluste an den Tagen ohne Heizung in den Szenarien B0, B2, B3 .....	41
Tabelle 28: Vergleich der thermischen Verluste in den Szenarien B0, B1, B2, B3.....	42
Tabelle 29: Jahresenergiebilanz im Szenario B3 .....	42
Tabelle 30: Aktive Rauchgaskondensation beim Sommerkessel (Kondensationsanteil 35%).....	44
Tabelle 31: Jahresenergiebilanz im Szenario B4 .....	44
Tabelle 32: Szenarienvergleich Fallbeispiel B (Energiegrößen in MWh/a) .....	45
Tabelle 33: Fallbeispiel C. Ausgangsdaten zum Winterkessel.....	48
Tabelle 34: Fallbeispiel C. Ausgangsdaten zum Sommerkessel .....	49
Tabelle 35: Fallbeispiel C. Ausgangsdaten zur Wärmeverteilung .....	51
Tabelle 36: Berechnungsergebnisse für verschiedene Speichervolumina.....	52
Tabelle 37: Speicherentladungsleistung .....	54
Tabelle 38: Simulationsergebnisse für die betrachteten Speichervolumina und WP-Nennleistungen .....	58
Tabelle 39: Verbrauchsstruktur Fallbeispiel D .....	59
Tabelle 40: Fallbeispiel D. Ausgangsdaten zur Wärmebedarfsermittlung .....	59
Tabelle 41: Fallbeispiel D. Ausgangsdaten zur Wärmeverteilung .....	60
Tabelle 42: Biomassezusammensetzung .....	61
Tabelle 43: Fallbeispiel D. Ausgangsdaten zur Wärmeversorgung.....	61
Tabelle 44: Gebührenordnung Energy Exchange Austria (EXAA, [11]) .....	63
Tabelle 45: Statistik Regelenergieabrufe 2016 .....	64
Tabelle 46: Erzielbare Erlöse am Tertiärregelenergiemarkt mit 500-kW <sub>el</sub> -BHKW .....	66
Tabelle 47: Erzielbare Erlöse am Sekundärregelenergiemarkt mit 500-kW <sub>el</sub> -BHKW .....	67
Tabelle 48: Erzielbare Erlöse am Tertiärregelenergiemarkt im Szenario D1 .....	69
Tabelle 49: Jahresenergiebilanz im Szenario D1 .....	70

Tabelle 50: Jahresenergiebilanz im Szenario D2 .....	71
Tabelle 51: Investitionszusammensetzung im Szenario D2 .....	71
Tabelle 52: Eigenschaften vom reinen Holzgas gemäß [18] .....	73
Tabelle 53: Jahresenergiebilanz im Szenario D3 .....	76
Tabelle 54: Szenarienvergleich Fallbeispiel D (Energiegrößen in MWh/a) .....	77

## ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Wesentliche Netzparameter der 4 ausgewählten Fallbeispiele .....	10
Abbildung 2: Struktur des entwickelten und eingesetzten Berechnungstools.....	11
Abbildung 3: Geometrische Parameter zur Berechnung der Netzwärmeverluste .....	13
Abbildung 4: Abgleich Jahresdauerlinien Mess- und Modelldaten .....	15
Abbildung 5: Abgleich geordneter Jahresdauerlinien von Mess- und Modelldaten .....	16
Abbildung 6: Jahresenergiebilanz [MWh] im Szenario A0 .....	17
Abbildung 7: Monatliche Wärmelieferung und Netzwärmeverluste im Szenario A0 .....	18
Abbildung 8: Hydraulische Szenario A1 .....	19
Abbildung 9: Jahresnutzungsgrad der Wärmeversorgung und marginale Einsparung unterschiedlicher Speichervolumina .....	20
Abbildung 10: Jahresenergiebilanz [MWh] im Szenario A1 .....	20
Abbildung 11: Ausgangs-Nomogramm für den mittleren Sommerdeckungsgrad (Juli und August) bezogen auf die Sommerlast (5% Sommerlast) .....	21
Abbildung 12: Mittlerer solarer Jahresdeckungsgrad für unterschiedliche Kollektorflächen.....	22
Abbildung 13: Mittlerer solarer Sommer-deckungsgrad für unterschiedliche Kollektorflächen .....	22
Abbildung 14: Marginale Einsparung unterschiedlicher Aperturflächen und Speichervolumina einer zentralen Solaranlage .....	22
Abbildung 15: Jahresenergiebilanz [MWh] im Szenario A2 .....	23
Abbildung 16: Jahresenergiebilanz [MWh] im Szenario A3 .....	25
Abbildung 17: Jahresenergiebilanz [MWh] im Szenario A4 .....	26
Abbildung 18: Hydraulikschema Szenario A5 .....	27
Abbildung 19: Jahresenergiebilanz [MWh] im Szenario A4 .....	28
Abbildung 20: Szenarienvergleich Fallbeispiel A: Brennstoffeinsatz.....	29
Abbildung 21: Szenarienvergleich Fallbeispiel A: Stromverbrauch .....	29
Abbildung 22: Szenarienvergleich Fallbeispiel A: Wärmeverluste.....	30
Abbildung 23: Szenarienvergleich Fallbeispiel A: Amortisationszeit .....	30
Abbildung 24: Abgleich von Mess- und Modelldaten .....	32
Abbildung 25: Geordnete Jahresdauerlinien von Netz- und Anlagenleistungen .....	34
Abbildung 26: Jahresenergiebilanz [MWh] im Szenario B0 .....	35
Abbildung 27: Monatliche Wärmelieferung und Wärmeverluste im Szenario B0 .....	35
Abbildung 28: Monatliches Verhältnis Wärmeverluste/Wärmeversorgung im Szenario B0.....	35
Abbildung 29: Jahresenergiebilanz [MWh] im Szenario B1 .....	37
Abbildung 30: Jahresenergiebilanz [MWh] im Szenario B2 .....	39
Abbildung 31: Mögliche Spitzenlastreduktion durch Einsatz dezentraler Speicher .....	40
Abbildung 32: Verlauf der Netzwärmeverluste an den Tagen ohne Heizung in den Szenarien B0, B2, B3.....	41
Abbildung 33: Verlauf der Netzwärmeverluste in den ersten Tagen ohne Heizung in den Szenarien B0, B1, B2, B3.....	41
Abbildung 34: Jahresenergiebilanz [MWh] im Szenario B3 .....	42
Abbildung 35: Aktive Rauchgaskondensation mit Zwischenkreis .....	43
Abbildung 36: Jahresenergiebilanz [MWh] im Szenario B4 .....	44
Abbildung 37: Szenarienvergleich Fallbeispiel B: Brennstoffeinsatz.....	45
Abbildung 38: Szenarienvergleich Fallbeispiel B: Stromverbrauch .....	46
Abbildung 39: Szenarienvergleich Fallbeispiel B: Wärmeverluste.....	46

Abbildung 40: Szenarienvergleich Fallbeispiel B: Amortisationszeit .....	46
Abbildung 41: Geordnete Jahresdauerlinien der Messwerte der Biomassekessel- und Abwärmeleistung im Jahr 2015 .....	47
Abbildung 42: Geordnete Jahresdauerlinien der Messwerte der Biomassekessel- und Abwärmeleistung im Jahr 2015 .....	48
Abbildung 43: Simulierte Abdeckung des Wärmebedarfs in der IST-Situation.....	49
Abbildung 44: Messwerte der Vorlauftemperatur vom Heizhaus im Jahr 2015 .....	50
Abbildung 45: Messwerte des Durchflusses vom Heizhaus bezogen auf die Netzleistung im Jahr 2015 .....	50
Abbildung 46: Jahresenergiebilanz [MWh] im Szenario C0.....	51
Abbildung 47: Wärme aus Biomasse, Abwärmeauskoppelung und Speicherverluste bezogen auf das Speichervolumen .....	53
Abbildung 48: Jahresenergiebilanz [MWh] im Szenario C1 (völlige Auskoppelung der vorhandenen Abwärme).....	53
Abbildung 49: Abdeckung des Wärmebedarfs durch Abwärme und Biomassekessel zzgl. Speicherladestand im Szenario C1 (völlige Auskoppelung der vorhandenen Abwärme) .....	54
Abbildung 50: Jährlich ins Netz eingespeiste Abwärme für die betrachteten Speichervolumina und WP-Nennleistungen .....	55
Abbildung 51: Jährlicher WP-Strom für die betrachteten Speichervolumina und WP-Nennleistungen .....	56
Abbildung 52: Jährliche Speicherverluste für die betrachteten Speichervolumina und WP-Nennleistungen .....	56
Abbildung 53: Jahresertrag der Biomassekessel für die betrachteten Speichervolumina und WP-Nennleistungen .....	57
Abbildung 54: Abgleich Jahresdauerlinien Mess- und Modelldaten .....	60
Abbildung 55: Abgleich geordneter Jahresdauerlinien Mess- und Modelldaten.....	60
Abbildung 56: Jahresenergiebilanz [MWh] im Szenario D0.....	62
Abbildung 57: Strompreise EXAA 2016 .....	63
Abbildung 58: Zugeschlagene Leistungspreise Tertiärregelenergie Mo-Fr.....	64
Abbildung 59: Zugeschlagene Leistungspreise Tertiärregelenergie Sa-So .....	65
Abbildung 60: Abrufe Tertiärregelenergie 2016.....	65
Abbildung 61: Abrufe Sekundärregelenergie 2016 .....	66
Abbildung 62: Tagesverlauf Netzwärmebedarf.....	67
Abbildung 63: Jahresdauerlinie elektr. Leistung und mögliche Regelenergieleistung im Szenario D1.....	68
Abbildung 64: Jahresenergiebilanz [MWh] im Szenario D1.....	70
Abbildung 65: Jahresenergiebilanz [MWh] im Szenario D2.....	71
Abbildung 66: Prinzipschema Holzvergassungsanlage Fa. URBAS .....	74
Abbildung 67: Geordnete Jahresdauerlinie und Abdeckung des Wärmebedarfs im Szenario D3 .....	75
Abbildung 68: Jahresenergiebilanz [MWh] im Szenario D3.....	75
Abbildung 69: Szenarienvergleich Fallbeispiel D: Brennstoffeinsatz.....	78
Abbildung 70: Szenarienvergleich Fallbeispiel D: Wärmeverluste von Netz und Erzeugungsanlagen sowie Prozesswärme (Fermentation bzw. Trocknung).....	78
Abbildung 71: Szenarienvergleich Fallbeispiel D: Stromerzeugung .....	78
Abbildung 72: Szenarienvergleich Fallbeispiel D: Amortisationszeit .....	79

# 1 Einleitung

Diese Machbarkeitsstudie wurde im Rahmen des Forschungsprojektes heat\_portfolio (FFG-Nr. 848849) erstellt, das aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Energieforschungsprogramms durchgeführt wurde.

Fernwärmesysteme sind langfristige Investitionen mit einer technischen Nutzungsdauer von über 40 Jahren. Die technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen sind somit während der Laufzeit Schwankungen ausgesetzt. Beispielhafte Einflussfaktoren eines langfristig profitablen Betriebs sind u.a.:

- die Tatsache, dass Wärmeversorgung kleinerer Netze oftmals mittels Biomasse oder Biogas erfolgt, welche den Schwankungen der Rohstoffmärkte unterworfen sind;
- sinkende Anschluss- und Wärmedichten, die sich aus Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz in Gebäuden ergeben.

Eine Möglichkeit zur Minimierung von Einflussfaktoren ist die Einbindung erneuerbarer Energieträger bzw. Abwärme aus dezentralen Quellen. Ziel des Projektes heat\_portfolio ist die Steigerung des Anteils erneuerbarer Energieträger in Wärmenetzen durch die Einbindung verfügbarer dezentraler Quellen. Dazu wurden in diesem Projekt sämtliche Möglichkeiten zur Maximierung des Anteils erneuerbarer Energieträger in verallgemeinerungsfähiger bzw. replizierbarer Form entwickelt und anhand von Beispielen angewandt.

Im ersten Schritt wurden mögliche Maßnahmen in ausgewählten Fernwärmenetzen mittels Machbarkeitsstudien rechtlich, technisch und ökonomisch überprüft. Dazu wurden 4 österreichische Fallbeispiele ausgewählt und analysiert. Aus Geheimhaltungsgründen wurden diese Fallbeispiele mit den 4 Buchstaben A, B, C, D bezeichnet.

Nach Abklärung der rechtlichen Rahmenbedingungen wurde die technische Machbarkeit der Optimierungsmaßnahmen anhand der Fallbeispiele mittels Simulationen überprüft. Die vielversprechenden Maßnahmen wurden dann einer detaillierteren ökonomischen (sowohl betriebs- als auch volkswirtschaftlichen) Bewertung unterzogen und hinsichtlich der Nachhaltigkeit untersucht.

## 2 Fallbeispiele

In diesem Projekt wurden vier konkrete Fallbeispiele unter den österreichischen ländlichen Wärmenetzen ausgewählt. Typisch kommt es in Netzen mit geringen Wärmedichten bzw. geringem Gewerbeanteil zu hohen Verlusten in der Wärmeversorgung und –Verteilung, was während der Sommermonate aufgrund der geringen Lasten besonders auffällt. Aus Geheimhaltungsgründen wurden diese Fallbeispiele mit den 4 Buchstaben A, B, C, D bezeichnet.

**Fallbeispiel A.** Am Wärmenetz sind aktuell 25 Verbraucher mit einer thermischen Nennleistung von 720 kW angeschlossen. Neben privaten Ein- und Mehrfamilienhäusern beziehen auch öffentliche Gebäude wie z.B. eine Turnhalle sowie ein Gewerbebetrieb ganzjährig Wärme vom Netz. Das Wärmenetz wurde 1994 in Betrieb genommen. Der Netzwärmebedarf betrug im Jahr 2014/2015 1.218 kWh bei einem Jahresabsatz von 945 MWh. Die Verbraucher sind an ein sternförmiges Netz mit einer Leitungslänge von rund 2,1 km angebunden. Die Vorlauftemperatur wird gleitend an die Außentemperatur zwischen 90 und 70 °C angepasst. Die Wärmeversorgung wird mit einem Biomassekessel sichergestellt. Das Netz ist ganzjährig in Betrieb, wodurch sich speziell im Sommerbetrieb aufgrund des geringen Wärmebedarfs hohe relative Verluste ergeben. Die Wärmeversorgung erfolgt auch in dieser Zeit mit dem Biomassekessel, wodurch sich ein hoher Anteil an Gluterhaltung ergibt.

**Fallbeispiel B.** Am Wärmenetz sind aktuell 50 Verbraucher mit einer gesamten thermischen Nennleistung von 3.643 kW angeschlossen. Neben privaten Ein- und Mehrfamilienhäusern und einem Seniorenhaus beziehen auch öffentliche Gebäude wie z.B. Schulen (Kindergarten, Volksschule, Sporthauptschule, Bundesgymnasium) und das Stadtgemeindeamt, sowie Gewerbebetriebe ganzjährig Wärme vom Netz. Die erste Inbetriebnahme fand im Jahr 2012 statt. Im Jahr 2016 betrug die gelieferte Wärmemenge ca. 5.600 MWh, mit ca. 6.500 MWh Wärmeabgabe ins Netz. Die Verbraucher sind an das Netz mit einer Leitungslänge von 4,3 km angebunden. Die Vorlauftemperatur wird gleitend an die Außentemperatur zwischen 90 und 80 °C angepasst. Das Netz ist ganzjährig im Betrieb und die Wärmeversorgung wird mit folgenden Anlagen sichergestellt:

- einem 1900-kW-Winterkessel Binder mit 250-kW-Rauchgaskondensation;
- einem 350-kW-Sommerkessel Binder, ursprünglich ein Miscanthus-Kessel, der laut der Betriebsdaten mit Holz deutlich mehr Leistung bringt;
- einer 115-kW-Solaranlage auf dem Dach des Heizhauses;
- einem 2500-kW-Heizölkessel für Spitzenlast (nur ausnahmsweise betrieben).

Der Brennstoff von beiden Sommer- und Winterkessel ist Waldhackgut.

**Fallbeispiel C.** Am Wärmenetz sind aktuell 159 Verbraucher mit einer gesamten thermischen Nennleistung von 7.474 kW angeschlossen. Neben privaten Ein- und Mehrfamilienhäusern, Büren, Geschäften und einem Pflegeheim beziehen auch öffentliche Gebäude wie z.B. Schulen (Kindergärten, Volksschulen, Hauptschulen) sowie Gewerbebetriebe ganzjährig Wärme vom Netz. Die erste Inbetriebnahme fand im Jahr 2010 statt und im Jahr 2015 betrug die Wärmeabgabe ins Netz ca. 13.250 MWh. Das Netz erstreckt sich mit einer gesamten Leitungslänge von 14,4 km und die Wärmeversorgung wird mit folgenden Anlagen sichergestellt:

- einem 2.500-kW-Winterkessel;
- einem 500-kW-Sommerkessel;
- einer 1.500-kW-Abwärmeauskoppelung aus Industrie;
- einem mobilen Heizcontainer als Ausfallsicherheit.

Der Brennstoff von beiden Sommer- und Winterkessel ist Waldhackgut. Die Zeit der Industrierevision (ungefähr 4 Wochen im Winter) ausgenommen, wird die Abwärme als Grundlast eingespeist. Für ein großes Teil des Jahres (ca. Mai-September, ungefähr 2.500 Stunden im Jahr 2014 und 3.600 im Jahr 2015) reicht die Abwärme aus, um den gesamten Wärmebedarf abzudecken, und daher ist der Betrieb vom Sommerkessel nur zu wenigen Stunden beschränkt.

Die Vorlauftemperatur vom Heizhaus wird gleitend zwischen 85 und 96 °C angepasst und die Temperatur der Abwärmeauskoppelung schwankt zwischen 95 und 100 °C. Die Rücklauftemperatur schwankt zwischen 55 und 65 °C.

**Fallbeispiel D.** Das Wärmenetz hat aktuell 130 angeschlossene Verbraucher mit einer thermischen Leistung von rund 900 kW im Jahr 2015. Neben 66 privaten Einfamilienhäusern sind 55 Abnehmer in Mehrfamilienhäuser, 5 öffentliche Gebäude und 4 gewerbliche Verbraucher an das Netz angeschlossen. Die in das Netz eingespeiste Wärmemenge betrug im selben Jahr 2.849 MWh, wovon rund 2.390 MWh an Endkunden verkauft wurden. Die Wärmegrundlast wird über eine biogasgefeuerte Kraft-Wärmekopplung bereitgestellt. Für die Spitzen ist ein zusätzlicher Biomasseboiler am Standort installiert, welcher über die Sommermonate außer Betrieb genommen wird. Die Temperatur im Vorlauf wird jahreszeitlich zwischen 85 und 75 °C angepasst.

Die wesentlichen Kennzahlen der 4 Fallbeispiele sind in **Tabelle 1** zusammengefasst und Leistungs- und Anschlussdichte sowie der Anteil der thermischen Netzverluste visuell in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** verglichen.

Tabelle 1: Kennwerte der Fallbeispiele

Parameter	Einheit	A	B	C	D
Trassenlänge	m	2.100	4.300	14.404	2.390
Leistungsdichte	kW/m	0,17	0,50	0,35	0,33
Anschlussdichte	MWh/m	0,44	1,31	1,02	1,07
Max. stündliche Last	kW	482	2.133	5.000	884
Anteil der Netzverluste	%	27	14	15	28
Mittlere Vorlauftemperatur	°C	79	84	91	78
Mittlere Rücklauftemperatur	°C	69	52	62	58
Spez. Volumenstrom	m <sup>3</sup> /MWh	52	21,8	23,5	43
Betriebszeit Wärmenetz	h/a	8.760	8.760	8.760	8.760
Installierte Nennleistung	kW	500	2.615	4.850	1.500
Volllaststunden Wärmeerzeugung	h/a	2.366	2.485	3.035	2.616
Brennstoffkost	k€/a	31	148	140	215

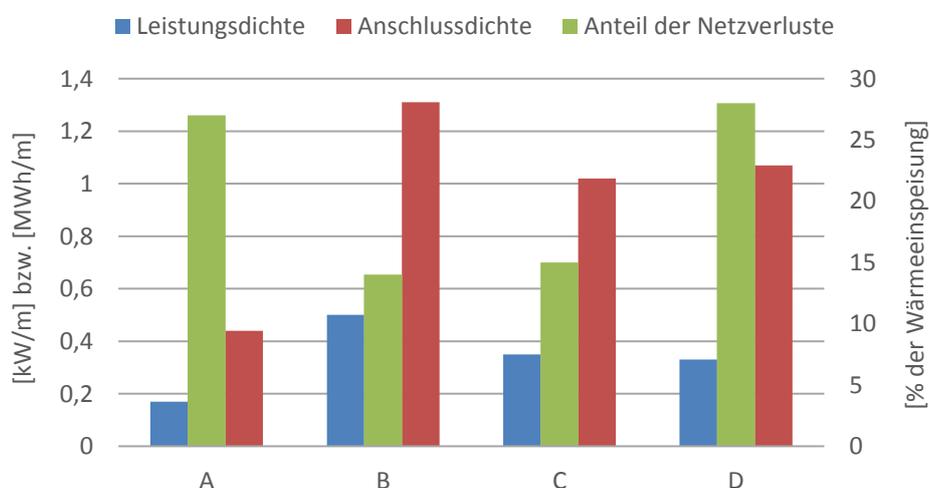


Abbildung 1: Wesentliche Netzparameter der 4 ausgewählten Fallbeispiele  
(Quelle: AIT)

## 3 Technische Machbarkeit

### 3.1 Bewertungsmethodik

#### 3.1.1 Berechnungsstruktur

Die Bewertung der einzelnen Varianten erfolgte in allen Fallbeispielen mit einem in Microsoft Excel® selbst erstellten Berechnungstool. Dazu wurden im ersten Schritt die derzeit vorliegenden Situationen in einem statischen Modell abgebildet. Dieses Modell ist jeweils Referenz für die betrachteten Varianten. Im Falle nicht vorliegender Daten wurden im Modell Annahmen getroffen.

Das Berechnungstool basiert auf stündlichen Eingangs- und Ausgangsdaten über ein gesamtes Jahr; die Betriebsparameter des Fernwärmesystems werden somit für 8.760 aufeinanderfolgende stündliche Zeitschritte ermittelt.

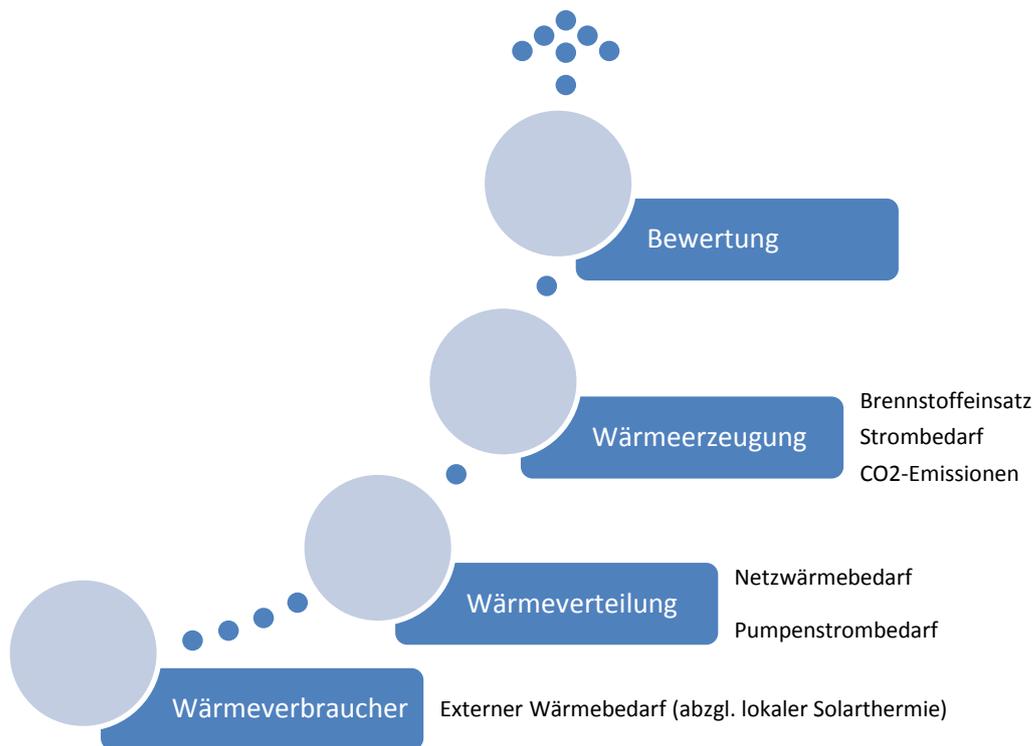


Abbildung 2: Struktur des entwickelten und eingesetzten Berechnungstools

(Quelle: AIT)

Die Struktur ist in Abbildung 2 dargestellt:

- **Bewertung.** Ausgangsdaten sind technische, wirtschaftliche und ökologische Kennzahlen, die der Bewertung der Variante bzw. dem Vergleich zum Referenzszenario zugrunde liegen. Die Eingangsdaten sind stündliche Betriebsparameter der Erzeuger sowie der Netzpumpen, die, falls unbekannt, in den unteren Blöcken ermittelt werden.
- **Wärmeerzeugung.** Ausgangsdaten sind stündliche Betriebsparameter der Erzeuger mit Schwerpunkt Brennstoffeinsatz, Strombedarf im Fall von Power-to-Heat, etwaige Stromerzeugung, CO<sub>2</sub>-Emissionen. Neben den technischen und wirtschaftlichen Nenndaten der einzelnen Anlagen sind Eingangsdaten die stündlichen Werte des Netzwärmebedarfs, die, falls nicht vorliegend, im unteren Block berechnet werden.
- **Wärmeverteilung.** Ausgangsdaten sind die stündlichen Werte des Netzwärmebedarfs sowie des Netzpumpenstroms; für deren Ermittlung werden Betriebsdaten sowie geometrische Größen des Verteilungssystems berücksichtigt. Der Netzwärmebedarf wird in diesem Block durch die Berechnung der thermischen Verteilungsverluste erhalten, die dem Wärmebedarf der

Abnehmer addiert werden. Falls nicht vorhanden, wird der Wärmebedarf vom unteren Block ergeben.

- **Wärmeverbraucher.** Ausgangsdaten sind die stündlichen Werte des externen Wärmebedarfs aller Verbraucher, die am Netz angeschlossen sind. Die Berechnung erfolgt u.a. auf Basis der Außentemperatur und ggf. wird der Deckungsgrad lokaler Solarkollektoren auch abgeschätzt.

### 3.1.2 Bewertung

Folgende Parameter für die Bewertung bzw. den Vergleich von Szenarien werden von diesem Tool ermittelt und quantifiziert:

- Technische Kennzahlen: jährlicher Brennstoffeinsatz, Strombedarf, ggf. Stromerzeugung;
- Wirtschaftliche Kennzahlen: Barwert, Amortisationszeit, interner Zinsfuß;
- Ökologische Kennzahl: jährliche CO<sub>2</sub>-Emissionen.

Zusätzlich dazu können Diagramme wie z.B. geordnete Jahresdauerlinien gezeichnet werden. Eingangsdaten sind:

- Investitions-, Betriebs-, Wartungskosten sowie ggf. Förderquote (wenn nicht vorliegend, werden sie aus Literatur und Erfahrung abgeleitet);
- stündliche Betriebsparameter der Erzeuger sowie der Netzpumpen (falls unbekannt, werden sie in den unteren Blöcken ermittelt).

### 3.1.3 Wärmeerzeugung

In diesem Tool wird es von einer Deckung des Netzwärmebedarfs mittels einer bzw. mehrerer Anlagen folgender Liste ausgegangen:

- bis 2 Biomassekessel, je mit bzw. ohne Rauchgaskondensation;
- bis 2 KWK-Anlagen;
- zentrale Solarkollektoren;
- Einbindung dezentrale Solarkollektoren;
- Sole-Wasser-Wärmepumpe;
- Booster-Wärmepumpe;
- Wärmepumpe für aktive Rauchgaskondensation bei den Biomassekesseln;
- Dezentrale Heizstäbe.

Der Einsatz eines zentralen Pufferspeichers bzw. einer hydraulischen Weiche und die Berechnung der relevanten thermischen Verluste sind auch möglich. Im spezifischen Fall dezentraler Solarthermie werden die Verluste lokaler Solarspeicher gemäß [1] abgeschätzt:

$$Q_{\text{Speicherverlust}} = \frac{U_{st} (\theta_{\text{set point}} - \theta_{a,\text{avg}}) \left( \frac{Q_{\text{Koll}}}{Q_{\text{ges Fl}}} \right) t_M}{1000} \text{ [kWh]}$$

wobei:

- $\theta_{\text{set point}}$ : Solltemperatur des Speichers;
- $\theta_{a,\text{avg}}$ : Mittlere Umgebungstemperatur;
- $Q_{\text{Koll}}$ : Leistung die durch den Kollektor bereitgestellt wird;
- $Q_{\text{ges Fl}}$ : Solare Einstrahlung auf die gesamte Kollektorfläche;
- $t_M$ : Stunden, in denen der Speicher unter diesen Bedingungen betrieben wird;
- $Q_{\text{Speicherverlust}}$ : Speicherverluste;
- $U_{st} = 0.16 \sqrt[2]{V_{\text{sol}}}$ , mit  $V_{\text{sol}}$  Volumen des Speichers (Liter);

Liegen stündliche Betriebsdaten aller eingesetzten Erzeuger über das ganze Jahr nicht vor, dann werden sie auf Basis folgender Eingangsdaten berechnet:

- Betriebsparameter in Nominal- und Schwachlast bzw. Gluterhaltung, u.a. Wirkungsgrad, Leistung, Temperaturen;
- Brennstoffzusammensetzung bei Verbrennungsanlagen;

- Betriebsstunden pro Jahr;
- geometrische Größen wie z.B. bei Solarkollektoren (inkl. Ausrichtung und Aufständigungswinkels), Solarspeichern, Warmwasserspeichern;
- wärmetechnische Größen wie z.B. von Speicherdämmung, Kesselflächen, Solarkollektoren (optischer Wirkungsgrad, Wärmeübergangskoeffizienten);
- Betriebsstrategien (u.a. Prioritäten, Grundlast-, Spitzenlastanlagen);
- ggf. stündliche Außentemperatur und Sonnenstrahlung für die Ermittlung des Solarertrags;
- stündlicher Netzwärmebedarf über das ganze Jahr (ggf. im unteren Block berechnet).

### 3.1.4 Wärmeverteilung

Die Wärmeverteilung verursacht thermische Verluste sowie den Druckabfall im Verteilungssystem, wodurch eine Netzpumpe benötigt wird, um die Wärmelieferung an alle Verbraucher zu gewährleisten. Ausgangsdaten dieses Blocks sind die stündlichen Daten des Netzwärmebedarfs sowie der Pumpenleistung. Eingangsdaten sind:

- Auslegung des Verteilungssystem (insbesondere Trassenlänge und geometrische Größen laut Abbildung 3, wobei die Durchmesser von Mediumrohr und Mantelrohr auf beide Innerer und Äußerer verweisen);
- Vorlauf- und Rücklaufemperatur (ggf. Heizkurven);
- Erdreichtemperatur;
- Wärmeleitfähigkeit von Dämmung, Mediumrohr, Mantelrohr;
- Spezifischer Volumenstrom (bezogen auf die Netzleistung);
- Mechanischer und elektrischer Wirkungsgrad der Netzpumpe;
- Stündlicher externer Wärmebedarf der gesamten Verbraucher (im unteren Block berechnet falls nicht vorliegend).

Die Wärmeverluste der Rohrleitung werden analog [2] (ÖNORM EN 13941 Anhang D) berechnet.

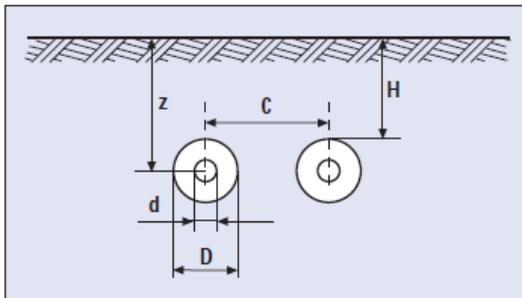


Abbildung 3: Geometrische Parameter zur Berechnung der Netzwärmeverluste  
(Quelle: KE KELIT Kunststoffwerk GesmbH [3])

### 3.1.5 Wärmeverbraucher

Der stündliche Wärmebedarf der Abnehmer wird auf Basis der Lastprofile von [4] erstellt. Hier werden 3 Verbrauchergruppe betrachtet: Einfamilienhäuser (EFH), Mehrfamilienhäuser (MFH), gewerbliche Gebäude (GW). Jeweils für jede Gruppe wird das Tagesprofil des Wärmebedarfs für Raumheizung und für Warmwasserbereitung in Abhängigkeit der Außentemperatur und des Wochentages bestimmt. Eingangsdaten sind die Werte des spezifischen Wärmebedarfs für Heizung und Warmwasserbereitung pro Jahr pro  $m^2$  sowie die Fläche jeder Verbrauchergruppe. Der externe Wärmebedarf (d.h. die Wärme, die die Abnehmer vom Netz beziehen und deren Lieferung gewährleistet werden muss) folgt einfach, indem ggf. der Ertrag lokaler Solarkollektoren abgezogen wird.

## 3.2 Fallbeispiel A

### 3.2.1 Ausgangsdaten

#### 3.2.1.1 Wärmeverbraucher

Der Wärmebedarf wird von privaten Ein- und Mehrfamilienhäuser geprägt. Die Berechnung basiert auf:

- 19 Abnehmern mit einer durchschnittlichen beheizten Fläche von 140 m<sup>2</sup>, bei denen ein spezifischer Heizwärmebedarf von 145 kWh/(m<sup>2</sup>a) sowie ein Warmwasserbedarf von 15 kWh/(m<sup>2</sup>a) angesetzt wurden;
- 6 gewerblichen Verbrauchern mit einem jährlichen Wärmebedarf von 610 MWh.

Bei 9 Wärmeabnehmern sind aktuell solarthermische Anlagen installiert, die erhoben und deren Flächen über orthografische Karten abgeschätzt wurden: 3x6 m<sup>2</sup>, 3x8 m<sup>2</sup>, 1x13 m<sup>2</sup>, 1x18 m<sup>2</sup>, 1x36 m<sup>2</sup>, d.h. insgesamt 109 m<sup>2</sup> Apertur. Der bestehende Pufferspeicher wurde bei den Einfamilienhäusern im Durchschnitt mit 500 l sowie mit 3.000 l für die Anlage auf dem Schulgebäude angesetzt. Daraus ergibt sich ein jährlicher Nettowärmeertrag von rund 57 MWh.

Die wesentlichen Ausgangsdaten sind in Tabelle 2 angeführt.

Tabelle 2: Fallbeispiel A. Ausgangsdaten zur Wärmebedarfsermittlung

Anzahl Verbraucher EFH	-	19
Summe beheizte Fläche	m <sup>2</sup>	2.660
Spez. Wärmebedarf	kWh/(m <sup>2</sup> a)	160
Anzahl installierter Solaranlagen Wohnbau	-	8
Installierte Solarkollektorfläche Wohnbau	m <sup>2</sup>	73
Installierter solarer Pufferspeicher Wohnbau	l	500
Anzahl Verbraucher Gewerbe	-	6
Summe beheizte Fläche	m <sup>2</sup>	6.100
Spez. Wärmebedarf	kWh/(m <sup>2</sup> a)	100
Anzahl installierter Solarkollektoren Gewerbe	-	1
Installierte Solarkollektorfläche Gewerbe	m <sup>2</sup>	36
Installierter solarer Pufferspeicher Gewerbe	l	3.000

Daraus ergibt sich ein jährlicher Gesamtwärmebedarf von rund 1.037 MWh. Abzüglich der Eigenerzeugung durch solarthermische Kollektoren (57 MWh) reduziert sich der Wärmebedarf aus dem Wärmenetz auf 980 MWh. Dieser Wärmebedarf teilt sich in 67 MWh während der Sommermonate und 913 MWh während des Winterbetriebs auf.

#### 3.2.1.2 Wärmeverteilung

Das Wärmenetz ist als Maschennetz ausgeführt und wurde in mehreren Ausbaustufen errichtet. Derzeit betragen die Leitungslänge rund 2.100 km und die maximale Höhendifferenz 30 m.

Die Rohrabmessungen im Netz sind sehr unterschiedlich wodurch vereinfacht von einem mittleren Rohrdurchmesser von 65 mm ausgegangen wird. Der Mantelrohrdurchmesser wurde mit 170 mm angesetzt. Die Verlegetiefe der Verrohrung beträgt 1,2 m. Die Bodentemperatur wird vereinfacht mit Hilfe einer linearen Temperaturkurve in Abhängigkeit der Außentemperatur mit Glättungsfunktion angesetzt. Die Vorlauftemperatur des Wärmenetzes wird in Abhängigkeit der Außentemperatur festgelegt und gleitend zwischen 90 und 70 °C angepasst. Der Nenndruck im Leitungsnetz beträgt 4,2 bar.

Die wesentlichen Ausgangsdaten sind in Tabelle 3 angeführt.

Tabelle 3: Fallbeispiel A. Ausgangsdaten zur Wärmeverteilung

Trassenlänge	m	2.100
Leitungsdurchmesser	mm	60
Manteldurchmesser	mm	170
Wärmeleitfähigkeit der Dämmung	W/(m·K)	0,03
Abstand zwischen Rohren	m	0,50
Verlegetiefe	m	1,20
Min. Erdreichtemperatur	°C	2
Max. Erdreichtemperatur	°C	14
Aufschlag Druckverluste Rohreinbauten	%	120
Hydraulische Pumpeneffizienz	%	75
Elektrische Pumpeneffizienz	%	95
Vorlauftemperatur	°C	$84,58-0,2632 \cdot T$ [°C]
Rücklauftemperatur	°C	$61,6+0,5 \cdot T$ [°C]
Volumenstrom im Netz	m <sup>3</sup> /h	$5,28+0,015 \cdot Q$ [kW]
Sommerbetrieb	-	Juni-September

Anhand dieser Annahmen ergeben sich 347 MWh Netzverluste. Dies entspricht einem Anteil von rund 26% des resultierenden jährlichen Netzwärmebedarfs (1.327 MWh), wobei die Wärmeverluste in den Sommermonaten auf 53% ansteigen.

Die Differenz zwischen Mess- und Modelldaten vom Netzwärmebedarf beträgt rund 10%. Ein Grund dafür ist, dass in den Messdaten rund 500 Messpunkte (6%) fehlen. Die verbleibende Abweichung kann einerseits durch Annahmen und andererseits durch die Kumulierung der Daten für die Berechnung erklärt werden.

In der Abbildung 4 wurden die Jahresdauerlinien von Messdaten und Berechnung übereinander gelegt. Dabei ergibt sich eine positive Korrelation von 0,7.

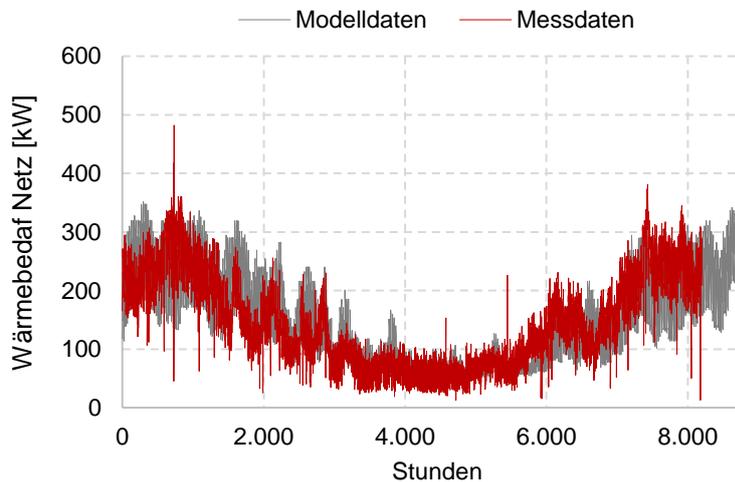


Abbildung 4: Abgleich Jahresdauerlinien Mess- und Modelldaten  
(Quelle: AIT)

In Abbildung 5 ist die geordnete Jahresdauerlinie der Messdaten sowie dem erstellten Modell dargestellt.

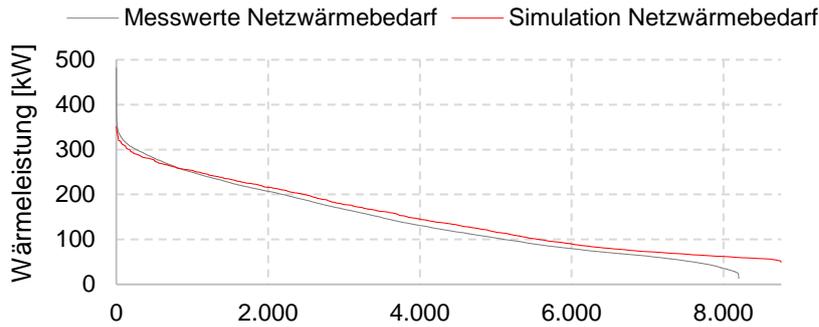


Abbildung 5: Abgleich geordneter Jahresdauerlinien von Mess- und Modelldaten  
(Quelle: AIT)

### 3.2.1.3 Wärmeerzeugung

Die Wärmeversorgung des Nahwärmenetzes erfolgt mit einem Biomassekessel. Der Kessel verfügt über eine thermische Nennleistung von 500 kW und wird mit Hackgut gefeuert. Die Zusammensetzung sowie die Feuchte des Brennstoffes werden nicht gemessen, wodurch ein durchschnittlicher Feuchtegehalt von 20% sowie eine Schüttdichte von 220 kg/srm angesetzt wurden. Dies entspricht einer Brennstoffzusammensetzung aus Fichten-, Tannen-, und Buchenholz bei einem errechneten Heizwert von 3,99 kWh/kg.

Der Kessel ist ganzjährig in Betrieb und wird in Zeiten mit geringem Wärmebedarf im Gluterhaltungsbetrieb gefahren. Die Rauchgastemperatur des Kessels wird kontinuierlich aufgezeichnet. Diese schwankt in den vorliegenden Messdaten zwischen 50 und 234 °C bei einem Mittelwert von 156 °C.

Eine Messung des Rauchgasvolumenstroms liegt nicht vor. Außerdem gibt es eine Messung des Sauerstoffgehalts des Rauchgases, welche jedoch nicht in Betrieb ist. Die Wärmeversorgung verfügt über keinen Speicher wodurch der Kessel in Schwachlastzuständen in den Gluterhaltungsbetrieb übergeht und damit erhöhte Bereitschaftsverluste auftreten. Da die minimale Last nicht bekannt ist, wurden Leistung, Rauchgastemperatur und Spreizung der Kesselvor- und Rücklauf Temperatur analysiert. Zwischen Kesselleistung und Temperaturspreizung sowie zwischen Temperaturspreizung und Rauchgastemperatur liegen stark positive Korrelationen vor. Dementsprechend wurde der Gluterhaltungsbetrieb unter einer Leistung von rund 144 kW (30% der Nennleistung) bzw. einer Temperaturspreizung am Kessel mit 5 °C angesetzt. Daraus ergibt sich ein Gluterhaltungsbetrieb an rund 3.830 Stunden pro Jahr. Im Jahr 08.2013-08.2014 wurden basierend auf diesen Annahmen rund 4.100 An- und Abfahrphasen in den Gluterhaltungsbetrieb identifiziert woraus sich im Durchschnitt rund 11 Startvorgänge pro Tag ergeben. Beispielhaft wurden am 25.08.2016 17 An- und Abfahrvorgänge gezählt. Weiterhin wurde ein geschätzter Brennstoffmehrbedarf von 30% für die Anfahr- bzw. Ausbrandphase berücksichtigt.

Die wesentlichen Ausgangsdaten sind in

Tabelle 4 angeführt. Der daraus resultierende jährliche Hackgutbedarf beträgt 2.265 srm bzw. 1.989 MWh. Daraus ergibt sich ein Jahresnutzungsgrad des Kessels bei 67%.

Tabelle 4: Fallbeispiel A. Ausgangsdaten zur Wärmeversorgung

Kesselnennleistung	kW	500
Minimale Kesselleistung	kW	144
Wirkungsgrad	%	80/60*
O <sub>2</sub> -Gehalt im Rauchgas	%	10/15*
CO-Gehalt im Rauchgas	ppm	50/150/7000**
Rauchgastemperatur	°C	31,155+Q <sup>0,33</sup>
Kesseloberfläche	m <sup>2</sup>	35
Kesseloberflächentemperatur	°C	42
Mehrbedarf Gluterhaltung	%	30
Heizwert Brennstoff	kWh/kg	3,99
Feuchtegehalt Brennstoff	%	20

\*Vollast/ Teillast

\*\* Vollast/ Teillast/ Schwachlast

### 3.2.2 Szenario A0 (IST-Situation)

Die Jahresenergiebilanz der IST-Situation ist im Sankey-Diagramm in Abbildung 6 dargestellt.

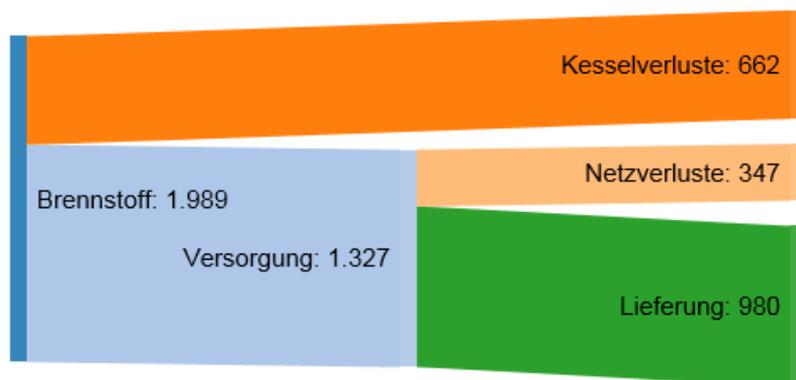


Abbildung 6: Jahresenergiebilanz [MWh] im Szenario A0

(Quelle: AIT)

Besonders auffallend sind die hohen Kesselverluste, die 33% des Brennstoffeinsatzes betragen. Solchem Wert zugrunde liegt die Tatsache, dass der 500-kW-Kessel für ein großes Teil des Jahres (ca. 3.600 Stunden) ineffizient in Schwachlast oder Gluterhaltung betrieben wird, wodurch sich erhöhte Bereitschaftsverluste ergeben. Das ist von der geringen Anzahl der Volllaststunden auch abgebildet, die kaum 2.650 pro Jahr betragen. Außerdem erhöht sich in den Anfahr- und Ausbrandphasen der Brennstoffbedarf bzw. der Emissionsausstoß.

Das Verteilungssystem ist auch von hohen thermischen Verlusten betroffen: diese entsprechen einem Anteil von rund 26% der jährlichen Wärmeeinspeisung ins Netz (Versorgung) und dieser Anteil ansteigt, wenn auf die Sommermonate bezogen wird (bis auf 57% im Juli). Die monatliche Aufteilung der Versorgung in Netzverluste und Lieferung ist in Abbildung 7 dargestellt.

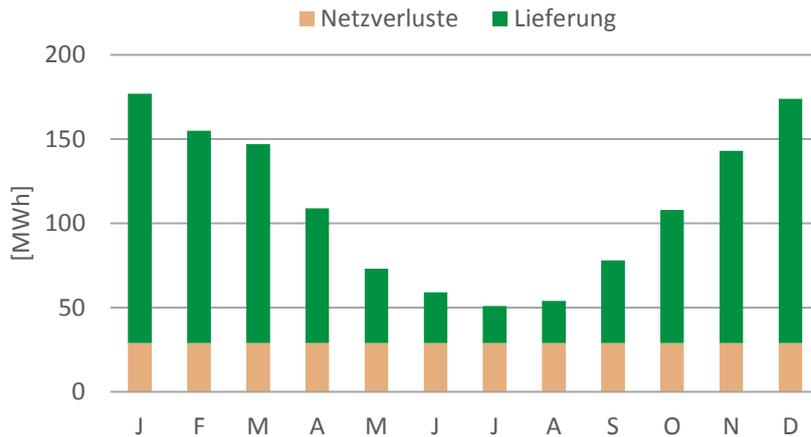


Abbildung 7: Monatliche Wärmelieferung und Netzwärmeverluste im Szenario A0  
(Quelle: AIT)

In Anbetracht dessen wurden im Projekt einige Maßnahmen identifiziert und bewertet, um die Energieeffizienz der Wärmeversorgung zu erhöhen. Insgesamt wurden fünf Szenarien analysiert:

- Szenarien A1 und A2, mit Maßnahmen zur Minderung der Kesselverluste;
- Szenarien A3, A4 und A5, mit Maßnahmen zur Minderung sowohl der Kessel- als auch der Netzverluste.

### 3.2.3 Szenario A1

#### 3.2.3.1 Auslegung

Im Szenario A1 wird die Maßnahme ergriffen, einen zentralen Pufferspeicher einzusetzen, um Wärmeversorgung und Wärmeverbrauch zeitlich zu entkoppeln und somit die Gluterhaltung des Kessels zu vermeiden. Im konkreten Fall wird ein oberirdischer Heißwasserspeicher vorgesehen.

Üblicherweise werden in Nahwärmenetzen Speicher ab rund 9 bis 120 m<sup>3</sup> als Standardspeicher eingesetzt. Darüber hinaus werden Speicher individuell gefertigt. Die Auslegung der Speicher richtet sich entweder nach Erfahrungswerten oder nach auftretenden Spitzen. Weitere Entscheidungsfaktoren für den Einsatz eines Speichers sind örtliche Gegebenheiten sowie die Investitionskosten. In der Tabelle 5 sind verschiedene Richtwerte zur Speicherdimensionierung angeführt.

Tabelle 5: Richtwerte zur Dimensionierung eines Pufferspeichers

Richtwert Speichervolumen [l/kW <sub>th</sub> ]	Gewähltes Speichervolumen [m <sup>3</sup> ]	Quelle
30	15	BAFA [5]
55	32	Solarbayer [6]
80	42	Solarbayer [6]

Der Speicher verfügt über ein Druckniveau von 6 bar. Als Soll- Temperatur wurde die jährliche mittlere Vorlauftemperatur von rund 74 °C herangezogen. Die Einbindung des Speichers kann entweder seriell oder parallel erfolgen. Durch eine serielle Verschaltung erreicht man eine vollständige hydraulische Entkopplung des Kessels. Das Volumen des Pufferspeichers wird in diesem Fall optimal genutzt, der Speicher muss jedoch groß genug sein um auftretende Lastspitzen abzudecken. Durch die parallele Einbindung (Abbildung 8) können Lastspitzen durch Kessel und Speicher abgedeckt werden und somit eine Teillastanpassung ermöglicht.

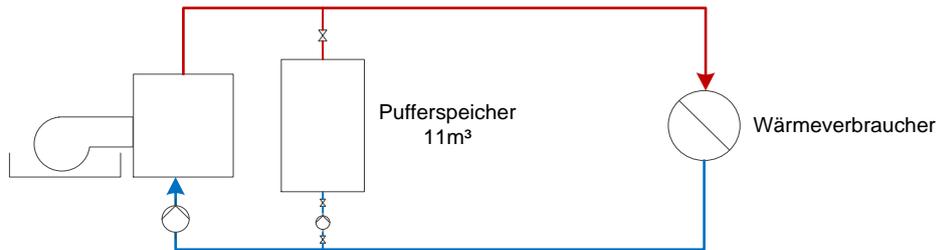


Abbildung 8: Hydraulische Szenario A1  
(Quelle: AIT)

Die Speicherladepumpe verfügt über eine elektrische Leistung von 7,5 kW. Der jährliche elektrische Energiebedarf für die Be- und Entladung des Speichers beträgt rund 2.200 kWh.

### 3.2.3.2 Ergebnisse

Die wesentlichen Vorteile einer Nachrüstung eines Pufferspeichers resultieren durch die Minderung des Schwachlastbetriebes des Kessels und einer damit verbundenen Steigerung des Kesselwirkungsgrads. Die Berechnung dieser Maßnahme beruht auf einer Teillastanpassung des Speichers: die Beladung des Speichers erfolgt außerhalb der Spitzenzeiten, um Schwachlastzeiten mit dem Speicher bzw. dem Kessel außerhalb des Gluterhaltungsbetriebs abzudecken. Die Ergebnisse unterschiedlicher Pufferspeicher sind in Tabelle 6 dargestellt.

Tabelle 6: Endenergiebedarf des Wärmenetzes mit zentralem Pufferspeicher

Variante	Speicher- volumen [m³]	Spez. Speichervolumen [l/kW <sub>th</sub> ]	Thermischer Endenergiebedarf [kWh]	Jährliche Einsparung [kWh]
0	0		1.987.351	0
2	9	23	1.764.526	222.825
3	11	29	1.739.386	247.965
4	14	36	1.701.759	285.592
5	22	57	1.654.544	332.807
6	42	109	1.621.143	366.209
7	70	182	1.624.190	363.161

Aus energetischer Sicht steigt die Effizienz des Gesamtsystems mit steigendem Speichervolumen. Die Auswahl der optimalen Speichergröße erfolgte anhand der marginalen Endenergieeinsparungen. In Abbildung 9 sind die Auswirkungen unterschiedlicher Speichergrößen auf den Jahresnutzungsgrad des Kessels sowie die marginalen Einsparungen mit steigender Speichergröße dargestellt. Der Anstieg des Jahresnutzungsgrades reduziert sich ab einem Speichervolumen von rund 14 m³ welcher sich im Endenergiebedarf widerspiegelt. Anhand dieser Betrachtung ergibt sich eine optimale Speichergröße von 14 m³ oder 28 Liter pro kW.

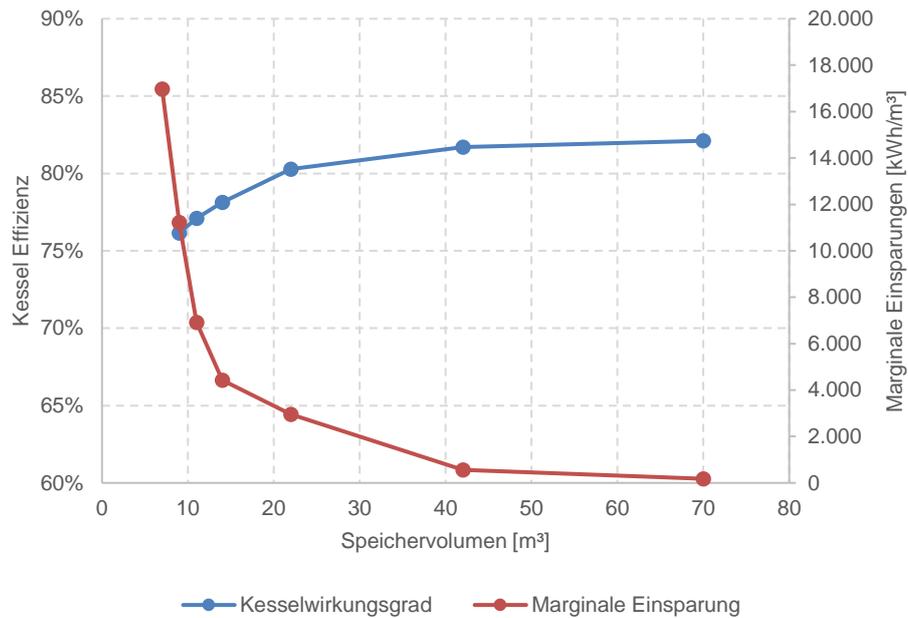


Abbildung 9: Jahresnutzungsgrad der Wärmeversorgung und marginale Einsparung unterschiedlicher Speichervolumina  
(Quelle: AIT)

Durch einen Pufferspeicher mit 14.000 Liter kann durchschnittlich während des Sommerbetriebs ein Zeitraum von 2 Stunden bzw. 1,5 Stunden im Winterbetrieb abgedeckt werden. Der Gluterhaltungsbetrieb reduziert sich von 3.600 auf 2.730 Stunden pro Jahr.

Nachteil dieser Variante sind die um 5% häufigere Ein- und Ausschaltvorgänge, wodurch die Lebensdauer des Kessels verkürzt werden kann.

Die Jahresenergiebilanz dieses Szenarios ist in Abbildung 10 gezeigt und in der

Tabelle 7 der IST-Situation gegenübergestellt. Die aktuellen Kesselverluste werden im Szenario A1 um 43% gesenkt.

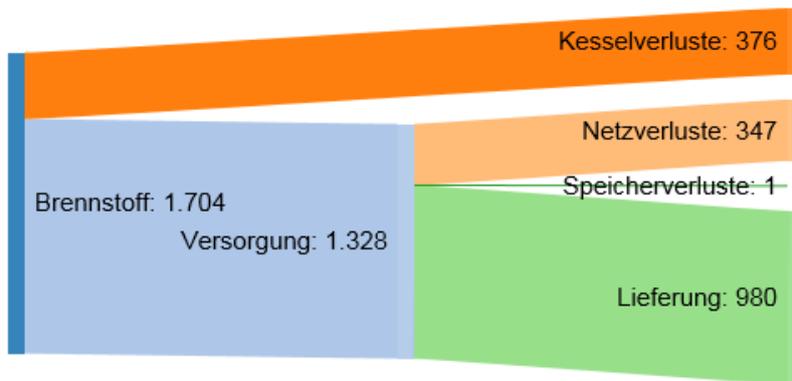


Abbildung 10: Jahresenergiebilanz [MWh] im Szenario A1  
(Quelle: AIT)

Tabelle 7: Jahresenergiebilanz im Szenario A1

Parameter	Einheit	Szenario A0	Szenario A1
Wärmebedarf Endverbraucher	MWh/a	980	980
Netzwärmeverluste	MWh/a	347	347
Netzwärmebedarf	MWh/a	1.327	1.327
Versorgung Kessel	MWh/a	1.327	1.328
Speicherverluste zentral	MWh/a	0	1
Kesselverluste	MWh/a	662	376
Brennstoffeinsatz	MWh/a	1.989	1.704
Strombedarf Netzpumpe	MWh/a	76	76

### 3.2.4 Szenario A2

#### 3.2.4.1 Auslegung

Im Szenario A2 wird die Maßnahme ergriffen, den Kessel in den Sommermonaten außer Betrieb zu halten und der Wärmebedarf mittels neu gebauter zentraler Solarthermie abzudecken.

Die Erstauslegung der Anlage erfolgte auf Basis der Ausbildungsunterlagen von klima:aktiv [7]. Dazu liegen Auslegungsnomogramme für Kollektor und Speicher in Abhängigkeit von Sommerlast sowie Deckungsgrad vor, welches in Abbildung 11 dargestellt ist.

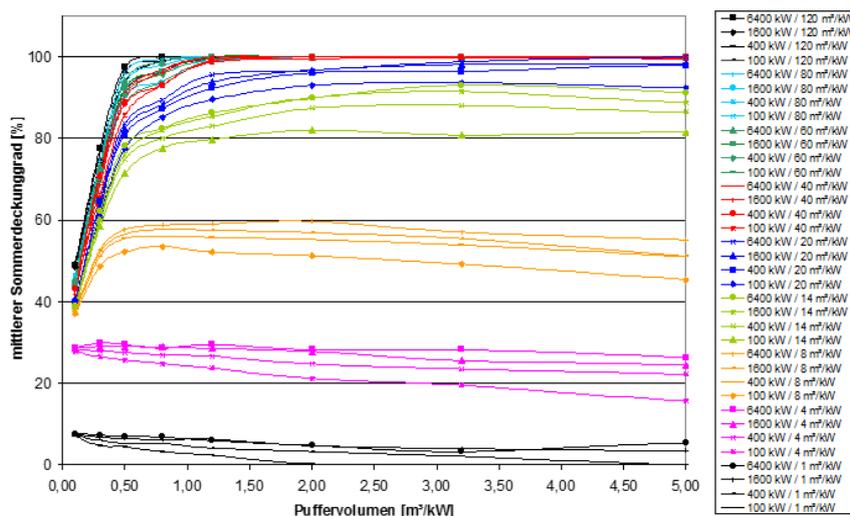


Abbildung 11: Ausgangs-Nomogramm für den mittleren Sommerdeckungsgrad (Juli und August) bezogen auf die Sommerlast

(Quelle: [7] Kap. 10, S.19)

Die maximale Netzleistung betrug im Jahr 2013/2014 482 kW bei einem arithmetischen Mittelwert von 144 kW. In den Sommermonaten Juni-August belief sich die maximale Last auf 153 kW bei einem arithmetischen Mittelwert von 70 kW. Die erforderliche spezifische Solarkollektorfläche zu einer vollständigen Sommerdeckung beträgt nach dieser Abbildung mindestens 20 m²/kW bzw. 1.400 m². Das sich daraus ergebende minimale Puffervolumen beträgt rund 4 m³/kW bzw. 280 m³.

#### 3.2.4.2 Ergebnisse

Entsprechend des Auslegungsnomogramms aus Abbildung 11 wurden verschiedene Kollektorflächen betrachtet:

- 20 m²/kW bzw. 1.400 m²;

- 14 m<sup>2</sup>/kW bzw. 980 m<sup>2</sup>;
- 10 m<sup>2</sup>/kW bzw. 700 m<sup>2</sup>.

Wie in Abbildung 12 zu erkennen, kann mit einer Apertur von rund 700 m<sup>2</sup> und einem Pufferspeicher von 70 m<sup>3</sup> ein Jahresdeckungsgrad von 23% erreicht werden. Gleichzeitig ergibt sich dabei ein mittlerer Sommerdeckungsgrad von 83% wie aus Abbildung 13 ersichtlich. Mit zunehmender Speichergröße erhöht sich der Jahresdeckungsgrad nur mehr geringfügig und der sommerliche Deckungsgrad steigt bei den betrachteten Varianten bis zu 96%. Eine vollständige sommerliche Deckung kann mit einer Aperturfläche von 980 m<sup>2</sup> sowie einem Speichervolumen von rund 180 m<sup>3</sup> erreicht werden.

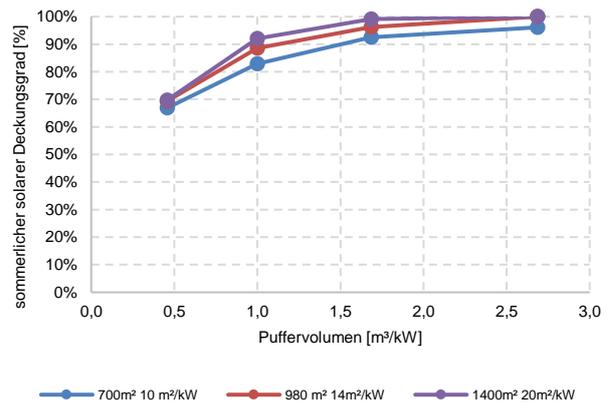
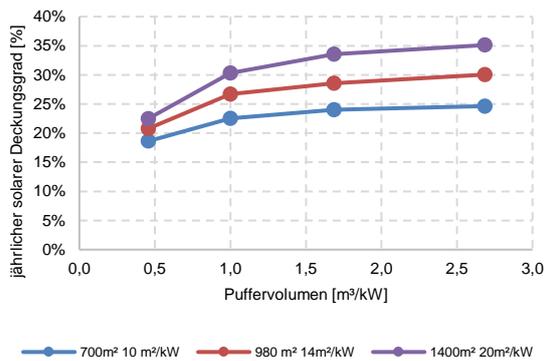


Abbildung 12: Mittlerer solarer Jahresdeckungsgrad für unterschiedliche Kollektorflächen (Quelle: AIT)

Abbildung 13: Mittlerer solarer Sommerdeckungsgrad für unterschiedliche Kollektorflächen (Quelle: AIT)

Die marginale Senkung des jährlichen Brennstoffeinsatzes wurde für die jeweiligen Aperturflächen für unterschiedliche Speichergrößen ermittelt und die Ergebnisse sind in Abbildung 14 dargestellt; wie zu erkennen, nehmen die zusätzlichen Einsparungen durch Vergrößerung des Speichervolumens ab rund 70 m<sup>3</sup> nur mehr geringfügig zu.

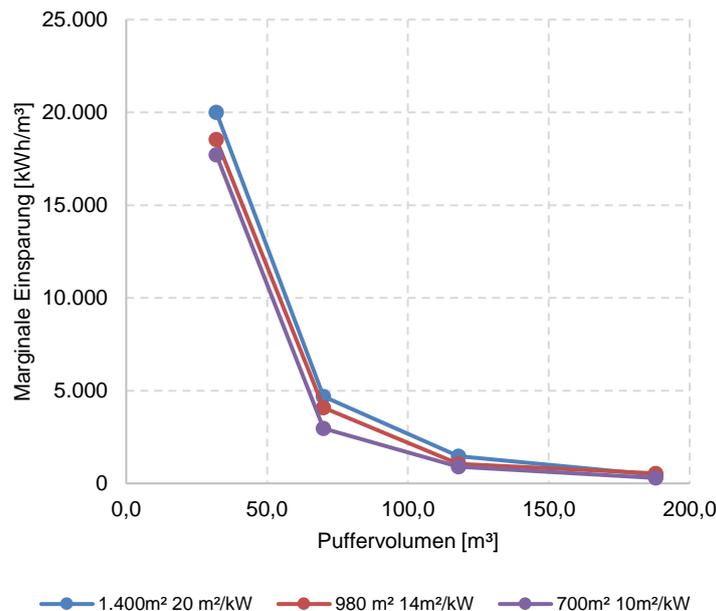


Abbildung 14: Marginale Einsparung unterschiedlicher Aperturflächen und Speichervolumina einer zentralen Solaranlage (Quelle: AIT)

Anhand dieser Ergebnisse wurden somit eine zentrale Solaranlage mit einer Aperturfläche von 980 m<sup>2</sup> sowie ein Speichervolumen von 180 m<sup>3</sup> ausgewählt. Als Module werden Großflächenkollektoren mit einer Aperturfläche von 12,35 m<sup>2</sup> herangezogen. Die Abmessung des Kollektors beträgt 2,2 x 5,9 m (beispielhaft GREENoneTEC GK 3133 S [8]). Die Module werden im Winkel von 45° aufgeständert und es wird von einem Reihenabstand der 3fachen Kollektorhöhe (4,6 m) ausgegangen, um Verschattung der Module zu vermeiden. Bei einer seriellen Verschaltung von 10 Modulen ergeben sich 8 Reihen. Die dafür erforderliche Grundfläche für die Anlage beträgt somit rund 3.500 m<sup>2</sup> (50x70 m). Die Kollektoren werden auf Tragprofilen montiert. Die Aufstellung von zwei 90-m<sup>3</sup>-Warmwasserspeichern mit einem Durchmesser von 3 m und 16 m Höhe erfolgt im Freien. Die Einbindung der Anlage in das Wärmenetz erfolgt mittels Übergabestation, welche im bestehenden Heizhaus platziert werden kann. Die Rohrleitung zwischen der Solaranlagen muss unterirdisch durch eine Straße geführt werden.

Die Jahresenergiebilanz dieses Szenarios ist in Abbildung 15 gezeigt und in der Tabelle 8 mit der IST-Situation verglichen. Der solare Jahresdeckungsgrad beträgt im Szenario A2 31% und die aktuellen Kesselverluste werden um 67% gesenkt.

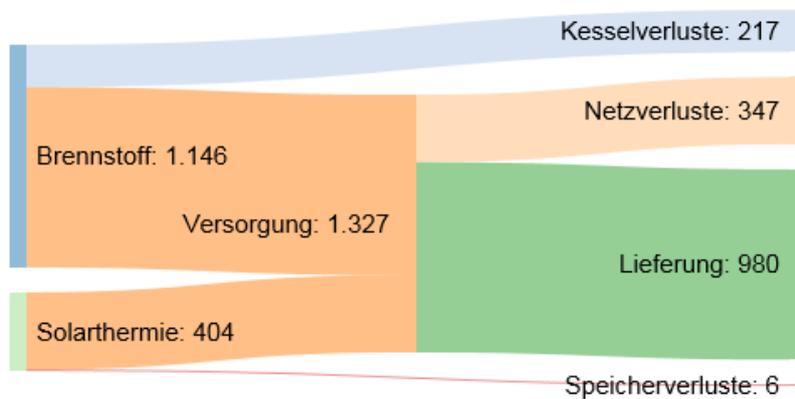


Abbildung 15: Jahresenergiebilanz [MWh] im Szenario A2  
(Quelle: AIT)

Tabelle 8: Jahresenergiebilanz im Szenario A2

Parameter	Einheit	Szenario A0	Szenario A2
Wärmebedarf Endverbraucher	MWh	980	980
Netzwärmeverluste	MWh	347	347
Netzwärmebedarf	MWh	1.327	1.327
Versorgung zentr. Solaranlage	MWh	-	398
Speicherverluste zentr. Speicher	MWh	-	6
Versorgung Kessel	MWh	1.327	929
Kesselverluste	MWh	662	217
Brennstoffeinsatz	MWh	1.989	1.146
Strombedarf Netzpumpe	MWh	76	76

## 3.2.5 Szenario A3

### 3.2.5.1 Auslegung

Im Szenario A3 erfolgt die sommerliche Warmwasserbereitung ausschließlich dezentral mittels Solarthermie, was die Kessel- und Netzstilllegung außerhalb der Heizperiode und somit die Erzielung wesentlicher Einsparungen ermöglicht. In der Tat läuft der Kessel während der Monate Juni bis August nahezu ausschließlich im Gluterhaltungsbetrieb, woraus sich erhöhte Kesselverluste ergeben; während dieser Zeit sind die Netzverluste auch besonders auffallend, denn sie betragen rund 50% des Gesamtwärmebedarfs.

Bei 9 von den 19 Wärmeabnehmern sind aktuell solarthermische Anlagen schon installiert, deren jährlichen Nettowärmeertrag auf Basis der Simulationen bei rund 57 MWh ermittelt wurde. Dies entspricht einer solaren Deckung von etwa 5% des Wärmebedarfs der einzelnen Verbraucher. Mit Fokus auf die Sommermonate kann rund 24% des Wärmebedarfs mit der bestehenden Solarthermie abgedeckt werden. Um 100% Deckung in dieser Zeit sicher zu stellen, bedarf es einer Erweiterung der bestehenden Kollektorflächen und Speichervolumina:

- Aperturfläche von derzeit 109 m<sup>2</sup> auf rund 685 m<sup>2</sup>;
- Speichervolumen von derzeit rund 7 m<sup>3</sup> auf rund 40 m<sup>3</sup>.

Dazu wurden die Flächen und Speichervolumina in Tabelle 9 vorgesehen.

Tabelle 9: Erweiterung dezentraler solarthermischer Anlagen

Verbrauchergruppe	Anzahl Verbraucher	Beheizte Fläche [m <sup>2</sup> ]	Spez. HWB [kWh/m <sup>2</sup> a]	Spez. WWB [kWh/m <sup>2</sup> a]	Lastprofil	Aperturfläche je Verbraucher [m <sup>2</sup> ]	Orientierung [°] N=0°; S=180°	Speichervolumen [l]
EFH	8	140	145	15	EFH	9	164	1.000
EFH	11	140	145	15	EFH	9	169	1.000
GW	5	920	95	5	GW	75	191	3.300
GW	1	1.500	95	5	GW	140	180	3.300

Mittels orthografischer Fotos wurde die maximal mögliche Dachfläche für die Erweiterung der Anlagen ermittelt. Dem zur Folge stehen in Summe rund 2.900 m<sup>2</sup> an Dachfläche zur Verfügung. Grundsätzlich kann damit der sommerliche Wärmebedarf abgedeckt werden. Da die einzelnen Flächen der angeschlossenen Verbraucher nicht bekannt sind, kann die Betrachtung nicht auf Einzelobjekte heruntergebrochen werden.

Nicht zuletzt sind in den einzelnen Gebäuden Flächen für die Installation der Pufferspeicher im Bereich der Wärmeverteiler erforderlich. Die Verfügbarkeit dieser Flächen ist in dieser Studie als gegeben angenommen, muss jedoch künftig überprüft werden.

### 3.2.5.2 Ergebnisse

Auf Basis der oben beschriebenen Auslegung kann ein jährlicher Wärmebedarf von 275 MWh gedeckt werden. Dies entspricht einem solaren Deckungsgrad von rund 26% bzw. einem sommerlichen Deckungsgrad von 100%. Der jährliche Stagnationsanteil der Anlagen beträgt rund 30% der jährlichen solaren Gewinne bzw. 89 MWh.

Die Jahresenergiebilanz dieses Szenarios ist in Abbildung 16 gezeigt und in der Tabelle 10 der IST-Situation gegenübergestellt. Die Kesselverluste werden um 29% und die Netzverluste um 21% gesenkt. Darüber hinaus reduziert sich der Strombedarf der Netzpumpen aufgrund der verminderten Laufzeit von rund 76 MWh auf 57 MWh.

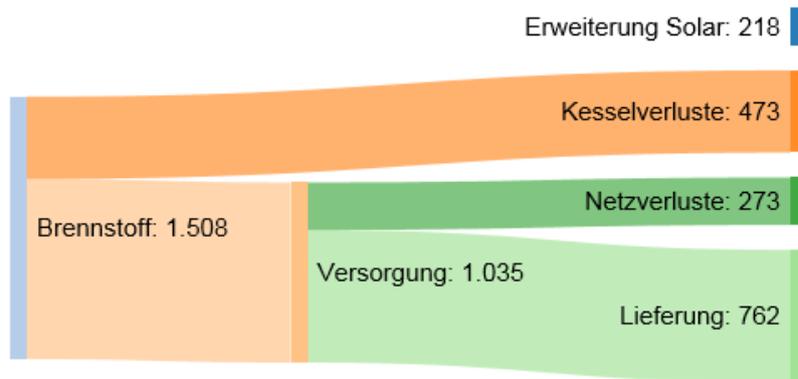


Abbildung 16: Jahresenergiebilanz [MWh] im Szenario A3  
(Quelle: AIT)

Tabelle 10: Jahresenergiebilanz im Szenario A3

Parameter	Einheit	Szenario A0	Szenario A3
Erweiterung Solaranlagen	MWh	-	218
Ext. Wärmebedarf Endverbraucher	MWh	980	762
Netzwärmeverluste	MWh	347	273
Netzwärmebedarf	MWh	1.327	1.035
Versorgung Kessel	MWh	1.327	1.035
Brennstoffeinsatz	MWh	1.989	1.508
Strombedarf Netzpumpe	MWh	76	57

### 3.2.6 Szenario A4

#### 3.2.6.1 Auslegung

Wie im Szenario A3 erfolgt die sommerliche Warmwasserbereitung im Szenario A4 auch ausschließlich dezentral. Kessel- und Netz können somit während dieser Zeit ausgeschaltet werden und die Wärmeversorgung erfolgt in diesem Szenario über dezentrale Speicher mit integrierten Luft-Wärmepumpen.

Eine Leistungszahl (COP) von 3 wurde für eine Lufttemperatur von 15 °C, einer Wassertemperatur von 60 °C und einem Gütegrad von 0,4 ermittelt.

Für die Dimensionierung des Speichervolumens wird von einem täglichen Warmwasserbedarf von 50 Liter pro Person bei 60 °C ausgegangen. Bei einer durchschnittlichen Haushaltsgröße von 2,5 Personen pro Haushalt ergibt sich somit ein Bedarf von 125 Liter pro Haushalt. Am Markt sind Wärmepumpen mit 300 Liter Speichervolumen verfügbar. Dabei erfolgt die Warmwassertemperatur je nach Hersteller bis zu 60 °C mittels Wärmepumpe und darüber hinaus mittels Elektroheizstab. Aufgrund eines geringen Warmwasserbedarfs in Büro bzw. öffentlichen Gebäuden wird in diesen ebenfalls ein 300 Liter Speicher vorgesehen. Für die Betriebsgebäude sowie Mehrfamilienhäuser wird von 3.000 Jahresbetriebsstunden ausgegangen. Monatliche Wärmeverbrauchsdaten waren für 1 Verbraucher mit hohem Warmwasserbedarf verfügbar. Anhand dieser Daten wurde ein täglicher Warmwasserbedarf von rund 1.000 Liter ausgegangen. Um Lastspitzen abzufedern sowie aus Gründen der Ausfallssicherheit wird für diese Verbraucher von einer durchschnittlichen Speichergröße von 2.000 Liter ausgegangen.

### 3.2.6.2 Ergebnisse

Die Jahresenergiebilanz dieses Szenarios ist in Abbildung 17 gezeigt und in der Tabelle 11 der IST-Situation gegenübergestellt. Die Kesselverluste werden um 18% und die Netzverluste um 21% gesenkt. Darüber hinaus reduziert sich der Strombedarf der Netzpumpen aufgrund der verminderten Laufzeit von rund 76 MWh auf 58 MWh. Auf der anderen Seite kommt es in dieser Variante zu 31 MWh Strombedarf für die dezentrale Wärmeerzeugung, die zzgl. einer 36-MWh-Gewinnung von der Wärmequelle 67 MWh beträgt.

Im Gegensatz zum Szenario A3 sind hier die dezentralen Erzeuger ausschließlich während der Sommermonate in Betrieb, was den höheren jährlichen externen Wärmebedarf dieser Variante erklärt.

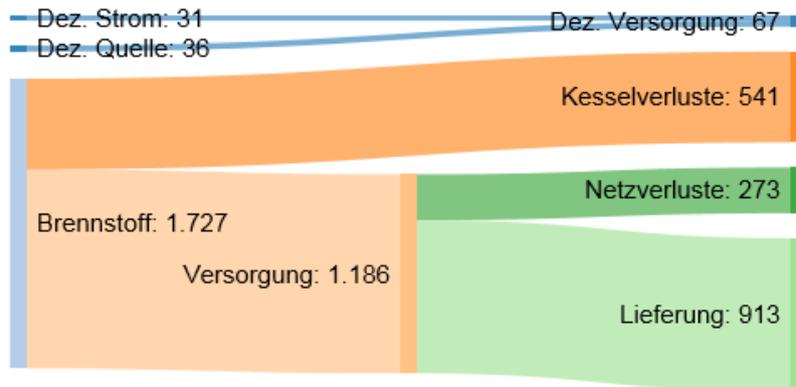


Abbildung 17: Jahresenergiebilanz [MWh] im Szenario A4  
(Quelle: AIT)

Tabelle 11: Jahresenergiebilanz im Szenario A4

Parameter	Einheit	Szenario A0	Szenario A4
Dezentrale Erzeugung	MWh	-	67
Ext. Wärmebedarf Endverbraucher	MWh	980	913
Netzwärmeverluste	MWh	347	273
Netzwärmebedarf	MWh	1.327	1.186
Versorgung Kessel	MWh	1.327	1.186
Brennstoffeinsatz	MWh	1.989	1.727
Strombedarf für Power2Heat	MWh	-	31
Strombedarf Netzpumpe	MWh	76	58

### 3.2.7 Szenario A5

#### 3.2.7.1 Auslegung

Im Szenario A5 wird eine Wärmeversorgung aus der bestehenden dezentralen Solarthermie und aus einem Anergienetz mit Booster-Wärmepumpen betrachtet. Als Wärmequelle der Wärmepumpen dient das bestehende Wärmenetz auf sehr geringem Temperaturniveau. Wesentliche Vorteile dieser Netze sind einerseits die geringen Wärmeverluste und andererseits können Wärmequellen auf geringem Temperaturniveau (Abwärme, erneuerbare Energieträger) in das Netz eingebunden werden. Durch den Einsatz von Kurz- und/oder Langzeitwärmespeicher ist eine Einspeisung auch zeitlich unabhängig. Zusätzlich dazu ermöglichen Anergienetze insbesondere während der Heizperiode dank sich zwischen 8 und 18 °C üblicherweise belaufender Netztemperaturen eine höhere Effizienz der Wärmepumpe.

Die maximale Heizlast während der übermittelten Heizperiode 2013/2014 betrug 545 kW bei einem arithmetischen Mittelwert von 143 kW. Legt man stündliche Mittelwerte zu Grunde, so beträgt die maximale Last 482 kW. Korrigiert man diese Werte noch mit Heizgradtagen, so ergibt sich eine

maximale stündliche Heizlast von 674 kW. Der Wärmebedarf kommunaler und betrieblicher Verbraucher wird auf 67% bei einer Heizlast von 285 kW geschätzt. Derzeit sind Transportleitungen mit Nenndurchmesser zwischen DN40 und DN80 ausgeführt. Der Netzdruck liegt aktuell bei rund 4,1 bar. Aufgrund der geringen Leitungsdimensionen kann die erforderliche Heizlast nicht bei Temperaturen von 8-18 °C abgedeckt werden. Um die verbleibende Heizlast bereitzustellen wird im Regelbetrieb von einer Vorlauftemperatur von 45 °C und einer Rücklauftemperatur von 5 °C ausgegangen. Die maximale Vorlauftemperatur zur Abdeckung der Heizlast beträgt 55 °C.

Jeder Verbraucher wird mit einer Booster-Wärmepumpe sowie einem Warmwasserspeicher ausgestattet. Die Wärmepumpen wurden auf Basis von Volllaststunden ermittelt. Dazu wird bei Einfamilienhäusern von 1.800 sowie bei gewerblichen Verbrauchern von 1.600 Volllaststunden ausgegangen. In der Tabelle 12 sind die eingesetzten Wärmepumpen bzw. Speicher angeführt.

Tabelle 12: Dimensionierung der Booster- Wärmepumpen

Anzahl	Verbraucher	Ext. Wärmebedarf [kWh]	Volllaststunden [h/a]	Nennleistung [kW]	Pufferspeicher [l]
19	Einfamilienhäuser	389	1.800	12	500
6	Gewerbe	591	1.600	70	500

In Abbildung 18 ist ein hydraulisches Schema dieser Variante dargestellt. Die Wärmesenktemperatur der Booster-Wärmepumpen wurde mit 65 °C festgelegt, was ggf. benutzerseitige Sanierungsmaßnahmen impliziert.

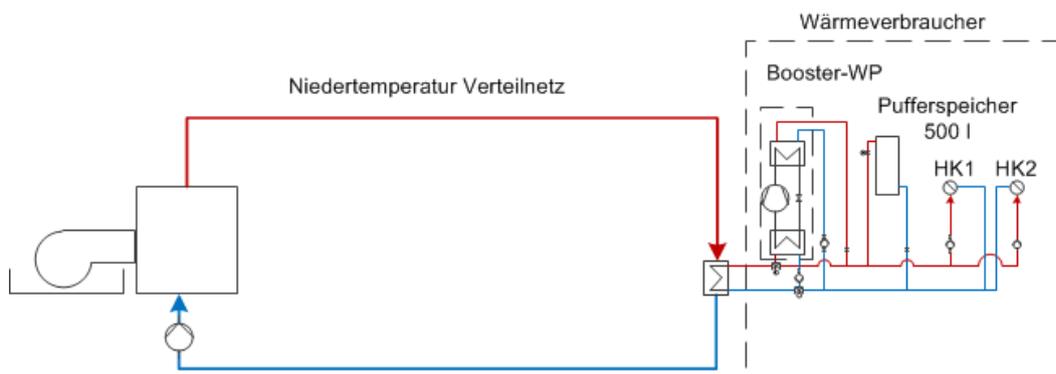


Abbildung 18: Hydraulikschema Szenario A5  
(Quelle: AIT)

### 3.2.7.2 Ergebnisse

Die Jahresenergiebilanz dieses Szenarios ist in Abbildung 19 gezeigt und in der Tabelle 13 der IST-Situation gegenübergestellt. Die Kesselverluste werden um 23% und die Netzverluste um 89% gesenkt. Darüber hinaus reduziert sich der Strombedarf der Netzpumpe um 12% (9 MWh) aufgrund der verminderten Fließgeschwindigkeit (durchschnittlich 0,45 m/s, mit 3,9 bar Druckverlust), die die neue Temperaturspreizung ermöglicht.

Die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpen beträgt 5,8. Daraus ergibt sich ein jährlicher Strombedarf von rund 170 MWh. Durch die verminderten Wärmeverluste im Netz reduzieren sich die Volllaststunden des Kessels und somit auch der Kesselwirkungsgrad um rund 4%. Der Brennstoffeinsatz reduziert sich somit von 2.031 MWh auf 1.356 MWh.

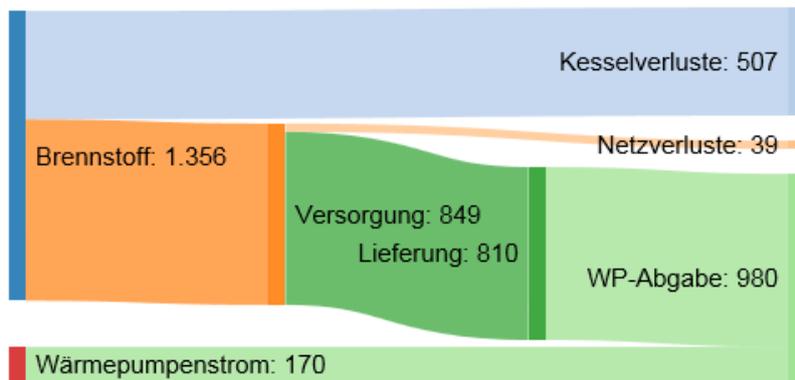


Abbildung 19: Jahresenergiebilanz [MWh] im Szenario A4  
(Quelle: AIT)

Tabelle 13: Jahresenergiebilanz im Szenario A5

Parameter	Einheit	Szenario A0	Szenario A5
Strombedarf Booster-Wärmepumpen	MWh	-	170
Ext. Wärmebedarf Endverbraucher	MWh	980	810
Netzwärmeverluste	MWh	347	39
Netzwärmebedarf	MWh	1.327	849
Versorgung Kessel	MWh	1.327	849
Brennstoffeinsatz	MWh	1.989	1.356
Strombedarf Netzpumpe	MWh	76	67

### 3.2.8 Szenarienvergleich

Für das Fallbeispiel A wurden den Bestand (Szenario 0) und 5 Szenarien bewertet:

- Szenario A1: Einsatz zentrales Pufferspeichers;
- Szenario A2: Zentrale Solarthermie für 100% Deckung des sommerlichen Netzwärmebedarfs;
- Szenario A3: Sommerliche Netzstilllegung und dezentrale Wärmeversorgung mittels Solarthermie;
- Szenario A4: Sommerliche Netzstilllegung und dezentrale elektrische Wärmeversorgung (Luft-Wärmepumpen und Heizstäbe);
- Szenario A5. Anergienetz und Einsatz dezentraler Booster-Wärmepumpen.

In der

Tabelle 14 und in den nachfolgenden Diagrammen sind die wesentlichen Ergebnisse der Bewertung gegenübergestellt: Brennstoffeinsatz, Stromverbrauch, Wärmeverluste, Amortisationszeit der Maßnahme.

Das Szenario A1 zeigt mit 3 Jahre Amortisationszeit die weitaus größte Wirtschaftlichkeit. Zusammen mit A1 wurde A2 für die genaueren ökonomischen Analysen sowie die Nachhaltigkeitsanalysen gewählt. Die zu diesem Zweck erarbeiteten Stücklisten sind im Annex.

In Anbetracht sowohl der langen Amortisationszeiten als auch der komplizierten Umsetzung von Varianten, die benutzerseitige Maßnahmen erfordern, wurden die Szenarien A3, A4 und A5 weiteren Bewertungen nicht unterzogen.

Tabelle 14: Szenarienvergleich Fallbeispiel A (Energiegrößen in MWh/a)

Parameter	A0	A1	A2	A3	A4	A5
Brennstoffeinsatz	1.989	1.704	1.146	1.508	1.727	1.356
Stromverbrauch Umwälzpumpen	76	76	76	57	58	67
Stromverbrauch Power2Heat	-	-	-	-	31	170
Netzwärmeverluste	347	347	347	273	273	39
Kesselverluste	662	376	217	473	541	507
Amortisationszeit [a]	-	3	30	36	22	36

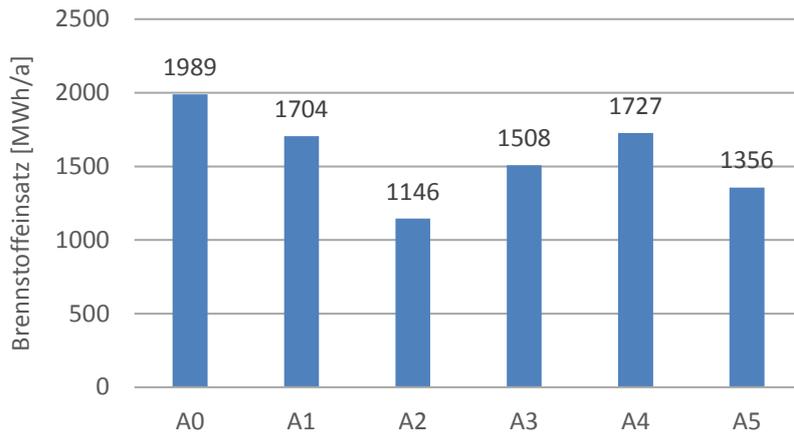


Abbildung 20: Szenarienvergleich Fallbeispiel A: Brennstoffeinsatz  
(Quelle: AIT)

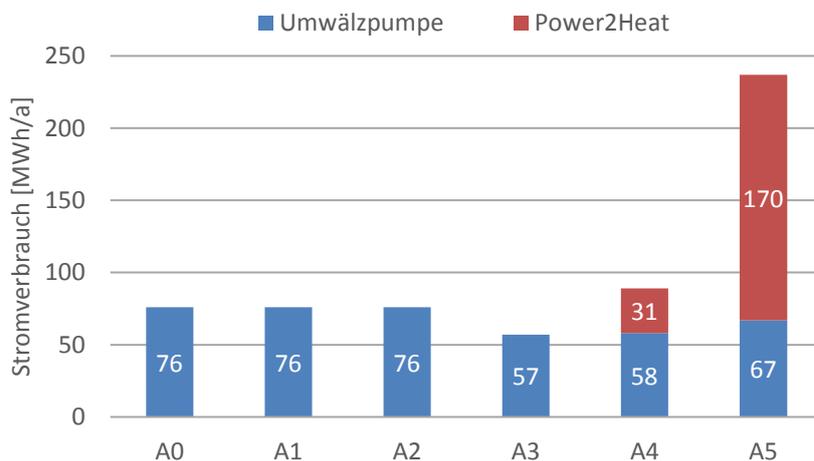


Abbildung 21: Szenarienvergleich Fallbeispiel A: Stromverbrauch  
(Quelle: AIT)

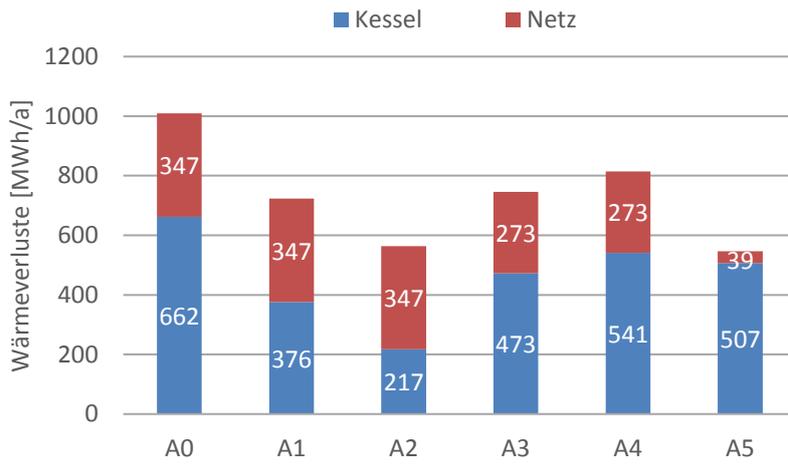


Abbildung 22: Szenarienvergleich Fallbeispiel A: Wärmeverluste  
(Quelle: AIT)

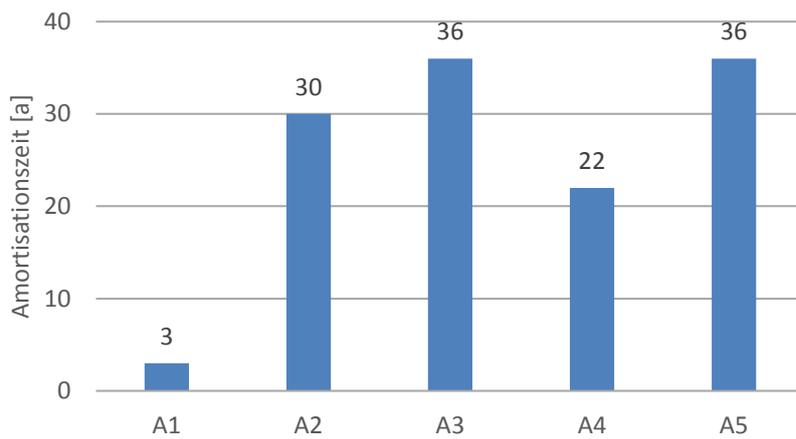


Abbildung 23: Szenarienvergleich Fallbeispiel A: Amortisationszeit  
(Quelle: AIT)

## 3.3 Fallbeispiel B

### 3.3.1 Ausgangsdaten

#### 3.3.1.1 Wärmeverbraucher

Zu den 50 Verbrauchern vom Wärmenetz zählen private Ein- und Mehrfamilienhäuser, ein Seniorenhaus, das Stadtgemeindeamt und andere öffentliche Gebäude (u.a. Kindergarten und Schulen), eine Bank, Gewerbe. Die Berechnung des Wärmebedarfs basiert auf:

- 40 Abnehmern mit einer durchschnittlichen beheizten Fläche von 300 m<sup>2</sup>, einem spezifischen Heizwärmebedarf von 135 kWh/(m<sup>2</sup>a) sowie einem Warmwasserbedarf von 5 kWh/(m<sup>2</sup>a);
- 10 Gewerbebetrieben und öffentlichen Gebäuden mit einer durchschnittlichen beheizten Fläche von 2.500 m<sup>2</sup>, einem Heizwärmebedarf von 135 kWh/(m<sup>2</sup>a) und einem Warmwasserbedarf von 2 kWh/(m<sup>2</sup>a).

Die wesentlichen Ausgangsdaten sind in Tabelle 2 angeführt. Daraus ergibt sich ein jährlicher Gesamtwärmebedarf von rund 5.641 MWh, der sich in 875 MWh während der Sommermonate und 4.765 MWh während des Winterbetriebs aufteilt.

Tabelle 15: Fallbeispiel B. Ausgangsdaten zur Wärmebedarfsermittlung

Anzahl Verbraucher EFH	-	40
Summe beheizte Fläche	m <sup>2</sup>	12.000
Spez. Wärmebedarf	kWh/(m <sup>2</sup> a)	140
Anzahl Verbraucher Gewerbe	-	10
Summe beheizte Fläche	m <sup>2</sup>	25.000
Spez. Wärmebedarf	kWh/(m <sup>2</sup> a)	137

#### 3.3.1.2 Wärmeverteilung

Die Rohrleitungen bestehen aus Isoplus Einrohr DN125 mit zweifach verstärkter Isolierung:

- Mediumrohr mit Außendurchmesser 139,7 mm und Wandstärke 3,6 mm;
- Mantelrohr mit Außendurchmesser 280 mm und Wandstärke 3,9 mm.

Die Leitungslänge beträgt rund 4.300 km und die wesentlichen Daten sind in der Tabelle 16 angeführt. Die Bodentemperatur wird mithilfe einer linearen Temperaturkurve in Abhängigkeit der Außentemperatur mit Glättungsfunktion angesetzt. Die Vorlauftemperatur des Wärmenetzes wird in Abhängigkeit der Außentemperatur festgelegt und beträgt gleitend zwischen 93 und 75 °C.

Die Wärmeverluste der Rohrleitung lassen sich analog [2] berechnen. Sie betragen 856 MWh/a und entsprechen einem Anteil von rund 15% der an den Endkunden gelieferten Wärmemenge und von rund 13% der Gesamtwärmeabgabe ins Netz. Dieser Anteil ist natürlich nicht stabil über das Jahr, sondern ist geringer im Winter (durchschnittlich 11% in den Monaten Oktober-April) und steigt im Sommer (durchschnittlich 39% in den Monaten Mai-September).

Weitere Verluste sind zur Speicherfläche zu rechnen. Es handelt sich um Transmissions- und Strahlungsverluste und bei 15 °C Umgebungstemperatur wurden sie insgesamt 16,3 MWh/a (6,7 MWh im Sommer, 9,6 MWh im Winter) ermittelt.

Tabelle 16: Fallbeispiel B. Ausgangsdaten zur Wärmeverteilung

Trassenlänge	m	4.300
Leitungsdurchmesser	mm	139,7
Manteldurchmesser	mm	280
Wärmeleitfähigkeit der Dämmung	W/(m·K)	0,024
Abstand zwischen Rohren	cm	50
Verlegetiefe	m	0,96
Min. Erdreichtemperatur	°C	2
Max. Erdreichtemperatur	°C	14
Aufschlag Druckverluste Rohreinbauten	%	120
Hydraulische Pumpeneffizienz	%	75
Elektrische Pumpeneffizienz	%	95
Vorlauftemperatur	°C	$87,47-0,3925 \cdot T [^{\circ}\text{C}]$
Rücklauftemperatur	°C	$51,34+0,1146 \cdot T [^{\circ}\text{C}]$
Volumenstrom im Netz	m <sup>3</sup> /h	$2,373+0,022 \cdot Q [\text{kW}]$
Sommerbetrieb	-	Mai-September

Anhand dieser Daten ergibt sich ein berechneter jährlicher Wärmebedarf von 6.498 MWh (5.285 MWh im Winter, 1.213 MWh im Sommer), der von den aktuellen Angaben nicht abweicht. Die berechnete geordnete Jahresdauerlinie ist in Abbildung 24 dargestellt und mit den Messwerten vom Jahr 2014 verglichen. 2014 war der Wärmebedarf ungefähr 25% weniger aufgrund der kleinen Anzahl von Verbrauchern. Stündliche Messwerte von 2016 liegen nicht vor.

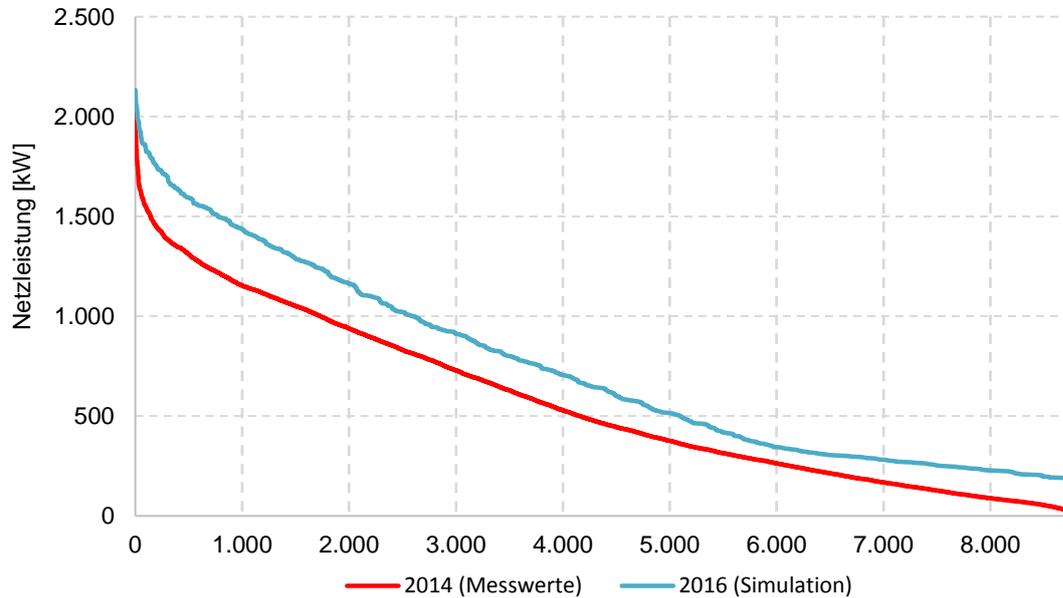


Abbildung 24: Abgleich von Mess- und Modelldaten  
(Quelle: AIT)

Der berechnete jährliche Strombedarf von den Pumpen beträgt 6,4 MWh, geteilt in 6,2 MWh in den Winterbetrieb und in 0,2 MWh in den Sommermonaten.

### 3.3.1.3 Wärmeerzeugung

Die Wärmeversorgung des Nahwärmenetzes erfolgt mit folgenden Anlagen:

- einem 1900kW-Winterkessel mit 250kW-Rauchgaskondensation;
- einem 350kW-Sommerkessel;
- eine 115kW-Solaranlage auf dem Dach des Heizhauses
- einem 2500kW-Heizölkessel für Spitzenlast (nur ausnahmsweise eingeschaltet).

Ein Pufferspeicher mit Volumen 50 m<sup>3</sup> ist auch im Heizhaus installiert. Der Sommer- und der Winterkessel werden mit Waldhackgut gefeuert. Die Zusammensetzung sowie die Feuchte des Brennstoffes werden nicht gemessen wodurch ein durchschnittlicher Feuchtegehalt von 20% sowie eine Schüttdichte von 220 kg/srm angesetzt wurden. Dies entspricht einer Brennstoffzusammensetzung aus Fichten-, Tannen-, und Buchenholz bei einem errechneten Heizwert von 3,99 kWh/kg. Der Betrieb vom Sommerkessel läuft von Ende April bis Anfang Oktober. Außerhalb dieses Zeitfensters wird der Winterkessel in Einsatz genommen. In den Berechnungen wurde ein geschätzter Brennstoffmehrbedarf von 30% für die Anfahr- bzw. Ausbrandphase für beide Kessel berücksichtigt. Die Daten von den Kesseln sind in folgenden Tabellen angeführt, in denen die Annahmen kursiv gekennzeichnet sind. Der Sommerkessel bringt deutlich mehr Leistung als den Nennwert und aus diesem Grund wurde die Nennleistung auf 500 kW in dieser Berechnungen eingetragen.

Tabelle 17: Fallbeispiel B. Ausgangsdaten zum Winterkessel

Kesselnennleistung	kW	1900
Minimale Kesselleistung	kW	400
Wirkungsgrad	%	90/70*
O <sub>2</sub> -Gehalt im Rauchgas	%	10/13*
CO-Gehalt im Rauchgas	ppm	50/150/7000**
Rauchgastemperatur vor Kondensation	°C	10·Q <sup>0,33</sup>
Kondensationstemperatur	°C	60
Kesseloberfläche	m <sup>2</sup>	70
Kesseloberflächentemperatur	°C	42
Mehrbedarf Gluterhaltung	%	30
Heizwert Brennstoff	kWh/kg	3,99
Feuchtegehalt Brennstoff	%	20

\*Volllast/ Teillast

\*\* Volllast/ Teillast/ Schwachlast

Tabelle 18: Fallbeispiel B. Ausgangsdaten zum Sommerkessel

Kesselnennleistung	kW	350*
Minimale Kesselleistung	kW	150
Wirkungsgrad	%	90/60**
O <sub>2</sub> -Gehalt im Rauchgas	%	8/14**
CO-Gehalt im Rauchgas	ppm	160/220**
Rauchgastemperatur	°C	96+0,4·Q <sup>0,33</sup>
Kesseloberfläche	m <sup>2</sup>	35
Kesseloberflächentemperatur	°C	42
Mehrbedarf Gluterhaltung	%	30
Heizwert Brennstoff	kWh/kg	3,99
Feuchtegehalt Brennstoff	%	20

\*mit Miscanthus, 500 kW mit Waldhackgut

\*\* Volllast/ Teillast

Tabelle 19: Fallbeispiel B. Ausgangsdaten zu den Solarkollektoren

Ausrichtung	-	N61W
Einzelne Aperturfläche	m <sup>2</sup>	13,1
Anzahl	-	16
Schiefe	°	23,17/19,74/16,32/12,89*
Optischer Wirkungsgrad bei $\Delta T=0$ K $\eta_0$	-	0,791
Wärmedurchgangskoeffizient $k_1$	W/(m <sup>2</sup> K)	2,979
Wärmedurchgangskoeffizient $k_2$	W/(m <sup>2</sup> K <sup>2</sup> )	0,029

\*je vier Kollektoren

Die Solaranlage besteht aus 16 auf dem Dach des Heizhauses verlegenen >guatmugl< Kollektoren. Der Heizölkessel wird nur für Spitzenlast eingeschaltet und zeigt nur wenige jährliche Betriebsstunden (ca. 50 im Jahr 2014). Deswegen wurde er in diesen Berechnungen nicht berücksichtigt.

Die sich daraus ergebenden geordneten Jahresdauerlinien von den Netz- und Anlagenleistungen sind in folgender Abbildung 25 dargestellt. Die jährlichen Volllaststunden vom Winterkessel betragen 2.604 und die vom Sommerkessel 3.314. Ein jährlicher Brennstoffeinsatz von 7.545 MWh kann abgeschätzt werden.

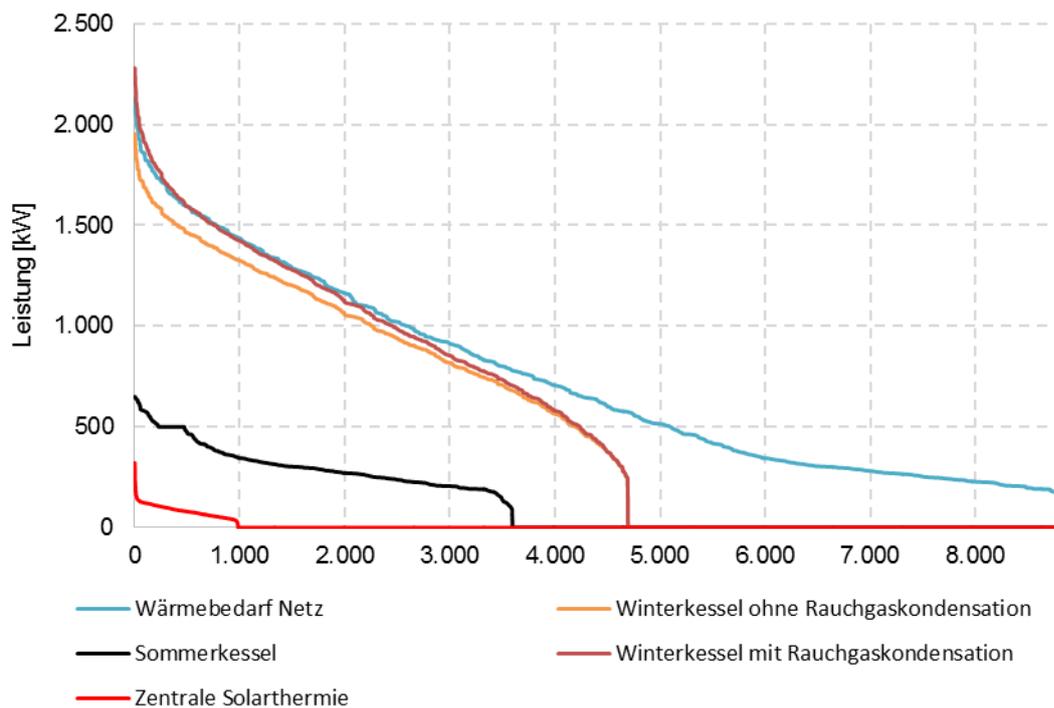


Abbildung 25: Geordnete Jahresdauerlinien von Netz- und Anlagenleistungen  
(Quelle: AIT)

### 3.3.2 Szenario B0 (IST-Situation)

Die Jahresenergiebilanz der IST-Situation ist im Sankey-Diagramm in Abbildung 26 dargestellt.

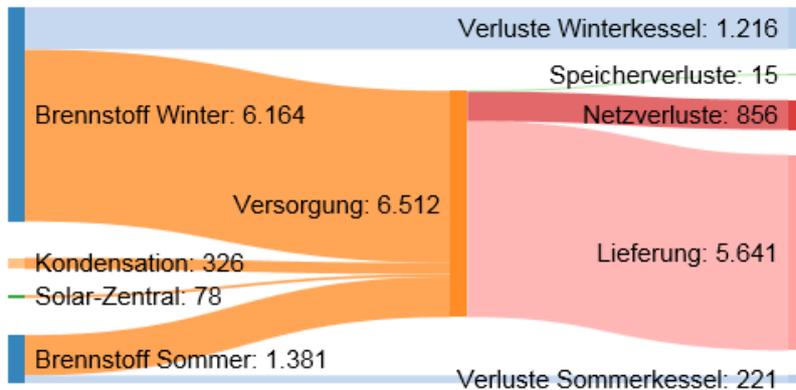


Abbildung 26: Jahresenergiebilanz [MWh] im Szenario B0  
(Quelle: AIT)

Die thermischen Verlusten entsprechen einem Anteil von rund 13% der jährlichen Wärmeeinspeisung ins Netz (Versorgung) und dieser Anteil ansteigt, wenn auf die Sommermonate bezogen wird (bis auf 35% in Juli-August). Die monatliche Aufteilung der Versorgung in Verluste (von Netz und Speicher) und Lieferung ist in der Abbildung 27 dargestellt. Die Abbildung 28 zeigt das prozentuale Verhältnis.

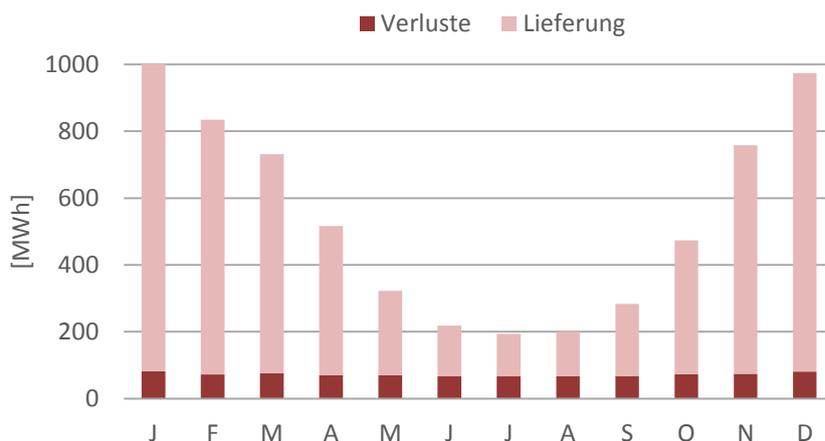


Abbildung 27: Monatliche Wärmelieferung und Wärmeverluste im Szenario B0  
(Quelle: AIT)

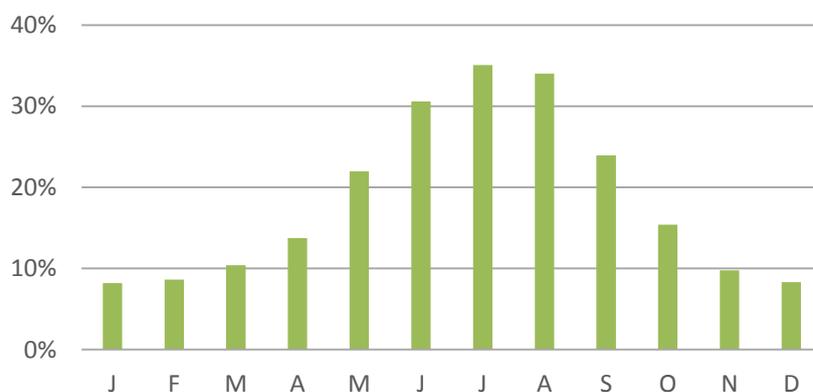


Abbildung 28: Monatliches Verhältnis Wärmeverluste/Wärmeversorgung im Szenario B0  
(Quelle: AIT)

In Anbetracht der IST-Situation wurden im Projekt folgende Maßnahmen identifiziert und bewertet, um die Energieeffizienz der Wärmeversorgung zu erhöhen:

- Integration dezentraler Speicher bei allen Abnehmern zur Minderung der Netzverluste außerhalb der Heizperiode durch Kessel- und Netzstilllegung und Warmwasserbereitung durch:
  - dezentrale Solarthermie (Szenario B1);
  - zeitweisen Betrieb von Netz und zentralen Anlagen, solange für die Speicherbeladung benötigt (Szenarien B2 und B3);
- Integration einer Wärmepumpe zur aktiven Rauchgaskondensation (Szenario B4).

Insgesamt wurden somit vier Szenarien analysiert.

### 3.3.3 Szenario B1

#### 3.3.3.1 Auslegung

Als erste Maßnahme wurde die Installation von Solarkollektoren auf Dachflächen in Erwägung gezogen. Im Vergleich zu zentralen Anlagen würde die Erzeugung von Wärme direkt bei den Verbrauchern die Verteilungsverluste vermeiden sowie niedrigere Speichertemperaturen und Speicherverluste ermöglichen. Die Voraussetzung ist, dass alle Verbraucher mit geeigneten dezentralen Kollektoren für Warmwasserbereitung ausgestattet sind, damit von Mitte Mai bis Mitte September Kessel und Netz abgeschaltet werden können. Während das Netz stillliegt, wird der Wärmeertrag von den zentralen Solarkollektoren in den zentralen Pufferspeicher gespeichert, solange die Speicherkapazität ermöglicht. Mithilfe orthographischer Fotos wurde die Größe der potentiellen Dachflächen abgeschätzt, die entweder horizontal oder mit einer positiven Komponente des Normalvektors nach dem Südhemisphere (West und Osten eingenommen) ausgerichtet sind und für die Installation von Solarkollektoren geeignet aussehen. Insgesamt betragen diese freien Flächen ungefähr 8.000 m<sup>2</sup>. Dieser Wert wurde grob um 50% auf 4.000 m<sup>2</sup> reduziert, um nicht benutzbare Anteile und Schattierung zu berücksichtigen. Auf den horizontalen Flächen wurde die Installation der Kollektoren mit Ausrichtung südwärts angenommen. Vereinfacht wurde für alle Kollektoren eine Neigung von 30° festgelegt. Zusammenfassend sind die vorhandenen Dachflächen:

- 2.000 m<sup>2</sup> nach Süden;
- 1.600 m<sup>2</sup> nach Ost und Südost;
- 400 m<sup>2</sup> nach West und Südwest.

Die getroffenen Annahmen für die Temperaturen sind:

- Speicher- und Kollektorvorlauftemperatur 60 °C;
- Kollektorrücklauftemperatur 81 °C;
- Umgebungstemperatur im Speicherraum 18 °C.

Die Berechnung der Solarerzeugung basiert auf Strahlungs- und Temperaturdaten von Meteonom bezogen auf Salzburg, genauer gesagt auf den durchschnittlichen Messwerten über 20 Jahre (1981-2000). Die Annahmen über den Kollektoren, die in Anbetracht der erfahrungsgemäß typischen Werte der dezentralen Solarthermie getroffen wurden, sind in folgender Tabelle 20 angeführt.

Tabelle 20: Ausgangsdaten zu den dezentralen Solarkollektoren im Szenario B1

Optischer Wirkungsgrad bei $\Delta T=0$ K $\eta_0$	-	0,785
Wärmedurchgangkoeffizient $k_1$	W/(m <sup>2</sup> K)	3,594
Wärmedurchgangkoeffizient $k_2$	W/(m <sup>2</sup> K <sup>2</sup> )	0,014

Laut dem Leitfaden sollen die Speichervolumina nicht kleiner als 50 Liter pro m<sup>2</sup> Kollektorfläche dimensioniert werden. Die Speicherverluste wurden analog ÖNORM EN 15316 4-3 (vgl. [1]) berechnet. Die Erstauslegung der Anlage erfolgte auf Basis der Ausbildungsunterlagen von klima:aktiv (vgl. [7]). Dazu liegen Auslegungsnomogramme für Kollektor und Speicher in Abhängigkeit von Sommerlast sowie Deckungsgrad vor, welches in Abbildung 11 schon dargestellt wurde. Der Abbildung zufolge

beträgt die erforderliche spezifische Solarkollektorfläche zu einer vollständigen Sommerdeckung mindestens 20 m<sup>2</sup>/kW. Das sich daraus ergebende minimale Puffervolumen beträgt rund 4 m<sup>3</sup>/kW. In den Monaten Juni-August beträgt der arithmetische Mittelwert des Wärmebedarfs 1,25 kW für Einfamilienhäuser und 13,5 kW für Mehrfamilienhäuser und Gewerbe. Daraus folgt:

- 25 m<sup>2</sup> Aperturfläche und 5 m<sup>3</sup> Puffervolumen für Einfamilienhäuser;
- 270 m<sup>2</sup> Aperturfläche und 54 m<sup>3</sup> Puffervolumen für Mehrfamilienhäuser und Gewerbe.

Insgesamt ergeben sich daher 3.700 m<sup>2</sup> Aperturfläche sowie 5.600 m<sup>3</sup> Puffervolumen.

### 3.3.3.2 Ergebnisse

Die jährliche Direktstrahlung über die ganzen Aperturflächen (3.700 m<sup>2</sup>) beträgt ungefähr 4.084 MWh und die jährliche Wärmeerzeugung 853 MWh. Der im gleichen und umgekehrten Maß geänderte Wärmebedarf vom Netz trägt zu einer Senkung des Pumpenstroms um ca. 360 kWh/a bei, die weiter auf 450 kWh/a steigt, wenn 4 Monate im Jahr (von Mitte Mai bis Mitte September) das Netz stillliegt. Der Strombedarf von den dezentralen Umwälzpumpen wurde insgesamt bei 150 kWh/a ermittelt. Im Szenario B1 kommt es daher zu einer Netto-Stromeinsparung von 300 kWh/a. Die Jahresenergiebilanz dieses Szenarios ist in Abbildung 29 gezeigt und in der Tabelle 21 der IST-Situation gegenübergestellt. Die Netzverluste werden im Szenario B1 um 31% gesenkt.

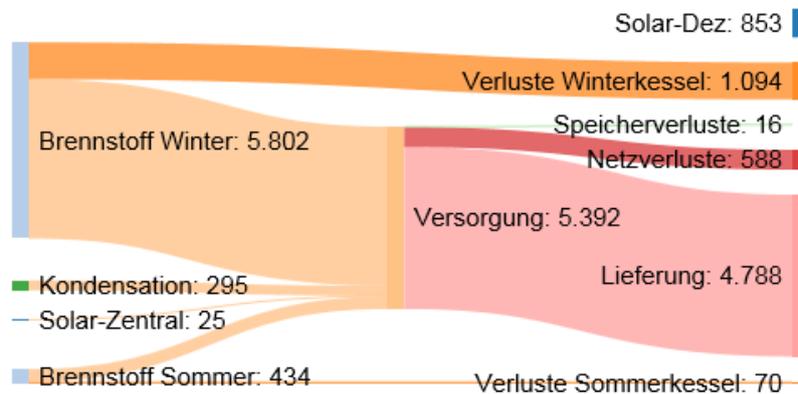


Abbildung 29: Jahresenergiebilanz [MWh] im Szenario B1  
(Quelle: AIT)

Tabelle 21: Jahresenergiebilanz im Szenario B1

Parameter	Einheit	Szenario B0	Szenario B1
Wärmelieferung dezentraler Solarthermie	MWh	-	853
Ext. Wärmebedarf Endverbraucher	MWh	5.641	4.788
Netzwärmeverluste	MWh	856	588
Speicherwärmeverluste	MWh	15	16
Wärmeversorgung	MWh	6.512	5.329
Brennstoffeinsatz	MWh	7.545	6.236
Strombedarf Netzpumpe	MWh	6,4	6,1
Strombedarf dezentraler Solarthermie	MWh	-	0,150

Die jährlichen Betriebsstunden von den dezentralen Solaranlagen betragen ungefähr 1.500, während die Volllaststunden der Biomassekessel in der Tabelle 22 angeführt sind. Die Tabelle 23 zusammenfasst die wichtigen Kennzahlen der dezentralen Solaranlagen im Szenario B1.

Tabelle 22: Jährliche Volllaststunden der Biomassekessel

Erzeuger	Einheit	Szenario B0	Szenario B1
Winterkessel	h/a	2.604	2.478
Sommerkessel	h/a	3.314	1.040

Tabelle 23: Kennzahlen der dezentralen Solaranlagen

Jährlicher Solardeckungsgrad	-	13,7%
Spezifischer Solarertrag	kWh/(a·m <sup>2</sup> )	246
Jahressystemnutzungsgrad (inkl. aller zentralen Erzeuger)	-	90,4%
Solarer Systemnutzungsgrad (Abgabe in die Speicher/Einstrahlung)	-	22,3%

Während das Netz stillliegt, wird der Wärmeertrag von den zentralen Solarkollektoren in den zentralen Pufferspeicher gespeichert. Daraus erfolgt eine Reduktion des zentralen Solarertrags, welcher von der Speicherkapazität beschränkt ist, von den aktuellen 78 bis auf 25 MWh/a.

### 3.3.4 Szenario B2

#### 3.3.4.1 Auslegung

Im Szenario B2 wurde der Einsatz dezentraler Speicher bei jeder Übergabestation analysiert, die einmal täglich durch zeitweise Aktivierung von Netz und zentralen Erzeugern beladen werden. Auf diese Weise kann man eine Reduktion der thermischen Verluste des Netzes erzielen.

Die dezentralen Speicher sorgen für den ganzen täglichen Bedarf der Verbraucher, der laut dem Berechnungstool wie in der Tabelle 24 angeführt durchschnittlich beträgt.

Tabelle 24: Durchschnittlicher täglicher Wärmebedarf der Verbraucher

Verbraucher	Einheit	Warmwasser	Heizung Übergangszeit	Heizung Winter
Einfamilienhäuser	kWh/d	4,1	35	160
Gewerbe	kWh/d	13,7	413	1.546

Die Beladungstemperaturen für die Heizung wurden in Anbetracht des aktuellen simulierten Betriebs angenommen: Mittelwert auf 81 °C im Sommer und 86 °C im Winter. Die Mindesttemperatur der Speicher wurde auf 52 °C angesetzt (Mittelwert der aktuellen Rücklauftemperatur). Für die Warmwasserbereitung wurde hingegen eine niedrigere Beladungstemperatur auf 65 °C gewählt, um die Speicherverluste zu reduzieren, und eine Mindesttemperatur bei 10 °C (Frischwasser) festgelegt. Darauf basierend wurden die in der Tabelle 25 angeführten benötigten Speichervolumina ermittelt.

Tabelle 25: Benötigte Volumina der dezentralen Speicher

Verbraucher	Einheit	Warmwasser	Heizung Übergangszeit	Heizung Winter
Einfamilienhäuser	m <sup>3</sup>	0,07	1,1	4,2
Gewerbe	m <sup>3</sup>	0,2	12,7	40,5

Um eine sichere Warmwasserbereitung zu gewährleisten wurde in dieser Berechnung von größeren Speichern ausgegangen: 150 Liter für Private, 400 Liter für Gewerbe. Das gesamte tägliche Volumen für alle Private und alle Gewerbe beträgt somit ca. 10 m<sup>3</sup> für Warmwasserbereitung, 17 m<sup>3</sup> für die Heizung in der Übergangszeit und 58 m<sup>3</sup> für die Heizung im Winter.

#### 3.3.4.2 Ergebnisse

Für die Berechnung der Verluste wurden eine Umgebungstemperatur beim Speicher von 18 °C und eine Oberflächentemperatur von 20 °C angenommen. Daraus folgen allgemeine Transmissions- und Strahlungsverluste bei:

- 17 MWh/a für die Warmwasserbereitung;
- 42 MWh/a für die Heizung, wenn die Speicher für den durchschnittlichen Tagesbedarf der Übergangszeit dimensioniert sind;
- 161 MWh/a für die Heizung, wenn die Speicher für den durchschnittlichen Tagesbedarf der Winterzeit dimensioniert sind.

Bezüglich der Beladungszeit kann man von 1 Stunde für die Übergangszeit und von 2 Stunden für den Winter realistisch ausgehen. Wenn außerhalb dieser Zeit die Netzpumpe ausgeschaltet wird und kein Massenstrom in der Rohrleitung fließt, sinken die Netzverluste um ca. 127 MWh/a (d.h. von den

aktuellen 856 MWh/a bis 729 MWh/a). Diese Verringerung der Verluste folgt aus der Tatsache, dass die Temperatur innerhalb der Rohrleitung und damit die treibende Kraft der Wärmeübergang (Temperaturunterschied zwischen Rohrleitung und Erdreich) abwärts gehen.

Da dieser Verringerung kleiner als die mit dieser Maßnahme aufgetretenen Speicherverluste (220 MWh/a) ist, zeigt sich der Einsatz von dezentralen Speichern für Warmwasserbereitung und ganzjährige Heizung nachteilhaft. Obwohl andererseits die Verluste des zentralen Speichers von 16,3 MWh/a auf 14,3 MWh/a sinken, ist diese Einsparung ganz vernachlässigbar. Anhand analoger Berechnungen kann die Nachteilhaftigkeit von dezentralen Speichern für Warmwasserbereitung und Heizung in der Übergangszeit auch abgeleitet werden.

Sehr kleine Vorteile zeigt hingegen der Einsatz von dezentralen Speichern für die einzige Warmwasserbereitung in den Monaten ohne Heizung. In diesem Fall betragen die ganze Speicherverluste 3 kW. Daraus folgen ungefähr 8 MWh für die 5 Monate ohne Heizung, während die Netzverluste in derselben Zeitfenster 311 MWh betragen. Insgesamt ergeben sich daher ca. 319 MWh Verluste, die um etwas kleiner als die Verluste ohne dezentrale Speicher (342 MWh in derselben Zeitfenster im Szenario B0) sind. Die Jahresenergiebilanz dieses Szenarios ist in Abbildung 30 gezeigt und in der Tabelle 26 der IST-Situation gegenübergestellt. Die Netzverluste werden im Szenario B2 um 3,6% und der Strombedarf der Netzpumpe um 3,1% gesenkt.

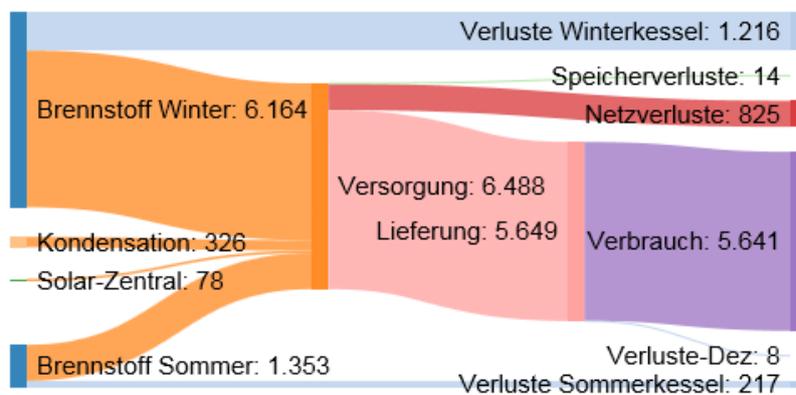


Abbildung 30: Jahresenergiebilanz [MWh] im Szenario B2  
(Quelle: AIT)

Tabelle 26: Jahresenergiebilanz im Szenario B2

Parameter	Einheit	Szenario B0	Szenario B2
Ext. Wärmebedarf Endverbraucher	MWh	5.641	5.641
Netzwärmeverluste	MWh	856	825
Speicherwärmeverluste (zentral)	MWh	15	14
Wärmeverluste dezentraler Speicher	MWh	-	8
Wärmeversorgung	MWh	6.512	6.488
Brennstoffeinsatz	MWh	7.545	7.517
Strombedarf Netzpumpe	MWh	6,4	6,2

Von einem thermodynamischen Aussichtspunkt zeigt sich das Szenario B2 daher nicht besonders attraktiv. Außerdem können die täglichen Temperaturschwankungen das Netz unerwünschter Materialermüdung aussetzen, wodurch die tatsächliche Machbarkeit durch spezifische Untersuchungen zu überprüfen ist. Trotzdem bietet die daraus entstehende zusätzliche Möglichkeit, die dezentralen Speicher auch im Winter für die Abdeckung der Spitzenlast in Einsatz zu nehmen, einen zu betonenden wesentlichen Vorteil, wie in Abbildung 31 verdeutlicht. Der Diagramm bezieht auf den Bedarfsprofil vom 15. Jänner (einem der kältesten Tage), mit 37,2 MWh Heizungsbedarf, 0,3 MWh Warmwasserbedarf und 2,5 MWh Netzverlust; die Gesamtkapazität der dezentralen Speicher beträgt ca. 630 kWh und ist von jeder einzelnen blauen Fläche dargestellt, wenn sie zweimal zur Reduktion der Spitzenlast verwendet wird. Bei so einer Betriebsstrategie dürfte der heizölgefeuerten Spitzenlastkessel nicht mehr

notwendig sein und die damit verbundenen Betriebs- und Instandhaltungskosten können wahrscheinlich eingespart werden.

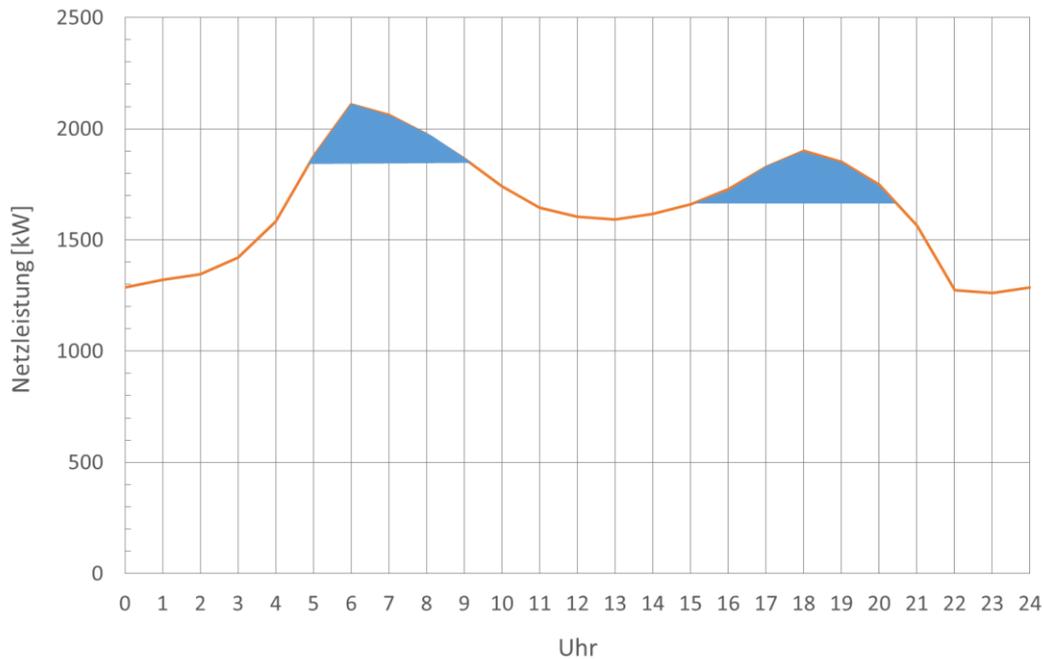


Abbildung 31: Mögliche Spitzenlastreduktion durch Einsatz dezentraler Speicher  
(Quelle: AIT)

### 3.3.5 Szenario B3

Das Szenario B3 basiert auf dem Szenario B2 mit der zusätzlichen Maßnahme, nach der täglichen Beladung der dezentralen Wärmespeicher den Wasserfluss im Netz umzukehren, bis die ganze Warmwassermenge innerhalb des Vorlaufs (ca. 30 m<sup>3</sup>) in den zentralen Speicher eingespeist worden ist und sich das ganze Netz bei der Rücklauftemperatur befindet. Diese Maßnahme würde die Investitionskosten erhöhen (ein System für die Strömungsumkehr muss installiert werden), aber würde auf der anderen Seite die Netzverluste bei abgeschaltetem Netz dank des kälteren Vorlaufs weiter senken. Das lässt sich in Abbildung 32 verdeutlichen, wobei der Verlauf der Netzverluste über 24 Stunden außerhalb der Heizperiode in den Szenarien B0, B2, B3 gezeigt ist. Hier wurde eine realistische Zeit von 90 Minuten für die Vorlauferwärmung vor der Speicherbeladung in beiden Varianten sowie für die Strömungsumkehr im Szenario B3 angesetzt. Die sich daraus ergebenden täglichen Netzverluste sind in der Tabelle 27 angeführt; während sie im Szenario B2 um 9,7% gesenkt werden, beträgt die Reduktion im Szenario B3 33,0%.

Der Vergleich ist in der Abbildung 33, wobei das Szenario B1 angefangen von der Netzstilllegung auch inkludiert wurde, auf eine längere Zeit erweitert. Der periodische Verlauf mit 1-Tag-Periode in den Szenarien B2 und B3 ist ersichtlich, während die Kurve vom Szenario B1 stetig konvex fällt und dem Grenzwert 0 asymptotisch annähert, sodass 10 Tage nachher die Verluste vernachlässigbar sind. Weitere Daten sind in der Tabelle 28 angeführt.

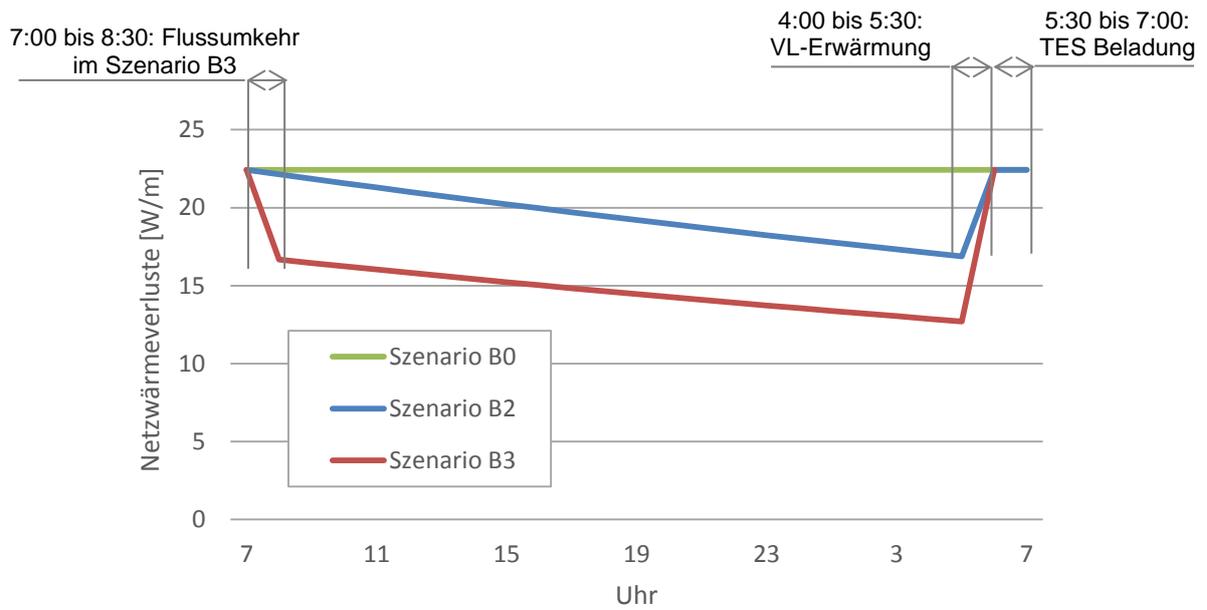


Abbildung 32: Verlauf der Netzwärmeverluste an den Tagen ohne Heizung in den Szenarien B0, B2, B3 (Quelle: AIT)

Tabelle 27: Thermische Verluste an den Tagen ohne Heizung in den Szenarien B0, B2, B3

Parameter	Einheit	B0	B2	B3
Netzverluste	kWh/d	2.220	2.005	1.488
Tot. Verluste dezentraler Speicher	kWh/d	-	48	48

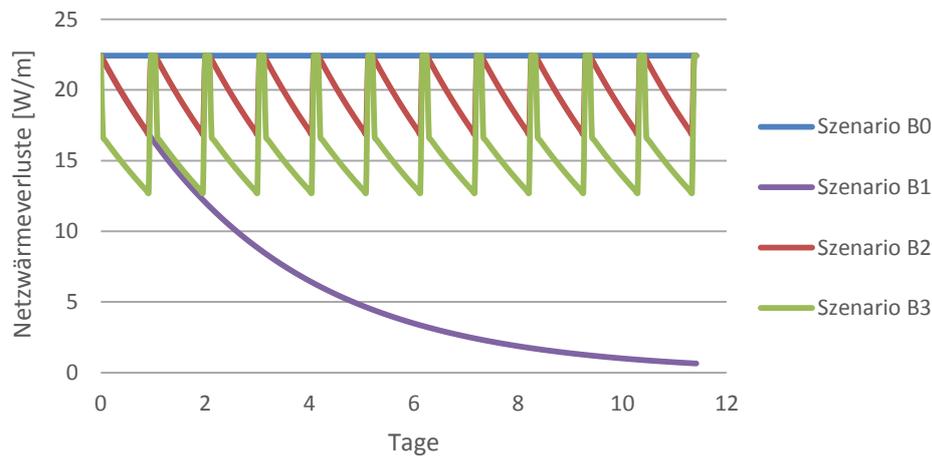


Abbildung 33: Verlauf der Netzwärmeverluste in den ersten Tagen ohne Heizung in den Szenarien B0, B1, B2, B3 (Quelle: AIT)

Tabelle 28: Vergleich der thermischen Verluste in den Szenarien B0, B1, B2, B3

Parameter	Einheit	B0	B1	B2	B3
Netzverluste Mai-September	MWh	342	74	311	230
Netzverluste im Jahr	MWh	856	588	825	744
Netzverluste/Anlagenertrag Mai-Sep.	-	27,4%	7,3%	25,6%	20,2%
Netzverluste/Anlagenertrag im Jahr	-	13,2%	9,4%	12,7%	11,6%

Die Jahresenergiebilanz dieses Szenarios ist in der Abbildung 34 gezeigt und in der Tabelle 29 Tabelle 26 der IST-Situation gegenübergestellt. Die Netzverluste werden im Szenario B3 um 13% und der Strombedarf der Netzpumpe um 1,6% gesenkt.

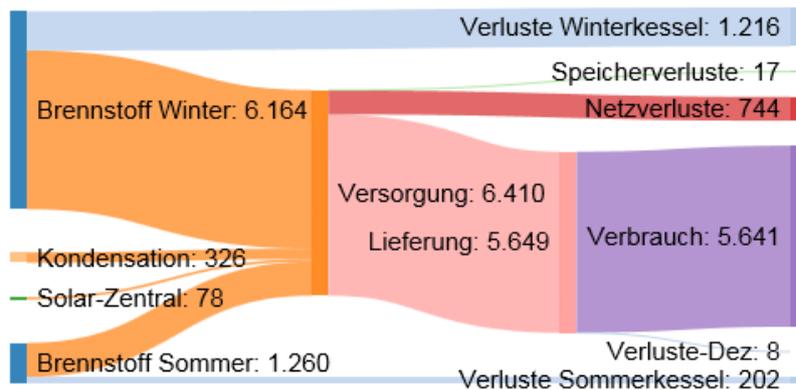


Abbildung 34: Jahresenergiebilanz [MWh] im Szenario B3  
(Quelle: AIT)

Tabelle 29: Jahresenergiebilanz im Szenario B3

Parameter	Einheit	Szenario B0	Szenario B3
Ext. Wärmebedarf Endverbraucher	MWh	5.641	5.641
Netzwärmeverluste	MWh	856	744
Speicherwärmeverluste (zentral)	MWh	15	17
Wärmeverluste dezentraler Speicher	MWh	-	8
Wärmeversorgung	MWh	6.512	6.410
Brennstoffeinsatz	MWh	7.545	7.424
Strombedarf Netzpumpe	MWh	6,4	6,3

Zusätzlich zu den periodischen Temperaturschwankungen, die wie im Szenario B2 das Netz unerwünschter Materialermüdung aussetzen könnten, kann ein Nachteil dieser Variante im sophisticateden Regelkreis gesehen werden.

### 3.3.6 Szenario B4

#### 3.3.6.1 Auslegung

Im Szenario B4 wird der Einsatz einer Wärmepumpe zur aktiven Rauchgaskondensation beim Sommer- und Winterkessel betrachtet. Die Rauchgaskondensation ermöglicht eine Wärmerückgewinnung, die entweder direkt im Netz (typischerweise im Rücklauf) oder mittels einer externen Kältequelle erfolgt. Je niedriger die Kondensationstemperatur ist, desto höher sind der Kondensationsanteil und die Wärmerückgewinnung. Man spricht von aktiver Rauchgaskondensation, wenn eine externe Kältequelle und eine Wärmepumpe in Einsatz genommen werden. Die Rolle der Wärmepumpe ist es, die rückgewonnene Wärme von der Kältequelle ins Netz zu übertragen.

Das Konzept ist in der Abbildung 35 dargestellt: der Rauchgas kondensiert mittels einer Kältequelle, die in einem Zwischenkreis wieder abgekühlt wird und damit als Quelle der Wärmepumpe wirkt (d.h. zusätzlich zum Rauchgaskondensator ist ein Wärmetauscher, der auch als Verdampfer des Kältemittels

der Wärmepumpe wirkt). Eine Rauchgaskondensation ohne Zwischenkreis (d.h. direkt im Verdampfer des Kältemittels) würde das Schema vereinfachen und höhere Kondensationsanteile ermöglichen, aber basiert auf experimentellen Untersuchungen ist nicht realisierbar, weil sie hohe Schwankungen im Wärmepumpenbetrieb verursacht.

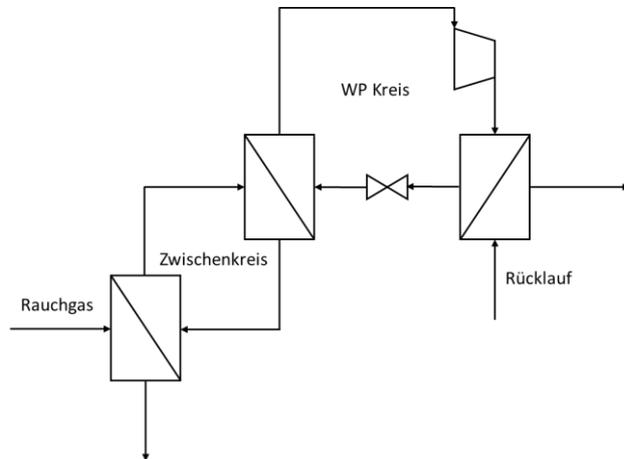


Abbildung 35: Aktive Rauchgaskondensation mit Zwischenkreis  
(Quelle: AIT)

Die Wärmepumpen sind vom Gütegrad  $\eta$  und von der tatsächlichen Leistungszahl  $COP_T$  gekennzeichnet, die in folgendem Zusammenhang mit Quelle- und Senketemperatur (in Kelvin) stehen:

$$COP_T = \eta \frac{T_S}{T_S - T_Q}$$

Die Leistung der Wärmepumpe (d.h., die ins Hochtemperatursenke übertragene Wärme) steht in Zusammenhang mit der Leistungszahl und der durch der Kondensation rückgewonnene Wärme (WRG), wie in folgender Formel beschrieben:

$$Leistung = WRG \left( 1 + \frac{1}{COP_T - 1} \right)$$

Das Wert  $WRG/(COP_T - 1)$  entspricht dem elektrischen Strom, der für den Betrieb der Wärmepumpe verbraucht wird.

Ein Gütegrad von 50% und Wärmepumpen mit Mindestleistung 25% der Nennleistung wurden in dieser technischen Analyse angenommen. Die Rauchgaskondensation wurde bei 40 °C mit einem Kondensationsanteil von 35% festgelegt. Das Kältemittel erreicht nach dem Verdichter eine Temperatur 15 °C über den Rücklauf, um darin die Einspeisung der rückgewonnenen Wärme zu ermöglichen.

Die Auslegung erfolgte basierend auf dem Sommerkessel. Hier ergibt sich bei einer 35%-Rauchgaskondensation eine Wärmerückgewinnung von 131,7 MWh/a, mit Höchstwert 88,3 kW, und eine Höchstleistung der Wärmepumpe von 117,6 kW. Der Höchstwert vom Strombedarf beträgt 26,7 kW. Für eine Analyse, die den Abgleich zwischen mehreren Lösungen ermöglicht, wurden die Berechnungen mit unterschiedlichen thermischen Leistungen durchgeführt. Die wesentlichen Ergebnisse lassen sich in

Tabelle 30 zusammenfassen. Die optimale Nennleistung liegt bei 120 kW.

Tabelle 30: Aktive Rauchgaskondensation beim Sommerkessel (Kondensationsanteil 35%)

Nennleistung kW	Mindestleistung kW	Jährlicher Ertrag MWh/a	Strombedarf MWh/a	Brennstoffeinsatz MWh/a
100	25	160,4	36,6	1128,7
110	27,5	162,7	36,6	1126,2
120	30	162,8	36,3	1126,1
130	32,5	157,9	35,0	1131,5
140	35	153,0	34,1	1136,9
150	37,5	145,4	32,6	1145,4

### 3.3.6.2 Ergebnisse

Die Jahresenergiebilanz dieses Szenarios ist in der Abbildung 36 gezeigt und in der Tabelle 31 Tabelle 26 der IST-Situation gegenübergestellt. Die Wärmepumpe ermöglicht, 67% der Sommerkesselverluste und 45% der Winterkesselverluste (71% inkl. der bestehenden Kondensationsanlage) zu rückgewinnen, weswegen sich der sämtliche Biomassebedarf im Vergleich zum Szenario B0 um 12,1% (912 MWh/a) verringert. Die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe liegt bei 4,5. Die Wärmeabgabe in den Rücklauf verursacht eine Temperaturerhöhung um 6-12 °C; zu diesem Bezug muss es überprüft werden, ob daraus Probleme für den Kesselbetrieb entstehen.

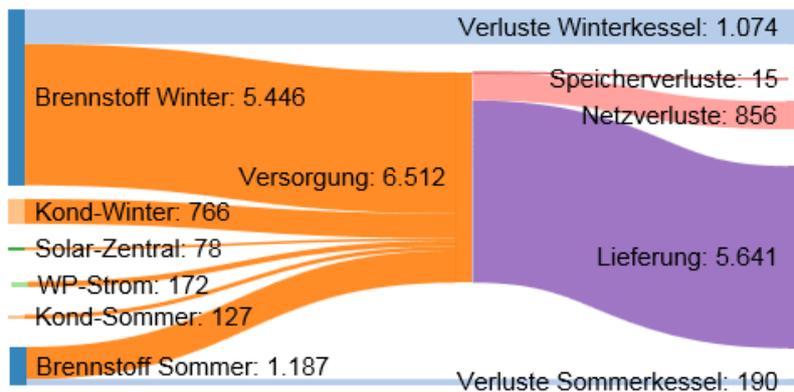


Abbildung 36: Jahresenergiebilanz [MWh] im Szenario B4  
(Quelle: AIT)

Tabelle 31: Jahresenergiebilanz im Szenario B4

Parameter	Einheit	Szenario B0	Szenario B4
Ext. Wärmebedarf Endverbraucher	MWh	5.641	5.641
Netzwärmeverluste	MWh	856	856
Speicherwärmeverluste (zentral)	MWh	15	15
Wärmeversorgung	MWh	6.512	6.410
Kondensationsrückgewinnung	MWh	326	893
Brennstoffeinsatz	MWh	7.545	6.633
Strombedarf Wärmepumpe	MWh	-	172
Strombedarf Netzpumpe	MWh	6,4	6,4

### 3.3.7 Szenarienvergleich

Für das Fallbeispiel B wurden den Bestand (Szenario 0) und 4 Szenarien bewertet:

- Szenario B1: 4-Monate-Netzstilllegung und Einsatz dezentraler Solarkollektoren mit 100% Bedarfsdeckung;
- Szenario B2: 5-Monate-Netzstilllegung mit zeitweiser Reaktivierung für die tägliche Beladung dezentraler Wärmespeicher;
- Szenario B3: Wie Szenario B2 mit zusätzlicher Strömungsumkehr nach jeder Beladung, um bei stillliegendem Netz die thermischen Verluste im Vorlauf zu vermindern;
- Szenario B4: Einsatz einer Wärmepumpe zur aktiven Rauchgaskondensation.

In der Tabelle 32 und in den nachfolgenden Diagrammen sind die wesentlichen Ergebnisse der Bewertung gegenübergestellt: Brennstoffeinsatz, Stromverbrauch, Wärmeverluste, Amortisationszeit der Maßnahme.

Die Szenarien B1 und B2 zeigen lange Amortisationszeiten; einerseits B1 wegen eines hohen Investitionsaufwands, andererseits B2 hauptsächlich wegen geringerer sich ergebender Einsparungen. Das Szenario B3 zeigt mit 12,4 Jahre Amortisationszeit die größte Wirtschaftlichkeit; trotzdem wurden aufgrund ihrer komplizierten Umsetzung alle Varianten, die benutzerseitige Maßnahmen erfordern, genaueren Bewertungen nicht unterzogen. Für die genaueren ökonomischen Analysen sowie die Nachhaltigkeitsanalysen wurde das Szenario B4 gewählt; die entsprechende Stückliste ist im Annex.

Tabelle 32: Szenarienvergleich Fallbeispiel B (Energiegrößen in MWh/a)

Parameter	B0	B1	B2	B3	B4
Brennstoffeinsatz	7.545	6.236	7.517	7.424	6.633
Stromverbrauch Umwälzpumpen	6,41	6,25	6,22	6,28	6,41
Stromverbrauch Power2Heat	-	-	-	-	172
Netzwärmeverluste	856	588	825	744	856
Kesselverluste	1.111	869	1.107	1.092	371
Solarertrag zentral	78	25	78	78	78
Solarertrag dezentral	-	853	-	-	-
Speicherverluste zentral	15	16	14	17	15
Amortisationszeit [a]	-	34	38	12,4	14

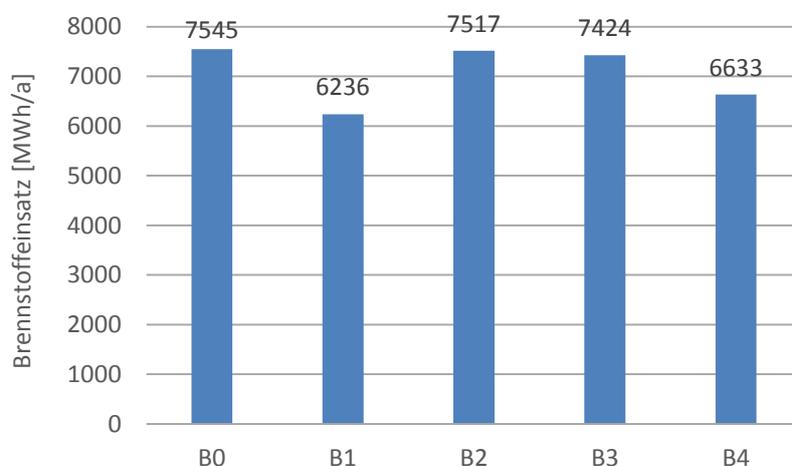


Abbildung 37: Szenarienvergleich Fallbeispiel B: Brennstoffeinsatz  
(Quelle: AIT)

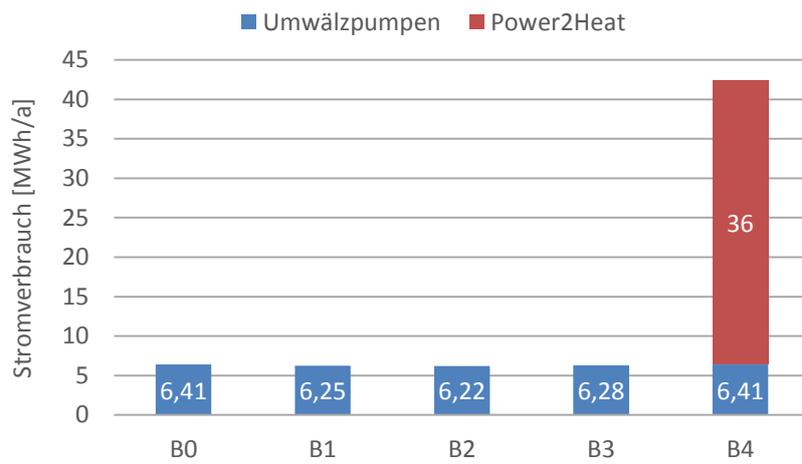


Abbildung 38: Szenarienvergleich Fallbeispiel B: Stromverbrauch  
(Quelle: AIT)

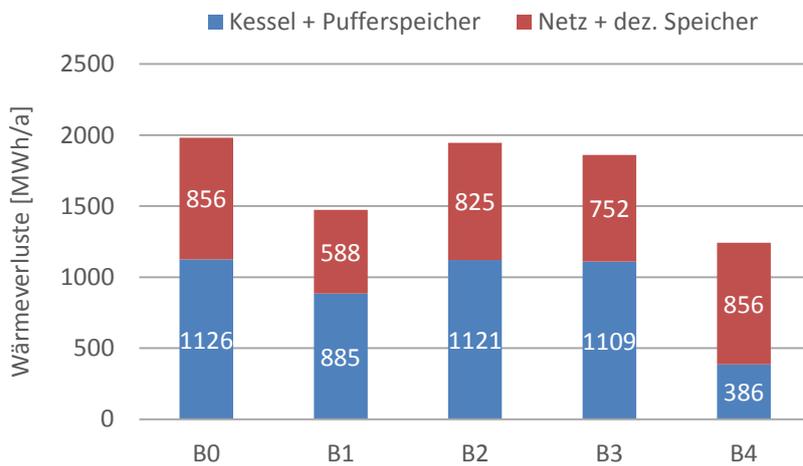


Abbildung 39: Szenarienvergleich Fallbeispiel B: Wärmeverluste  
(Quelle: AIT)

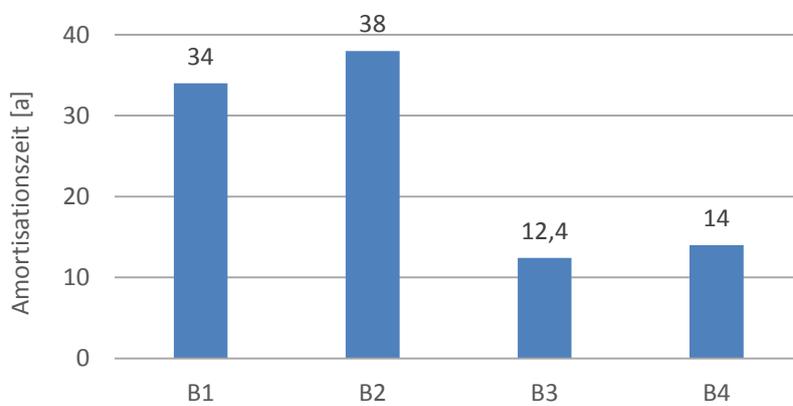


Abbildung 40: Szenarienvergleich Fallbeispiel B: Amortisationszeit  
(Quelle: AIT)

## 3.4 Fallbeispiel C

### 3.4.1 Ausgangsdaten

#### 3.4.1.1 Wärmeerzeugung

Die Wärmeversorgung erfolgt mit folgenden Anlagen:

- einem 2.500-kW-Winterkessel (Nennwirkungsgrad 85%);
- einem 500-kW-Sommerkessel (Nennwirkungsgrad 85%);
- einer 1.500-kW-Auskoppelung von Industrieabwärme;
- einem mobilen Heizcontainer als Ausfallsicherheit.

Zwei Pufferspeicher je mit Volumen 45 m<sup>3</sup> sind auch installiert. Außerhalb der Zeit der jährlichen Industrierevision (ungefähr 4 Wochen im Jahr) wird die Abwärme als Grundlast ins Netz eingespeist. Obwohl die vorhandene Menge viel größer ist, wird eine auf 1500 kW begrenzte Auskoppelung eingesetzt, um einen von der Industrie zu abhängigen Netzbetrieb zu vermeiden.

Der Brennstoff von beiden Sommer- und Winterkessel ist Waldhackgut. Für ein großes Teil des Jahres (ca. Mai-September, ungefähr 2.500 Stunden im Jahr 2014 und 3.600 im Jahr 2015) reicht die Industrieabwärme aus, um den gesamten Wärmebedarf abzudecken, und daher ist der Betrieb vom Biomassekessel nur zu wenigen Stunden beschränkt. Die stündlichen Leistungsmesswerte des Bio-Heizwerks und der Abwärme im Jahr 2015 sind in folgender Abbildung dargestellt. Die Zeiten mit erhöhter Erzeugung aus Biomasse (blaue Ellipsen) entsprechen temporären Abschaltungen der Industrie.

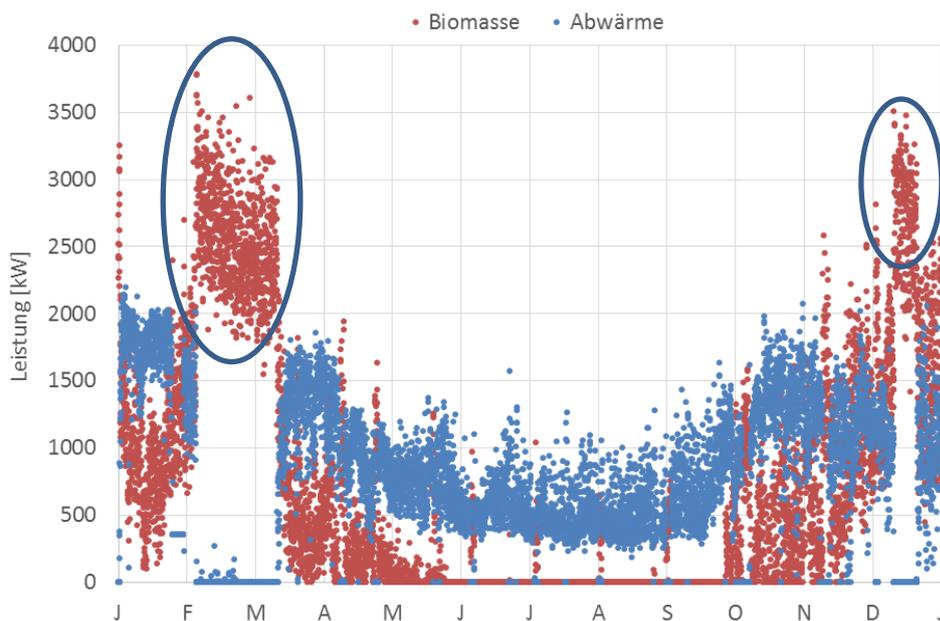


Abbildung 41: Geordnete Jahresdauerlinien der Messwerte der Biomassekessel- und Abwärmeleistung im Jahr 2015

(Quelle: AIT)

Die geordneten Jahresdauerlinien der Wärme aus Biomasse und der Abwärme im Jahr 2015 sind in der Abbildung 42 dargestellt. 2015 war der Wärmebedarf ungefähr 10% weniger als der aktuelle aufgrund der kleineren Anzahl von Verbrauchern.

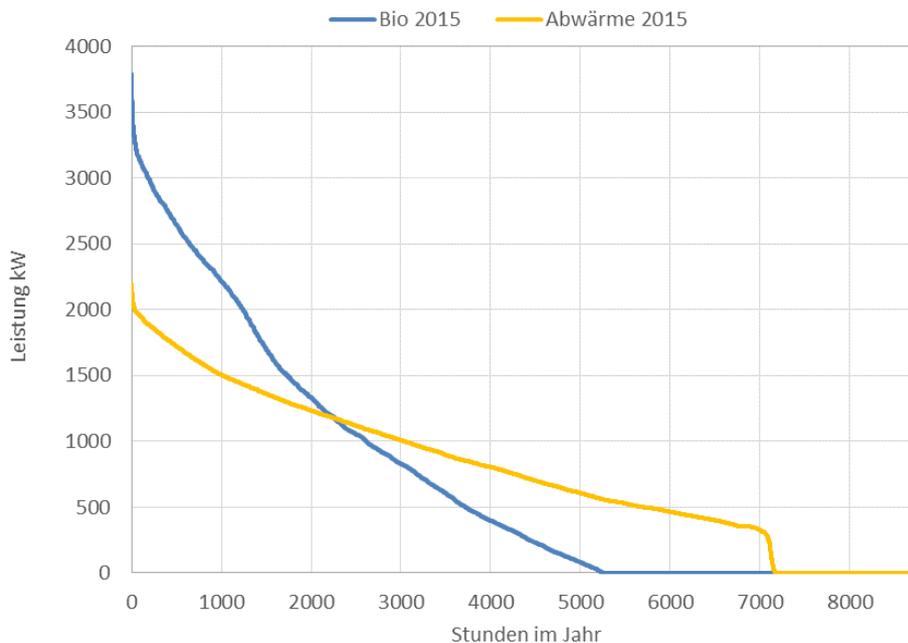


Abbildung 42: Geordnete Jahresdauerlinien der Messwerte der Biomassekessel- und Abwärmeleistung im Jahr 2015

(Quelle: AIT)

Vereinfacht wurde die im Jahr 2015 auf 90% liegende Umstellung auf Nahwärme in der Bewertung durch Teilung der Netzleistung durch 0,9 berücksichtigt. Die sich ergebende Wärmeabgabe ins Netz beträgt 14.718 MWh/a, die sich in 2.574 MWh in den Monaten Mai-September und 12.144 MWh während des Winterbetriebs aufteilt. Darüber hinaus wurde eine stabile Einspeisung der Abwärme bei 1500 kW in der Simulation der Wintermonate festgelegt und die scheinbar zufälligen Schwankungen der Betriebsdaten (von ca. 700 bis auf 2000 kW) nicht berücksichtigt. Für die jährliche Industrierevision wurden vier Wochen vom 10. Jänner bis 6. Februar in der Berechnungen angenommen; in dieser Periode wird der Sommerkessel zusätzlich zum Winterkessel bei der Nennleistung 500 kW betrieben. Die Wärmeerzeugung vom mobilen Heizcontainer wurde in den Simulationen vernachlässigt.

Bezüglich des Brennstoffes wurden ein durchschnittlicher Feuchtegehalt von 20% sowie eine Schüttdichte von 220 kg/srm in dieser Berechnung angesetzt. Dies entspricht einer Brennstoffzusammensetzung aus Fichten-, Tannen-, und Buchenholz bei einem errechneten Heizwert von 3,99 kWh/kg. Ein geschätzter Brennstoffmehrbedarf von 30% für die Anfahr- bzw. Ausbrandphase wurde zusätzlich dazu für beide Kessel berücksichtigt. Die Ausgangsdaten zu den Kesseln sind in folgenden Tabellen angeführt, in denen die Annahmen kursiv gekennzeichnet sind.

Tabelle 33: Fallbeispiel C. Ausgangsdaten zum Winterkessel

Kesselnennleistung	kW	2.500
Minimale Kesselleistung	kW	625
Wirkungsgrad	%	85/60*
Mehrbedarf Gluterhaltung	%	30
Heizwert Brennstoff	kWh/kg	3,99
Feuchtegehalt Brennstoff	%	20

\*Volllast/Schwachlast

Tabelle 34: Fallbeispiel C. Ausgangsdaten zum Sommerkessel

Kesselnennleistung	kW	500
Minimale Kesselleistung	kW	125
Wirkungsgrad	%	85/60*
Mehrbedarf Gluterhaltung	%	30
Heizwert Brennstoff	kWh/kg	3,99
Feuchtegehalt Brennstoff	%	20

\* Volllast/Schwachlast

Folgender Diagramm (Abbildung 43) zeigt die Simulation der Wärmebedarfsabdeckung über das ganze Jahr durch Einspeisung der Wärme aus Biomasse und der Abwärme. Die abgebildeten Flächen verweisen auf Tagesmittelwerte der eingespeisten Leistung, wodurch sie geringere Schwankungen zeigen, als die effektive stündliche Last.

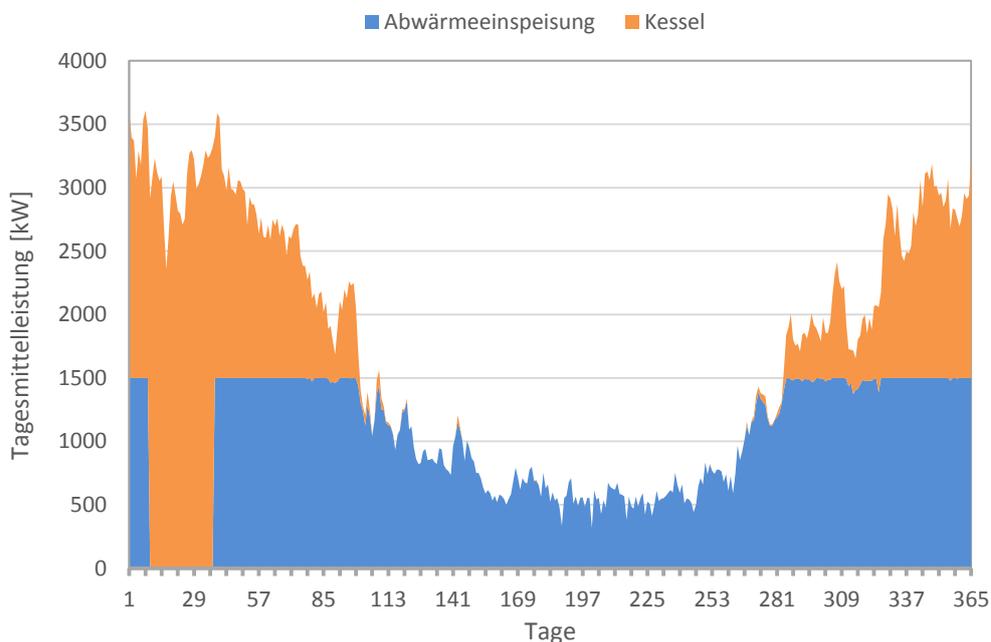


Abbildung 43: Simulierte Abdeckung des Wärmebedarfs in der IST-Situation

(Quelle: AIT)

Die jährlichen Volllaststunden vom Winterkessel betragen ungefähr 2.175 und die vom Sommerkessel ungefähr 685. Der sogenannte Sommerkessel ist eigentlich in Betrieb fast ausschließlich während der winterlichen Industrierevision und sehr wenige Stunden in den Sommermonaten. Ein jährlicher Brennstoffeinsatz von ca. 9.920 MWh/a kann abgeschätzt werden. Die jährlich eingespeiste Abwärme beträgt 8.939 MWh, d.h. 61% der Wärmeabgabe ins Netz.

### 3.4.1.2 Wärmeverteilung

Das Hauptnetz besteht aus zwei Linien mit einer gesamten Trassenlänge von rund 14,4 km. Der Nenndurchmesser liegt zwischen DN100 und DN150; vereinfacht wurden im Tool ein Mittelwert bei DN125 und ein uniformer Durchfluss über das ganze Netz angesetzt.

Eine Linie beginnt vom Heizhaus; hier steht die Vorlauftemperatur zwischen 90 und 96 °C von Jänner bis April und zwischen 85 und 90 °C für das restliche Teil des Jahres (Abbildung 44). Die Temperatur der anderen Linie, welche von der Abwärmeauskoppelung beginnt, schwankt zwischen 95 und 100 °C. Die Rücklauftemperatur schwankt zwischen 55 und 65 °C.

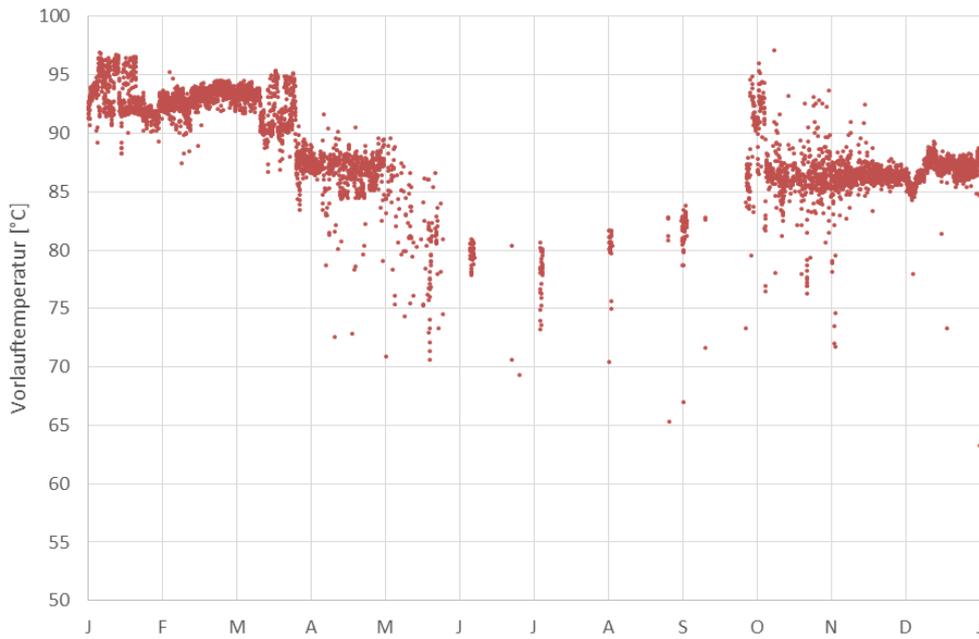


Abbildung 44: Messwerte der Vorlauftemperatur vom Heizhaus im Jahr 2015  
(Quelle: AIT)

Eine Linearität besteht zwischen Wasserdurchfluss und Netzleistung (Abbildung 45). Die Ausgangsdaten des Leitungsnetzes sind in der Tabelle 35 angeführt, wobei die Annahmen und Vereinfachungen kursiv gekennzeichnet sind. Die Bodentemperatur wird mithilfe einer linearen Temperaturkurve in Abhängigkeit der Außentemperatur mit Glättungsfunktion angesetzt. Die Vorlauftemperatur des Wärmenetzes ist bei 92 °C von Jänner bis März und bei 87 °C von April bis Dezember festgelegt.

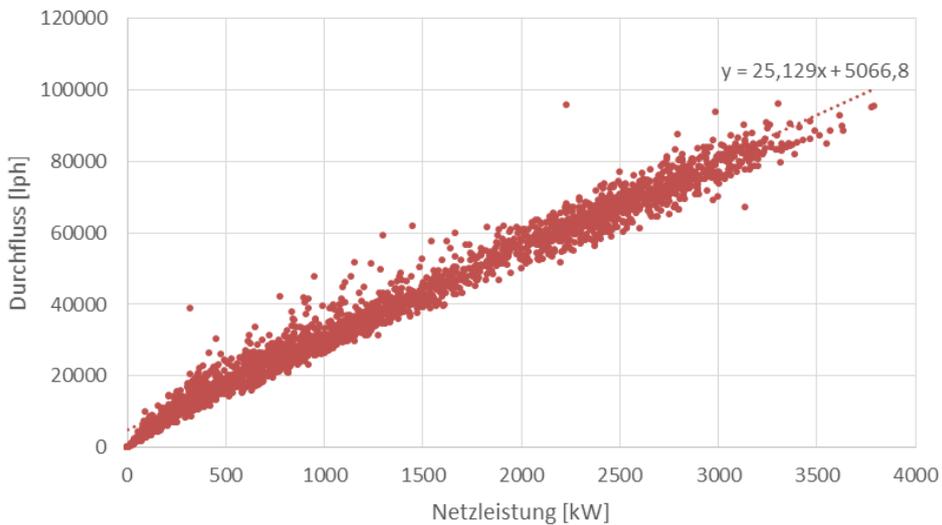


Abbildung 45: Messwerte des Durchflusses vom Heizhaus bezogen auf die Netzleistung im Jahr 2015  
(Quelle: AIT)

Tabelle 35: Fallbeispiel C. Ausgangsdaten zur Wärmeverteilung

Trassenlänge	m	14.405
Leitungsdurchmesser	mm	139,7
Manteldurchmesser	mm	280
Wärmeleitfähigkeit der Dämmung	W/(m·K)	0,024
Abstand zwischen Rohren	cm	50
Verlegetiefe	m	100
Min. Erdreichtemperatur	°C	2
Max. Erdreichtemperatur	°C	14
Aufschlag Druckverluste Rohreinbauten	%	120
Hydraulische Pumpeneffizienz	%	75
Elektrische Pumpeneffizienz	%	95
Vorlauftemperatur Jänner-März	°C	92
Vorlauftemperatur April-Dezember	°C	87
Rücklauftemperatur	°C	62
Volumenstrom im Netz	m <sup>3</sup> /h	5+0,025·Q[kW]

Daraus ergibt sich ein berechneter jährlicher Strombedarf von den Pumpen von 157 MWh/a (dem vom Betreiber übermittelten Wert 150 MWh/a sehr nah), der sich in 4 MWh in den Monaten Mai-September und 153 MWh in den Winterbetrieb aufteilt. Die Wärmeverluste der Rohrleitung lassen sich analog EN 13941 Anhang D berechnen und betragen 2.218 MWh/a, die einem Anteil von rund 15% der Gesamtwärmeabgabe ins Netz entsprechen. Kleinere Verluste sind zur Speicherfläche zu rechnen. Es handelt sich um Transmissions- und Strahlungsverluste und bei 15 °C Umgebungstemperatur betragen sie insgesamt 6 MWh/a.

### 3.4.1.3 Wärmeverbraucher

Zu den 159 Verbrauchern vom Wärmenetz zählen private Ein- und Mehrfamilienhäuser, Büren, Geschäfte, ein Pflegeheim und öffentliche Gebäude wie z.B. Schulen (Kindergärten, Volksschulen, Hauptschulen) sowie Gewerbebetriebe. Die jährliche gelieferte Wärmemenge lässt sich bei insgesamt 12.494 MWh berechnen (1.696 MWh in den Monaten Mai-September und 10.808 MWh während des Winterbetriebs).

## 3.4.2 Szenario C0 (IST-Situation)

Die Jahresenergiebilanz der IST-Situation ist im Sankey-Diagramm in Abbildung 46 dargestellt.

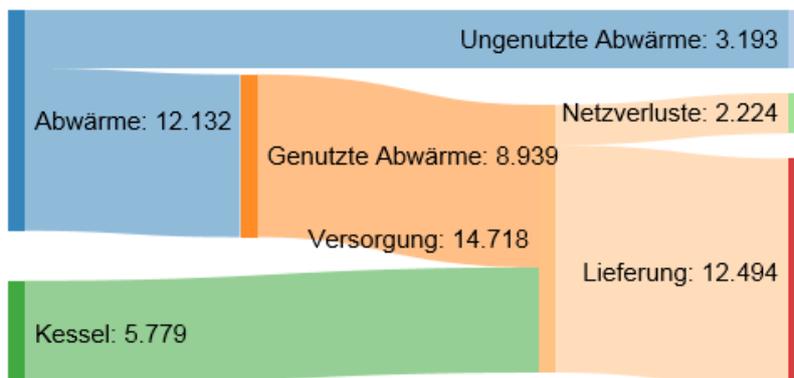


Abbildung 46: Jahresenergiebilanz [MWh] im Szenario C0  
(Quelle: AIT)

Aus der Simulation der IST-Situation ergibt sich eine Abwärmemenge bei 8.939 MWh, die jährlich ins Netz eingespeist wird. Eine kontinuierliche Auskoppelung bei der Nennleistung (1500 kW) würde jedoch ermöglichen, jährlich 12.132 MWh Abwärme zu gewinnen. Die Einspeisung dieser ganzen Menge kann in der IST-Situation nicht erfolgen, da der Wärmebedarf in den Sommermonaten geringer als die Nennleistung ist, und 26% der vorhandenen Abwärme bleibt deshalb ungenutzt.

In den bewerteten Varianten wird ein Speicher mit paralleler Einbindung errichtet, um Überschüsse der vorhandenen Abwärme in den Sommermonaten zu speichern und sie bei höherem Wärmebedarf bereitzustellen. Zwei Szenarien wurden identifiziert:

- Szenario C1: die maximale und minimale Speichertemperatur entsprechen der Vorlauf- und Rücklaufemperatur der Abwärmeauskoppelung: 95 °C und 60 °C;
- Szenario C2: eine Wärmepumpe wird zwischen Speicher und Warmwasserleitung eingesetzt, um Wärme vom Speicher ins Netz einzuspeisen, wenn die Speichertemperatur unter 60 °C ist. Die Wärmepumpe würde daher die Speicherkapazität bei einem gleichen Speichervolumen erhöhen oder, anders gesagt, eine gleiche Speicherkapazität bei einem kleineren Speichervolumen ermöglichen.

### 3.4.3 Szenario C1

Eine geeignete Lösung bis 10.000 m<sup>3</sup> wäre ein Behälter-Wärmespeicher, der sowohl im freien Stehen als auch unterirdisch vergraben werden kann. Große Speicher dieses Typs werden in Stahlbetonbauweise errichtet. Für größere Volumina wären hingegen Erdbecken-Wärmespeicher geeigneter. Erdbecken-Wärmespeicher werden ohne statische Konstruktion errichtet. Sie werden hauptsächlich durch Aushub vor Ort errichtet und mit einer wärmedämmenden Hülle sowie einer Wasserdichten Folie ausgestattet (vgl. [9]). Die geologischen Anforderungen für diese Installationen sind stabiler Untergrund und kein Grundwasser bis zur Tiefe 5÷15 m.

Die thermischen Verluste vom Speicher lassen sich in Abhängigkeit des Ladestands berechnen. Der sich ergebende Speichernutzungsgrad (als austretende Wärmemenge durch eintretende Wärmemenge in einem Beladungs- und Entladungszyklus bestimmt) liegt bei 80-84%.

Die maximale und die minimale Speichertemperaturen wurden bei der Vorlauf- und Rücklaufemperatur der Abwärmeauskoppelung festgelegt: 95 °C entsprechen einem vollständig beladenen Speicher, 60 °C einem vollständig entladenen.

Die Tabelle 36 zusammenfasst die wesentlichen Ergebnisse dieser Variante für unterschiedliche Speicherkapazitäten. Die Spalte Abwärme-Auskoppelung verweist auf die Einspeisung der Industriebwärme ins ganze System (inkl. Saisonspeichers). Andererseits wurde der Abwärmeanteil in der letzten Spalte mit Bezug auf die lediglich ins Netz (abzgl. Saisonspeichers) gespeiste Wärme bestimmt. Somit wird es ausgeschlossen, die Speicherverluste als einen Beitrag zur Erhöhung des Abwärmeanteils im Fernwärmesystem zu betrachten.

Tabelle 36: Berechnungsergebnisse für verschiedene Speichervolumina

Volumen	Kapazität	Abwärme-Auskoppelung	Speicherverluste	Wärme aus Biomasse	Abwärme-Anteil
m <sup>3</sup>	MWh	MWh/a	MWh/a	MWh/a	-
0	0	8.939	0	5.779	60,7%
5.000	200	9.283	105	5.540	62,4%
10.000	400	9.579	190	5.329	63,8%
30.000	1.200	10.433	323	4.608	68,7%
50.000	2.000	11.286	454	3.884	73,6%
70.000	2.800	12.132	562	3.148	78,6%

Die Jahreserträge des Biomassekessels, der ins Netz eingespeisten Abwärme und der Speicherverluste sind in Abbildung 47 bezogen auf das Speichervolumen dargestellt. Eine starke Linearität kann bemerkt werden.

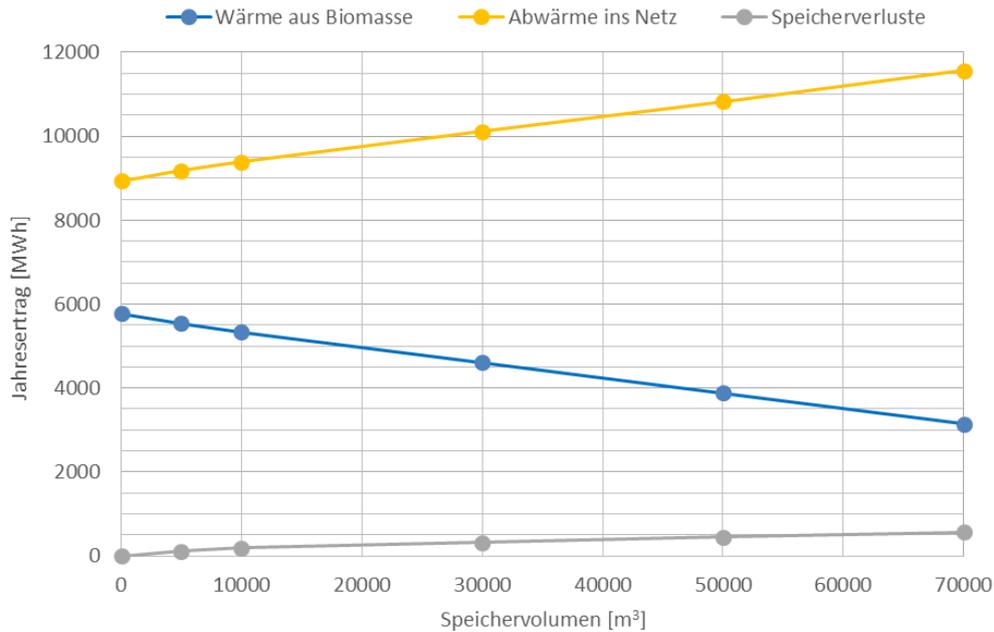


Abbildung 47: Wärme aus Biomasse, Abwärmeauskoppelung und Speicherverluste bezogen auf das Speichervolumen  
(Quelle: AIT)

Der Berechnung zufolge sind somit ungefähr 2.800 MWh Speicherkapazität benötigt, um eine völlige Auskoppelung der vorhandenen Abwärme (12.132 MWh/a) zu erlangen. Diese Kapazität entspricht einem Volumen bei ca. 70.000 m³. Die sich ergebende Jahresenergiebilanz ist in der Abbildung 48 dargestellt und die Abdeckung des Netzbedarfs mittels Abwärme und Biomassekessel sowie der Speicherladestand sind im Diagramm in der Abbildung 49 verdeutlicht, das auf Tagesmittelwerte verweist. Die im Sommer gespeicherte Abwärme wird geregelt in der darauffolgenden Heizperiode in den Vorlauf eingespeist; auf diese Weise wird es möglich:

- den jährlichen Wärmebedarf aus Biomasse um 43% zu senken, wodurch der Kesselbetrieb z.B. auf die ersten ca. 100 Tagen des Jahres begrenzt werden kann, indem der Wärmebedarf der restlichen Monate mit der Abwärme völlig abgedeckt wird;
- zumindest 1.340 kW Abwärme während der Revisionszeit ununterbrochen zu versorgen, und in gleicher Maß die Spitzenlast des Heizwerks zu senken;
- den Sommerkessel sowie den Heizcontainer nicht mehr zu verwenden.

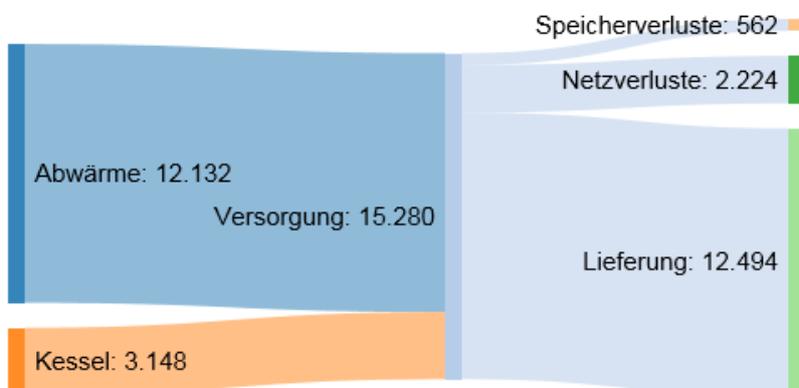


Abbildung 48: Jahresenergiebilanz [MWh] im Szenario C1 (völlige Auskoppelung der vorhandenen Abwärme)  
(Quelle: AIT)

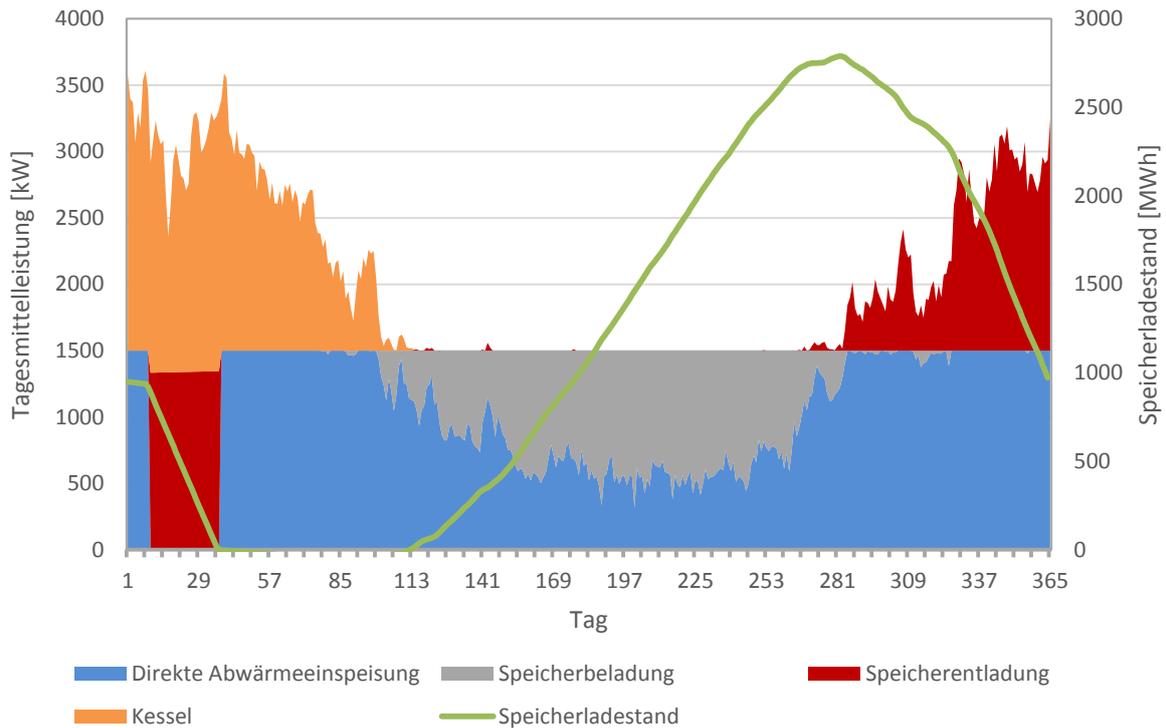


Abbildung 49: Abdeckung des Wärmebedarfs durch Abwärme und Biomassekessel zzgl. Speicherladestand im Szenario C1 (völlige Auskoppelung der vorhandenen Abwärme)  
(Quelle: AIT)

Der Beitrag vom Saisonspeicher zur Senkung der Spitzenlast vom Heizwerk während der Industrierevision wurde auch für verschiedene Kapazitäten ermittelt und die Ergebnisse sind in der Tabelle 37 angeführt, wobei ein vollständig beladener Speicher gerade vor der Revision und eine vollständige Entladung bei stabiler Leistung über die ganze Revisionszeit für die Berechnung der höchstmöglichen Speicherentladungsleistung angesetzt worden. Die Ergebnisse zeigen eine quasi lineare Senkung der Heizwerklast in den Wochen der Industrierevision bei rund 60 kW pro 1000 m<sup>3</sup>.

Tabelle 37: Speicherentladungsleistung

Volumen m <sup>3</sup>	Max. stabile 4-wöchige Speicherentladungsleistung kW
5000	279
10.000	600
30.000	1.725
50.000	2.869
70.000	4.172

### 3.4.4 Szenario C2

Im Szenario C2 wird eine Wärmepumpe zwischen Speicher und Vorlauf eingesetzt, um Wärme ins Netz einzuspeisen, wenn der Speicher entladen ist. Der Speicher wirkt daher als Quelle und der Vorlauf als Senke. Folgende Annahmen wurden in diesem Szenario getroffen:

- Speichermindesttemperatur: 40 °C
- Wärmepumpengütegrad: 0,50
- Wärmepumpennennleistung: jeweils 50 kW, 100 kW, 200 kW, 500 kW, 1000 kW
- Wärmepumpenmindestleistung: 25% der Nennleistung
- Senketemperatur: 95 °C im Winter, 85 °C im Sommer

Die Lösung mit Wärmepumpe würde die Speicherkapazität erhöhen oder, anders gesagt, eine gleiche Speicherkapazität bei einem kleineren Speichervolumen ermöglichen. Im Vergleich zur ersten Variante kann diese daher abhängig vom Strompreis (für den Wärmepumpenbetrieb) und vom Preis des Grundstücks und der Baustelle für die Errichtung des Speichers wirtschaftlich mehr oder weniger vorteilhaft sein. Zusätzlich dazu verursacht die Wärmepumpe eine Abkühlung des Speichers, wodurch verminderte Speicherverluste zu erwarten sind.

Anhand der Simulationen erfolgt die maximale Auskopplung (12.132 MWh/a) der vorhandenen Abwärme schon bei einem 50.000-m<sup>3</sup>-Speicher, wenn eine 1.000-kW-Wärmepumpe eingesetzt wird. Dank der geringeren Speicherverluste ist die Einspeisung der Abwärme ins Netz in diesem Szenario trotz der gleichen Auskopplung um 200 MWh/a höher als im Fall ohne Wärmepumpe und mit 70.000 m<sup>3</sup> Speichervolumen. Daraus folgt ein Abwärmeanteil bei 80,0%, um etwas höher als im Szenario C1 (78,6%).

Die Ergebnisse sind in folgenden Abbildungen in Abhängigkeit des Speichervolumens und der Wärmepumpennennleistung gezeigt. Es handelt sich um:

- die jährlich ins Netz eingespeiste Abwärme (Abbildung 50);
- die jährlichen Speicherverluste (Abbildung 51);
- den jährlichen Wärmepumpenstrom (Abbildung 52);
- den Jahresertrag der Biomassekessel (Abbildung 53).

Wie schon in der ersten Variante verdeutlicht, weicht die ins Netz jährlich eingespeiste Abwärme von der jährlichen Auskoppelung im Ausmaß der Speicherverluste ab.

Bei gleichen Speichervolumina erlangt man umso höhere Anteile von Abwärme im Wärmenetz, je größere Wärmepumpen eingesetzt werden. Grund dafür sind sowohl die erhöhte Kapazität als auch die gesenkten Speicherverluste. Bei gleichen WP-Leistungen ergeben sich desto deutlichere Vorteile des WP-Einsatzes, je größer das Speichervolumen ist.

Die genauen Werte der obigen Ergebnisse sowie der IST-Situation und der Varianten ohne Wärmepumpe sind in der Tabelle 38 zusammen mit den entsprechenden Abwärmeanteilen und ggf. den WP-Jahresarbeitszahlen angeführt.

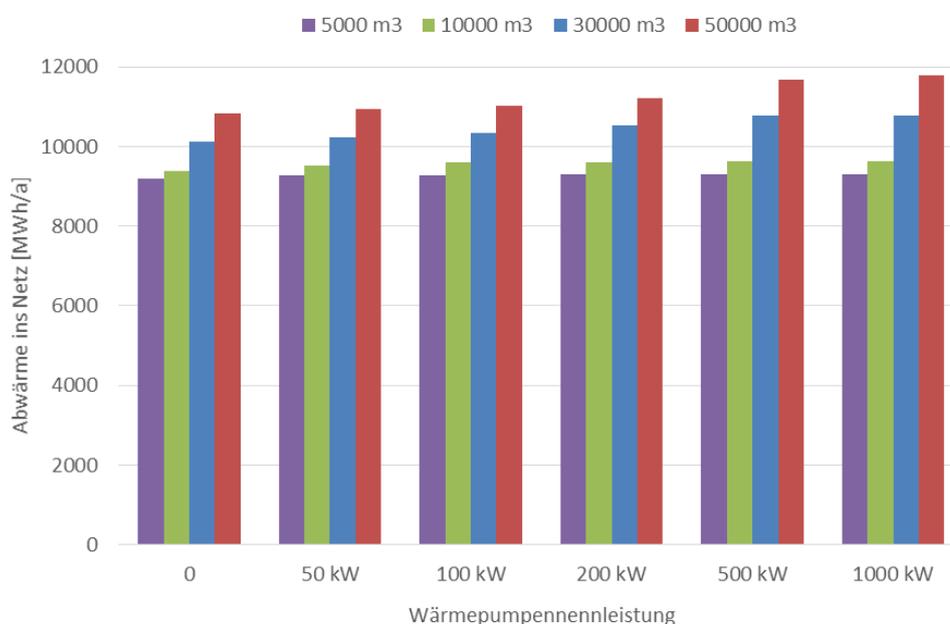


Abbildung 50: Jährlich ins Netz eingespeiste Abwärme für die betrachteten Speichervolumina und WP-Nennleistungen

(Quelle: AIT)

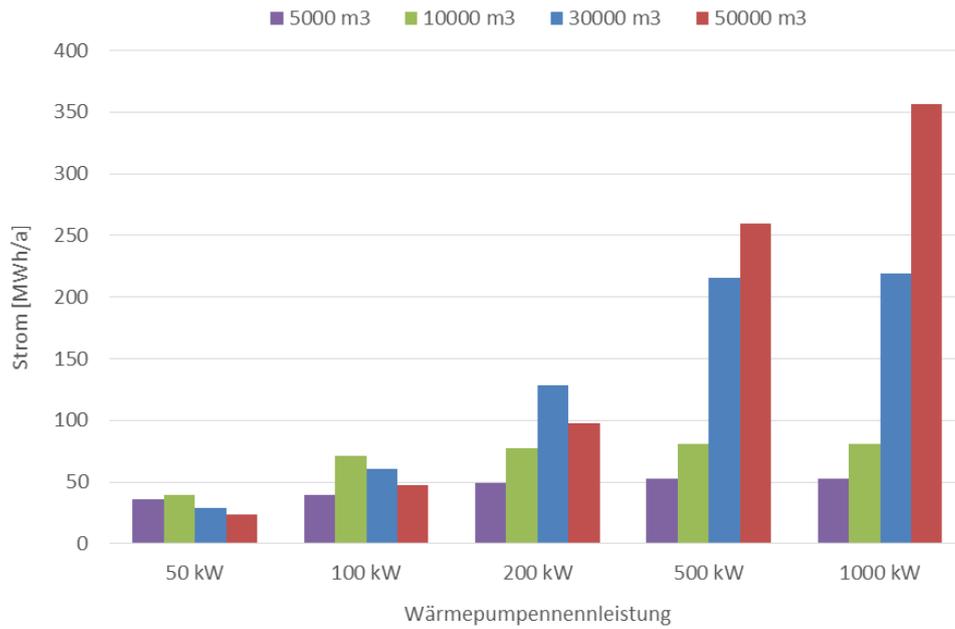


Abbildung 51: Jährlicher WP-Strom für die betrachteten Speichervolumina und WP-Nennleistungen (Quelle: AIT)

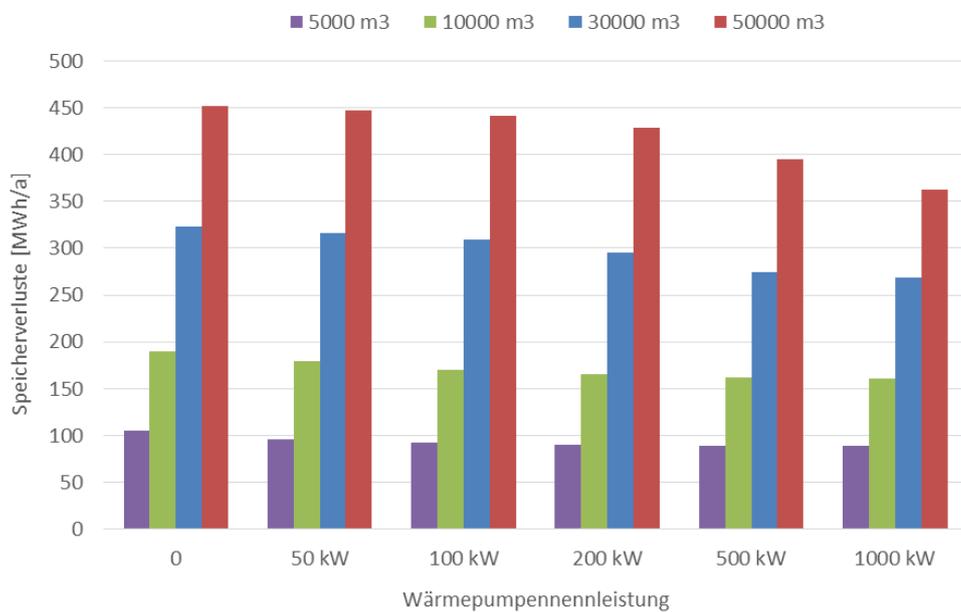


Abbildung 52: Jährliche Speicherverluste für die betrachteten Speichervolumina und WP-Nennleistungen (Quelle: AIT)

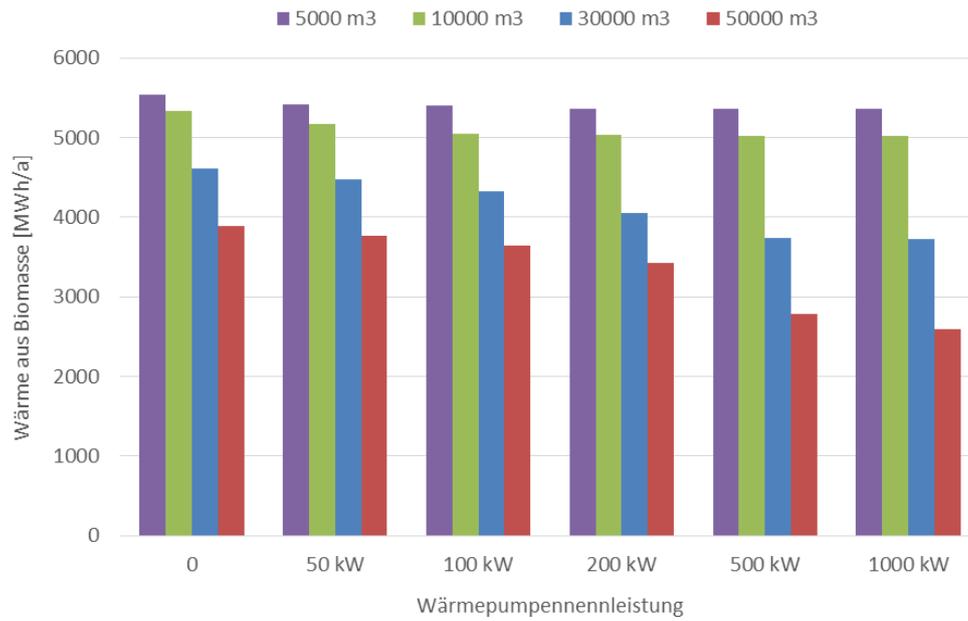


Abbildung 53: Jahresertrag der Biomassekessel für die betrachteten Speichervolumina und WP-Nennleistungen  
(Quelle: AIT)

Tabelle 38: Simulationsergebnisse für die betrachteten Speichervolumina und WP-Nennleistungen

Speicher- Volumen	WP- Nennleistung	Abwärme ins Netz	WP-Strom (ggf. JAZ)	Speicherverluste	Wärme aus Biomasse	Abwärme- Anteil
m <sup>3</sup>	kW	MWh/a	MWh/a (-)	MWh/a	MWh/a	-
0	0	8939	0	0	5779	60,7%
5000	0	9178	0	105	5540	62,4%
5000	50	9268	36 (2,5)	96	5414	63,0%
5000	100	9278	40 (2,5)	93	5400	63,0%
5000	200	9303	50 (2,5)	91	5366	63,2%
5000	500	9309	53 (2,5)	90	5357	63,2%
5000	1000	9306	52 (2,4)	89	5360	63,2%
10000	0	9389	0	190	5329	63,8%
10000	50	9510	39 (3,1)	179	5169	64,6%
10000	100	9594	71 (2,9)	171	5053	65,2%
10000	200	9612	77 (2,9)	165	5030	65,3%
10000	500	9622	81 (2,9)	162	5016	65,4%
10000	1000	9623	81 (2,9)	161	5015	65,4%
30000	0	10110	0	323	4608	68,7%
30000	50	10221	29 (3,8)	316	4469	69,4%
30000	100	10330	60 (3,7)	309	4328	70,2%
30000	200	10537	129 (3,3)	295	4052	71,6%
30000	500	10765	216 (3,0)	274	3738	73,1%
30000	1000	10777	219 (3,0)	269	3723	73,2%
50000	0	10838	0	452	3881	73,6%
50000	50	10930	23 (4,0)	447	3765	74,3%
50000	100	11023	48 (3,9)	441	3648	74,9%
50000	200	11199	98 (3,7)	429	3421	76,1%
50000	500	11678	259 (3,2)	395	2781	79,3%
50000	1000	11770	357 (2,6)	362	2590	80,0%
70000	0	11570	0	562	3148	78,6%

## 3.5 Fallbeispiel D

### 3.5.1 Ausgangsdaten

#### 3.5.1.1 Wärmeverbraucher

Das Wärmenetz hat aktuell 130 angeschlossene Verbraucher mit einer gesamten Anschlussleistung von rund 1.000 kW. Neben 66 privaten Einfamilienhäusern sind 55 Abnehmer in Mehrfamilienhäuser, 5 öffentliche Gebäude und 4 gewerbliche Verbraucher an das Netz angeschlossen (Tabelle 39). Im Jahr 2015 betrug der maximale Wärmebedarf 960 kW. Die in das Netz eingespeiste Wärmemenge betrug im selben Jahr 2.849 MWh, wovon rund 2.390 MWh an Endkunden verkauft wurden.

Tabelle 39: Verbrauchstruktur Fallbeispiel D

Verbraucherprofil	Anzahl	Leistung [kW]
Einfamilienhäuser	66	1.300
Mehrfamilienhäuser	55	330
Gewerbliche Gebäude	4	295
Öffentliche Gebäude	5	145

Die Ausgangsdaten zur Wärmebedarfssimulation sind in der Tabelle 40 angeführt. Anhand dieser Annahmen ergibt sich ein berechneter jährlicher Wärmebedarf von 2.329 MWh.

Tabelle 40: Fallbeispiel D. Ausgangsdaten zur Wärmebedarfsermittlung

Anzahl Verbraucher EFH/MFH	-	126
Summe beheizte Fläche	m <sup>2</sup>	11.920
Spez. Wärmebedarf	kWh/(m <sup>2</sup> a)	140
Anzahl Verbraucher Gewerbe	-	4
Summe beheizte Fläche	m <sup>2</sup>	6.000
Spez. Wärmebedarf	kWh/(m <sup>2</sup> a)	110

#### 3.5.1.2 Wärmeverteilung

Die Leitungslänge im Wärmenetz beträgt aktuell rund 5.300 m. Die Rohrabmessungen im Netz sind unterschiedlich wodurch vereinfacht von einem durchschnittlichen Rohrdurchmesser von 65 mm ausgegangen. Der Mantelrohrdurchmesser wurde mit 170 mm angesetzt. Die Verlegetiefe der Verrohrung beträgt 1,2 m. Die Bodentemperatur wird vereinfacht mit Hilfe einer linearen Temperaturkurve in Abhängigkeit der Außentemperatur mit Glättungsfunktion angesetzt. Die Vorlauftemperatur des Wärmenetzes wird in Abhängigkeit der Außentemperatur festgelegt. Diese bewegt sich gleitend zwischen 85 und 75 °C. Der Nenndruck im Leitungsnetz beträgt zwischen 1,5 und 2,4 bar. Die Ausgangsdaten zur Wärmebedarfssimulation sind in der

Tabelle 41 angeführt, wobei die getroffenen Annahmen kursiv gekennzeichnet sind.

Anhand dieser Annahmen ergibt sich ein berechneter jährlicher Wärmebedarf von 2.849 MWh. Die Wärmeverluste betragen rund 520 MWh und entsprechen somit einem Anteil von rund 18% des Netzwärmebedarfs, wobei die Wärmeverluste in den Sommermonaten auf bis zu 36% ansteigen.

Die Abweichung von Mess- und Modelldaten beträgt rund 3,5%, die Abweichung einerseits durch die getroffenen Annahmen und andererseits durch die Kumulierung der Daten für die Berechnung erklärt werden kann. In der Abbildung 54 wurden die Jahresdauerlinien von Messdaten und Berechnung übereinander gelegt. Dabei ergibt sich eine positive Korrelation von 0,7. Die geordneten Jahresdauerlinien sind in der darauffolgenden Abbildung 55 dargestellt.

Tabelle 41: Fallbeispiel D. Ausgangsdaten zur Wärmeverteilung

Trassenlänge	m	5.319
Leitungsdurchmesser	mm	80,0
Manteldurchmesser	mm	170
Wärmeleitfähigkeit der Dämmung	W/(m·K)	0,03
Abstand zwischen Rohren	cm	50
Verlegetiefe	m	1,20
Min. Erdreichtemperatur	°C	2
Max. Erdreichtemperatur	°C	14
Aufschlag Druckverluste Rohreinbauten	%	100
Hydraulische Pumpeneffizienz	%	75
Elektrische Pumpeneffizienz	%	95
Vorlauftemperatur	°C	$82,91-0,44 \cdot T [^{\circ}\text{C}]$
Rücklauftemperatur	°C	$53,3+0,42 \cdot T [^{\circ}\text{C}]$
Volumenstrom im Netz	m <sup>3</sup> /h	$5+0,025 \cdot Q [\text{kW}]$
Sommerbetrieb	-	April-September

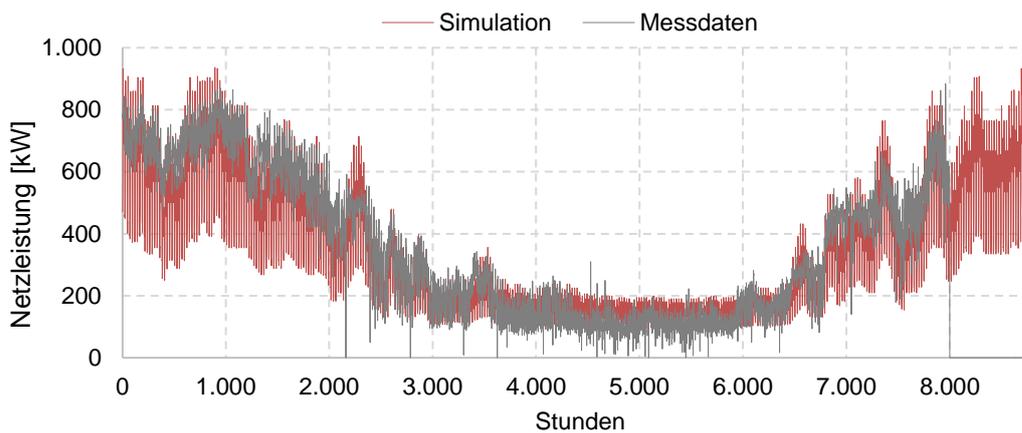


Abbildung 54: Abgleich Jahresdauerlinien Mess- und Modelldaten  
(Quelle: AIT)

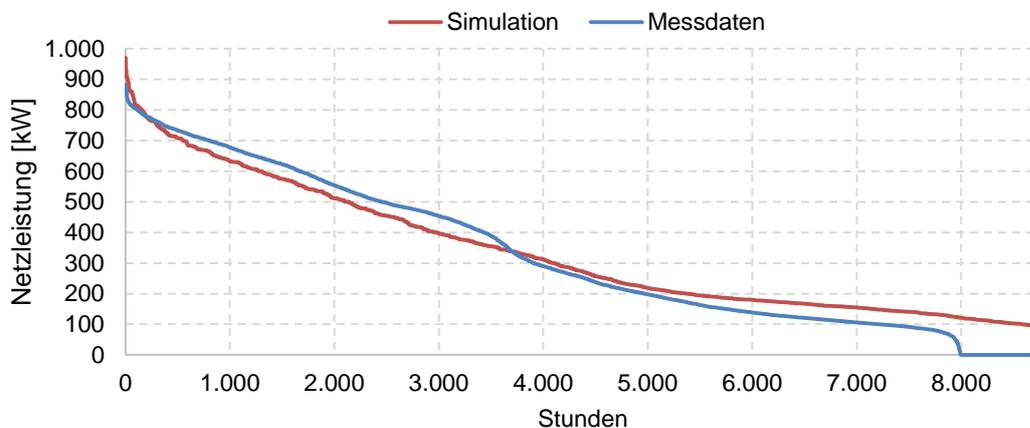


Abbildung 55: Abgleich geordneter Jahresdauerlinien Mess- und Modelldaten  
(Quelle: AIT)

### 3.5.1.3 Wärmeerzeugung

Die Wärmeversorgung des Nahwärmenetzes wird durch folgende Anlagen sichergestellt:

- ein Biogas gefeuertes BHKW vom Typ Jenbacher J312, das ganzjährig den Grundlastbetrieb übernimmt;
- einen Biomassekessel, der als Spitzenlastkessel eingesetzt wird.

Das BHKW hat eine elektrische Nennleistung von 548 kW und eine thermische Nennleistung von 573 kW. Der elektrische Normwirkungsgrad liegt bei 41,8% und der Thermische bei 43,7%. Daraus ergibt sich ein Gesamtnutzungsgrad von 85,4%. Der eingesetzte Biogas besteht zu 53% aus Methan und hat ein Heizwert von 5 kWh/m<sup>3</sup>; der H<sub>2</sub>S-Gehalt liegt bei 80 ppm.

Die Biogasanlage besteht aus 2x1.500-m<sup>3</sup>-Fermenter. Als Substrate kommen im Wesentlichen Mais, Grassilage und Hirse zum Einsatz. Die maximale Produktionsmenge an Biogas liegt bei rund 240 m<sup>3</sup>/h, was der maximalen Leistung des BHKWs entspricht. Für die Speicherung des Biogases ist ein Speicher am Fermenter mit einem Speichervolumen von 500 m<sup>3</sup> installiert. Die Dauer für die Regelung von Teil- auf Volllast benötigt rund 12 Stunden. Die Fermentation erfolgt mit einem thermischen Wirkungsgrad von 75% und die dazu benötigte Wärme wird von der BHKW geliefert.

Der Biomassekessel wird mit Waldhackgut (Hart- und Weichholz) befeuert. Der Biomassebedarf lag 2014/2015 bei rund 1.028 srm, welche sich in 400 srm Hart- und 620 srm Weichholz unterteilen. Die Zusammensetzung bzw. die Brennstoffeuchte ist jedoch nicht bekannt. Für die Berechnung wurden ein Wirkungsgrad zwischen 60 und 80% (Teillast, Volllast) sowie die Brennstoffparameter der Tabelle 42 angesetzt. Die wesentlichen Ausgangsdaten sind in Tabelle 43 angeführt.

Tabelle 42: Biomassezusammensetzung

Brennstoffeuchte	40%
C- Gehalt	47%
H- Gehalt	6,3%
O- Gehalt	46%
N- Gehalt	0,13%
Unterer Heizwert	4,81 kWh/kg <sub>tr</sub>
Dichte	220 kg/srm

Tabelle 43: Fallbeispiel D. Ausgangsdaten zur Wärmeversorgung

Engpassleistung BHKW	kW <sub>el</sub>	533
Thermische Nennleistung BHKW	kW <sub>th</sub>	546
Elektrischer Wirkungsgrad BHKW	%	32,8
Thermischer Wirkungsgrad BHKW	%	53,0
Nutzungsgrad BHKW	%	85,8
Kesselnennleistung	kW	1.000
Minimale Kesselleistung	kW	200
Kesselwirkungsgrad	%	80/60*
O <sub>2</sub> -Gehalt im Rauchgas	%	10/15*
CO-Gehalt im Rauchgas	ppm	50/150/7000**
Rauchgastemperatur	°C	31,155+Q <sup>0,33</sup>
Kesseloberfläche	m <sup>2</sup>	35
Kesseloberflächentemperatur	°C	42
Mehrbedarf Gluterhaltung	%	30

\*Volllast/ Teillast

\*\* Volllast/ Teillast/ Schwachlast

### 3.5.2 Szenario D0 (IST-Situation)

Die Jahresenergiebilanz der IST-Situation lässt sich mit dem Sankey-Diagramm in Abbildung 56 verdeutlichen.

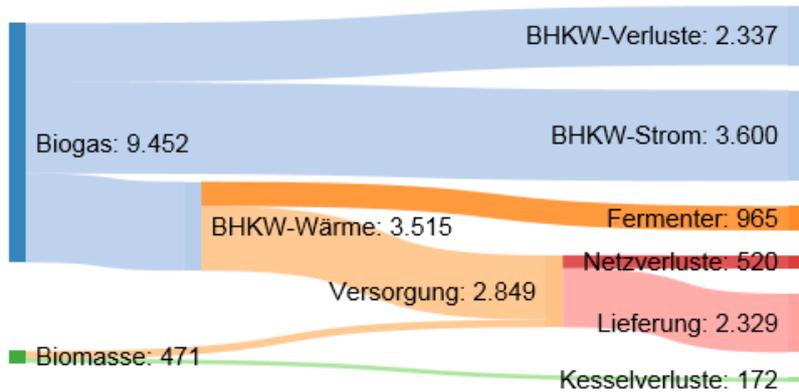


Abbildung 56: Jahresenergiebilanz [MWh] im Szenario D0  
(Quelle: AIT)

Der vom BHKW gelieferte Strom wird derzeit mit Ökostromtarif vergütet. In diesem Projekt sollen unterschiedliche Varianten des Betriebs der Biogasanlage nach dem Wegfall des geförderten Ökostromtarifs betrachtet werden. Als Varianten werden einerseits ein fortlaufender Betrieb der bestehenden Anlage mit einer Vermarktung elektrischer Energie am Spot bzw. Regelenergiemarkt und andererseits eine Erneuerung der Anlage mittels Biogasheizkessel bzw. Holzvergasungstechnologie betrachtet. Daraus folgen insgesamt 4 Szenarien:

- Weiterführender Betrieb der bestehenden Anlage mit einer Teilnahme am Spotmarkt, was ein Referenzszenario für auslaufende Ökostromtarife darstellt und daher Szenario D0 genannt;
- Eine zusätzliche Teilnahme am Regelenergiemarkt (Szenario D1);
- Weiterführender Betrieb der bestehende Biogasanlage und Ersatz des Biogas-BHKWs durch einen Biogas-Heißwasserkessel (Szenario D2);
- Wärmeversorgung mittels Holzvergasungsanlage und einer Kraft-Wärme-Kopplung (Szenario D3).

Der Day-Ahead-Handel für den Folgetag erfolgt durch eine Gebotsabgabe bis 12:00. Die Ergebnisse der Zuschläge werden um 12:40 bekannt gegeben. Am Spotmarkt werden Stunden sowie standardisierte Blockgebote wie base/peakload oder Morning Block gehandelt. Der Zuschlag erfolgt mit dem Markt-Clearing Preis welcher durch ein Merit-Order-Prinzip ermittelt wird. Es gibt einen definierten Preisrahmen von -500 €/MWh bis 3.000 €/MWh.

Die minimale Handelsmenge beträgt 0,1 MWh [10]. In Österreich erfolgt der Handel über die EXAA (Energy Exchange Austria, [11]), wo im Jahr 2015 rund 8 TWh gehandelt wurden. Eine Teilnahme am Stromhandel an der EXAA bedingt Teilnahmegebühren. Diese setzen sich aus administrativen und transaktionsorientierte Gebühren zusammen und sind in der Tabelle 44 aufgelistet. Die möglichen Erlöse am Stromhandel wurden auf Basis der Preise aus 2016 ermittelt. Der arithmetische Mittelwert aus dem Jahr 2016 lag bei 29,15 €/MWh bei einem Median von 28,3 €/MWh. In der Abbildung 57 sind die Handelspreise in absteigender Reihenfolge dargestellt.

Unter Betrachtung dieser Faktoren ergeben sich jährliche Handelserlöse von rund 107.000 €. Unter Abzug der jährlichen Kosten für die Teilnahme am Stromhandel in der Höhe von rund 1.000 €/a ergeben sich Jahreserlöse aus dem Spotmarkt von 106.000 EUR.

Die Abwicklung des Handels kann entweder direkt oder über einen Energieversorger erfolgen. Je nach Geschäftsmodell des Energieversorgers werden entweder fixe oder flexible Preismodelle angeboten. Bei einem fixen Tarifmodell wird ein Preis vereinbart, welcher über einen bestimmten Zeitraum (z.B. jährliche) unabhängig der Einspeisemenge und Handelspreis fixiert wird. Wesentlicher Vorteil dieses

Modells für den Energieerzeuger ist die Unabhängigkeit von negativen Preisschwankungen sowie Liefermengen. Beim flexiblen Tarifmodell wird der tatsächliche Preis an der Börse vergütet.

Tabelle 44: Gebührenordnung Energy Exchange Austria (EXAA, [11])

Simulierte Stromerzeugung 2016	3.600 MWh/a
Gebühr für die Teilnahme am Handel	10.000 €
Hardware-Token	150 €/a
Transaktionsgebühr Eigenhandel	0,075 €/MWh
Simulierte Transaktionsgebühr 2016	270 €/a

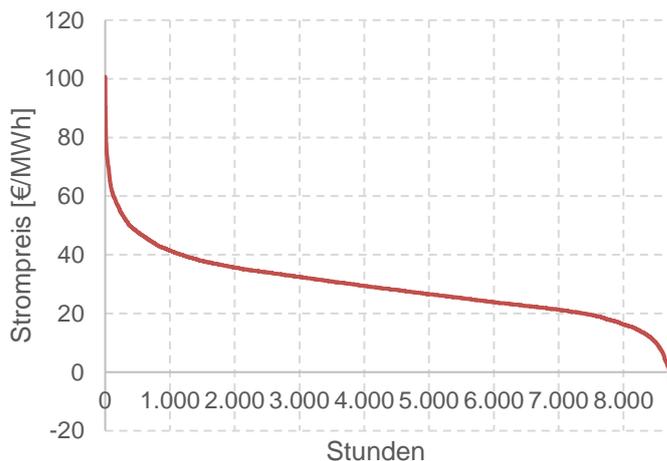


Abbildung 57: Strompreise EXAA 2016

(Quelle: AIT in Anlehnung an EXAA, [11])

### 3.5.3 Szenario D1

Im Szenario D1 wird die direkte Vermarktung über Regelenergiemarkt betrachtet, wobei es in Primär-, Sekundär-, Tertiärregelung unterteilt wird.

Die maximale Aktivierung der Regelenergie hat bei Primärregelung innerhalb von 30 Sekunden zu erfolgen, kann ausschließlich in positiver und negativer Richtung angeboten werden und das Mindestgebot beträgt +/- 1MW. Damit ist ein Handel als Primärregelenergie nicht möglich.

Die Sekundärregelenergie wird in Blöcken von 5 MW gehandelt und muss innerhalb von 5 Minuten in vollem Umfang zur Verfügung stehen wobei ein Mindestgradient von 2% der Nennleistung je Minute gefordert wird. Pooling von Anlagen ist erlaubt. Es werden Tages und Wochenprodukte ausgeschrieben wobei Wochenprodukte nach Peak (08:00 - 20:00) und Off-Peak (20:00 - 08:00) unterteilt werden sowie positive und negative Regelenergie getrennt ausgeschrieben wird. Das gehandelte Sekundärregelenergievolumen beträgt aktuell +/- 200MW. Die Abrechnung erfolgt über einen Leistungs- und Arbeitspreis. Die Angebote werden nach Leistungspreis in aufsteigender Reihenfolge gereiht. Die bestgereihten Angebote enthalten den Zuschlag wodurch sie sich verpflichten die Leistung bereitzustellen. Die Reihenfolge der Abrufe wird ebenfalls über eine Reihung nach dem Arbeitspreis bestimmt.

Die Minutenreserve wird in 5-50-MW-Blöcken gehandelt wobei die Leistung nach Abruf innerhalb von 10 Minuten zur Verfügung gestellt werden muss. Pooling von Anlagen ist ebenfalls erlaubt. Der Handel der Minutenreserve erfolgt wöchentlich und täglich. Ausgeschrieben werden wöchentlich Blöcke von täglich 6x4 Stundenblöcke Mo-Fr sowie 6x4 Stundenblöcke Sa-So und täglich 24 Stunden sowie 6x4 Stundenblöcke je Tag. Die Menge der ausgeschrieben positiven Tertiärregelleistung beträgt derzeit etwa +280 MW, welche sich auf etwa 200 MW wöchentlich und 80 MW täglich unterteilt. Die negative Regelenergie beträgt derzeit -170 MW, welche sich wiederum in -125 MW wöchentlich und -45 MW täglich unterteilt. Die Abrechnung erfolgt über einen Leistungs- und Arbeitspreis. Während der Angebotsfrist müssen Arbeitspreise bekannt gegeben werden welche nach Ende der Frist aufsteigend

sortiert werden. Die Angebote mit den niedrigsten Leistungspreisen erhalten den Zuschlag. Im zweiten Schritt werden die Arbeitspreise in einer Merit-Order-Liste gereiht und die erforderliche Menge abgerufen.

Eine Auswertung der abgerufenen Regelenergie des letzten Jahres für Sekundär- und Tertiärregelenergie zeigt das in der Tabelle 45 zusammenfassende Ergebnis.

Tabelle 45: Statistik Regelenergieabrufe 2016

Parameter	Einheit	Sekundärregelung		Tertiärregelung	
		Positiv	Negativ	Positiv	Negativ
Anzahl Abrufe 2016	-	2.476	3.102	257	248
Abrufdauer 2016	h	7.083	6.358	313	339
Ø Dauer je Abruf	h	2,9	2	1,2	1,4
Max. Dauer je Abruf	h	91	26	7,8	7
Ø Abrufe pro Tag	d <sup>-1</sup>	6,7	8,4	0,7	0,7
Max. Abrufe pro Tag	d <sup>-1</sup>	16	17	8	7

Der Auswertung zufolge kommt es bei der Sekundärregelung zu häufigeren und langen Abrufen. Die wesentliche Restriktion für die Teilnahme eines BHKWs am Regelenergiemarkt ist die Anzahl an Starts pro Tag. Im Normalbetrieb läuft ein BHKW im Dauerbetrieb und wird nur für Wartungs- und Reparaturarbeiten außer Betrieb genommen. Üblicherweise gibt es zwischen Hersteller und Betreiber einen Servicevertrag welcher sich nach Mindestlaufzeit, Wartungsintervalle und Startanzahl richtet. Die Startanzahl wirkt sich im Wesentlichen auf die Lebensdauer bzw. die Wartungsintervalle des Motors aus. Laut Herstellerangaben stellen 3-4 Starts pro Tag keine nennenswerten Probleme dar. Aufgrund von durchschnittlich rund 7 Starts pro Tag ist somit eine Sekundärregelung nicht empfehlenswert. Eine durchschnittliche Abrufdauer von 2,9 h pro Tag für die Sekundärregelung kann mit dem bestehenden 500-m<sup>3</sup>-Gasspeicher abgedeckt werden. Die maximale Abrufdauer kann jedoch sowohl am Sekundär- sowie am Tertiärregelenergiemarkt nicht erfüllt werden und muss über das Pooling von Anlagen kompensiert werden. Anhand dieser Aspekte ist eine Teilnahme am Sekundärregelenergiemarkt nur unter Berücksichtigung dieser Faktoren möglich.

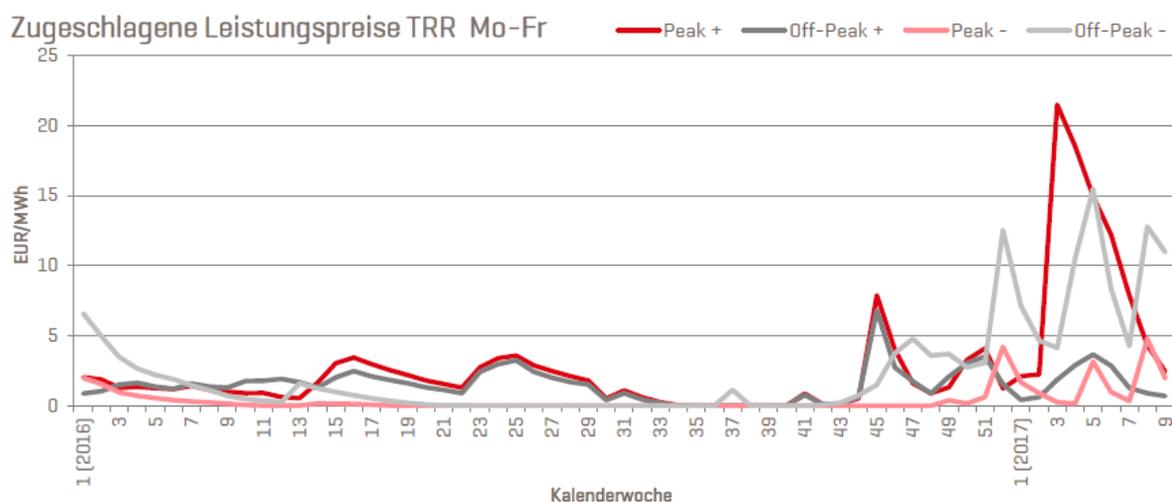


Abbildung 58: Zugeschlagene Leistungspreise Tertiärregelenergie Mo-Fr  
(Quelle: [12] S. 6)

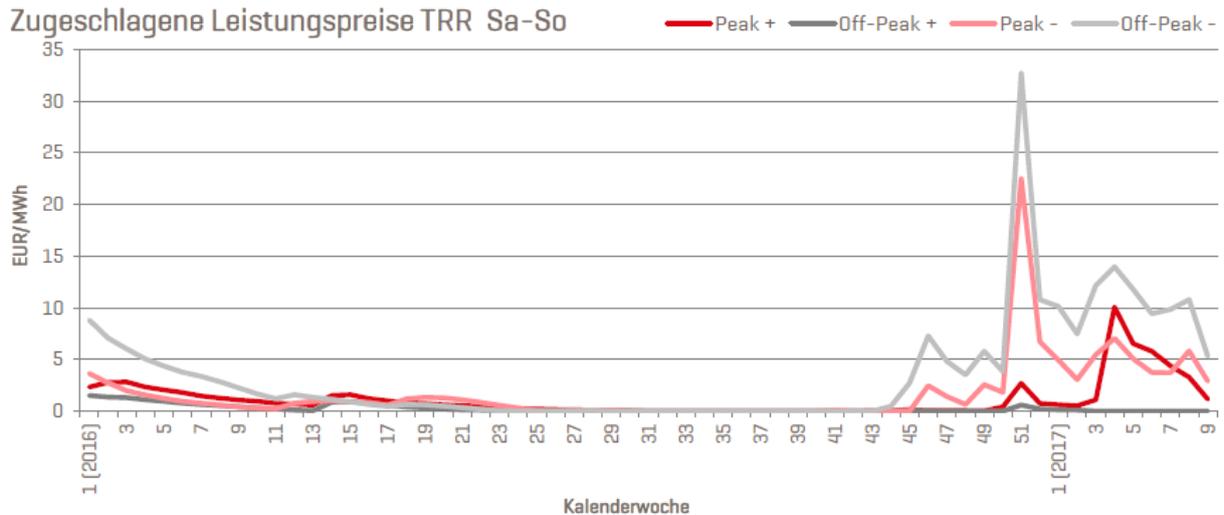


Abbildung 59: Zugeschlagene Leistungspreise Tertiärregelenergie Sa-So  
 (Quelle: [12] S. 6)

Für die Bereithaltung von Regelenergie wird ein Leistungspreis ausgepiessen. Die Höhe des Leistungspreises ist von der angebotenen Zeitscheibe sowie vom Zeitpunkt abhängig. In den obigen Abbildungen 58 und 59 ist die Entwicklung der zugeschlagenen Leistungspreise am Tertiärregelenergiemarkt im Jahresverlauf dargestellt; wie ersichtlich war der Leistungspreis im zweiten Halbjahr 2016 geringer im Vergleich zum Ersten, wobei dieser in den Sommermonaten auf 0 fällt. Im Jahr 2016 wurde Tertiärregelenergie an rund 300 Stunden abgerufen. Dabei schwankte der Abrufpreis positiver Tertiärregelenergie zwischen 50 und 383 €/MWh bei einem arithmetischen Mittelwert von 171 €/MWh. Im Vergleich dazu schwankte der Preis negativer Tertiärregelenergie zwischen 1.282 und 10 €/MWh. Eine geordnete Preiskurve mit den abgerufenen Mengen ist in der Abbildung 60 dargestellt.

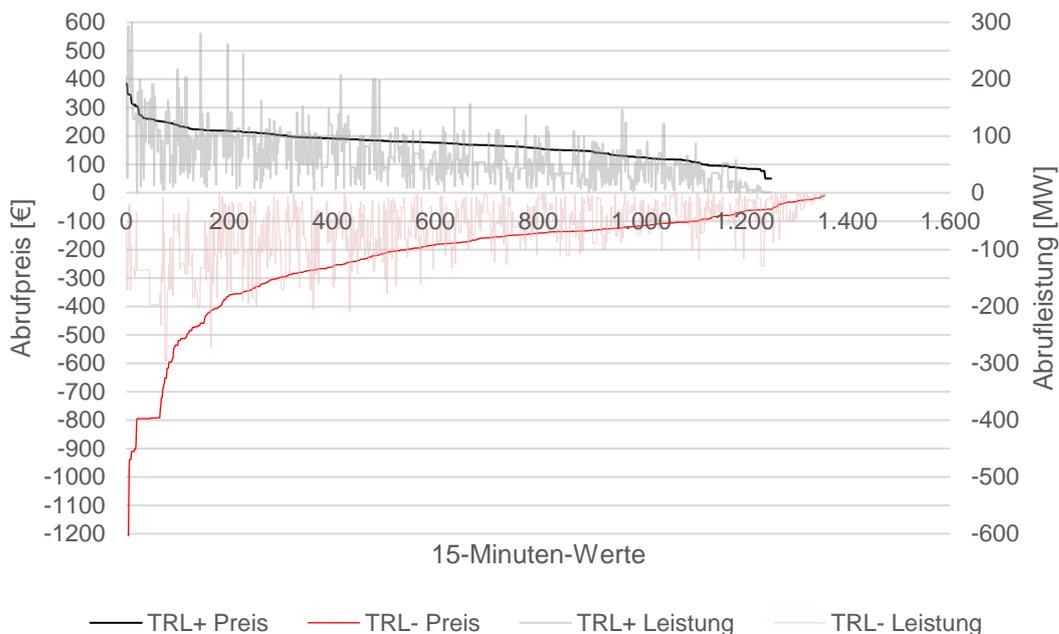


Abbildung 60: Abrufe Tertiärregelenergie 2016  
 (Quelle: AIT in Anlehnung an [13])

Die Engpassleistung des installierten BHKWs beträgt 500 kW<sub>el</sub>. Anhand dieser Leistung wurden im ersten Schritt auf Basis dieser Kurve die maximal erzielbaren Erlöse einer Teilnahme am Regelenergiemarkt bestimmt (Tabelle 46). Diese Zahlen basieren auf einer Engpassleistung von 500 kW<sub>el</sub>, Werten aus 2016 und beinhalten eine ganzjährige Teilnahme an den Zeitscheiben mit einer Zuschlagswahrscheinlichkeit von 100%.

Tabelle 46: Erzielbare Erlöse am Tertiärregelenergiemarkt mit 500-kW<sub>el</sub>-BHKW

Abrufpreis	€/MWh	100	125	150	175
Max. Abrufdauer TRR peak +	h/a	111	95	85	62
Max. Abrufdauer TRR off-peak +	h/a	31	23	20	16
Max. Abrufdauer TRR WE +	h/a	37	33	26	23
Max. Abrufdauer TRR peak -	h/a	74	59	46	38
Max. Abrufdauer TRR off-peak -	h/a	96	84	66	56
Max. Abrufdauer TRR WE -	h/a	68	62	52	47
Erlöse TRR peak +	€/a	7.316	7.700	8.116	7.182
Erlöse TRR off-peak +	€/a	2.243	2.124	2.236	2.096
Erlöse TRR WE +	€/a	3.558	3.779	3.701	3.745
Erlöse TRR peak -	€/a	4.564	4.536	4.314	4.211
Erlöse TRR off-peak -	€/a	7.230	7.649	7.343	7.330
Erlöse TRR WE -	€/a	6.229	6.729	6.754	6.966

Sekundärregelenergie wird jährlich an rund 7.000 Stunden abgerufen. Die Preise für positive Sekundärregelenergie schwanken dabei zwischen 35 und 4.400 €/MWh wohingegen negative Regelenergie zwischen 4.400 und -175 €/MWh schwankt. In der folgenden Abbildung sind die geordneten Arbeitspreise sowie die abgerufenen Mengen an Sekundärregelenergie dargestellt.

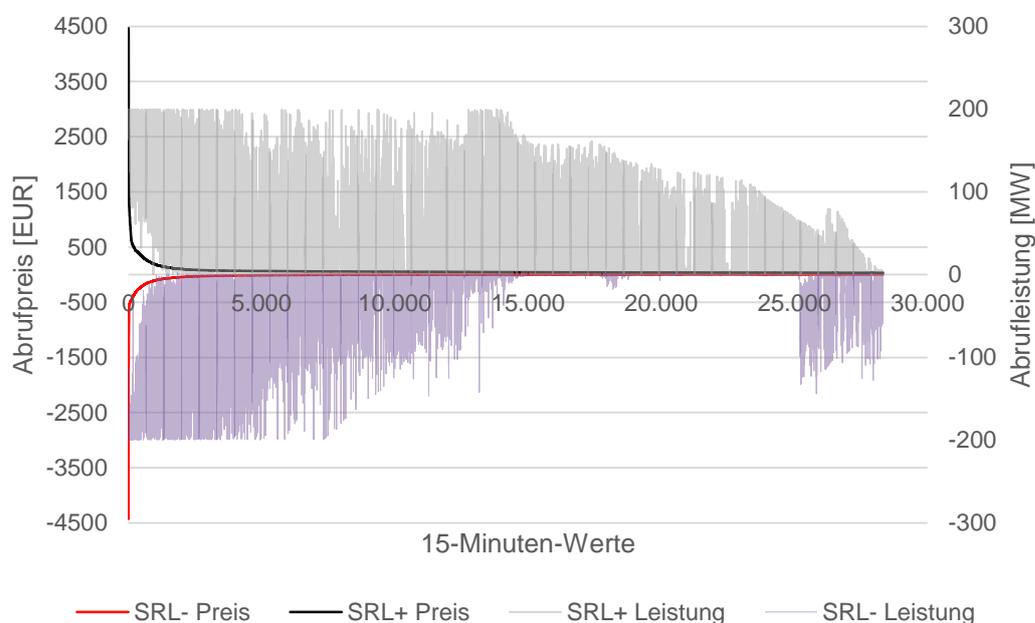


Abbildung 61: Abrufe Sekundärregelenergie 2016  
(Quelle: AIT in Anlehnung an [13])

Auf Basis dieser Kurve ergeben sich abhängig vom Abrufpreis, einer ganzjährigen Teilnahme und 100% Zuschlagswahrscheinlichkeit die Abrufzeiten und maximal erzielbare Erlöse der Tabelle 47 für 500 kW Sekundärregelleistung.

Tabelle 47: Erzielbare Erlöse am Sekundärregelenergiemarkt mit 500-kW<sub>el</sub>-BHKW

Abrufpreis	€/MWh	100	200	300	400
Max. Abrufdauer SRR peak +	h	188	89	58	39
Max. Abrufdauer SRR off-peak +	h	182	79	51	30
Max. Abrufdauer SRR WE +	h	140	64	37	25
Max. Abrufdauer SRR peak -	h	63	24	14	7
Max. Abrufdauer SRR off-peak -	h	118	66	38	23
Max. Abrufdauer SRR WE -	h	80	43	22	13
Erlöse SRR peak +	€/a	11.186	10.621	10.264	9.163
Erlöse SRR off-peak +	€/a	10.814	9.401	9.059	7.140
Erlöse SRR peak -	€/a	3.734	2.856	2.454	1.547
Erlöse SRR off-peak -	€/a	7.021	7.884	6.783	5.415

Die Bestimmung der möglichen Regelenergieleistung ist vom Produktangebot abhängig. Am Tertiärregelenergiemarkt wird wöchentlich und bei Bedarf täglich ausgeschrieben. Derzeit werden rund 71% der positiven und 74% der negativen Regelenergie wöchentlich ausgeschrieben. Der verbleibende Rest wird über eine tägliche Ausschreibung beschafft. Aufgrund der höheren Menge sowie tendenziell höheren Leistungspreise wird in dieser Betrachtung primär von wöchentlichen Ausschreibungen ausgegangen. Dazu müssen die Angebote Donnerstag bis 13:00 bei der APG einlangen. Angeboten wird dabei je nach Regelenergiemarktteilnehmer eine Produktzeitscheibe Mo-Fr. Entscheidend für die garantierte Bereitstellung von Regelenergie sind einerseits die Wärmespitze für positive Regelenergie sowie die minimale Leistung für negative Regelenergie. In Abbildung 62 sind die Leistungsprofile für beliebig ausgewählte Kalenderwochen (So-Sa) dargestellt. In der Heizperiode treten Spitzen vorwiegend am Sonntag sowie am Montag auf und sind über die restliche Woche rückläufig. In der Sommerperiode sind sehr homogene Lastspitzen an den unterschiedlichen Tagen zu erwarten. Demzufolge bestimmt im Wesentlichen die Morgenspitze am Montag die verfügbare positive Regelenergie.

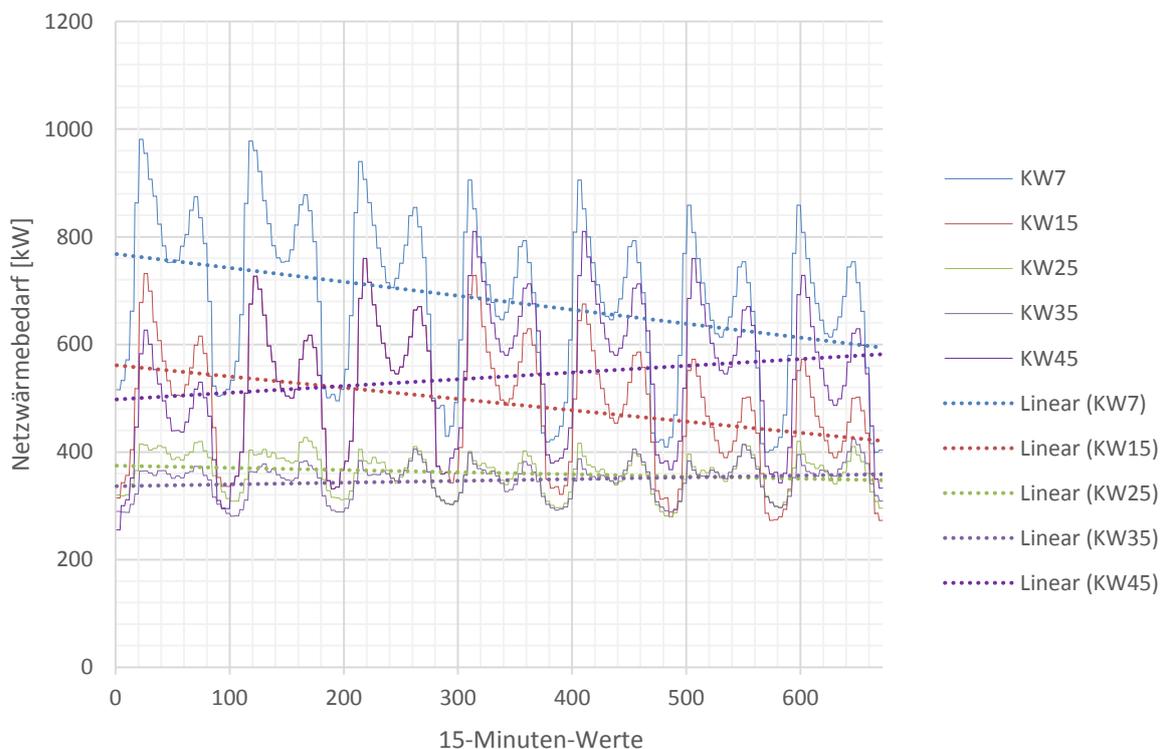


Abbildung 62: Tagesverlauf Netzwärmebedarf  
(Quelle: AIT)

Um möglichst hohe Erträge zu generieren wird von der Bereitstellung positiver Regelenergie zu Peak-Zeiten sowie negativer Regelenergie zu off-peak Zeiten sowie an Wochenenden ausgegangen. Das Potenzial positiver Regelenergie wurde anhand der maximalen Wochenspitze und das negative Potenzial anhand der minimalen Wochenspitze bewertet.

Für das Projekt liegen keine Viertelstunden Messwerte vor, weshalb mit simulierten Werte gerechnet wird. Die tatsächliche erzeugte elektrische Energie lag im Jahr 2016 rund 5% über den errechneten Werten. Die geordnete Jahresdauerlinie der simulierten Werte aus dem Jahr 2016 ist in Abbildung 63 dargestellt.

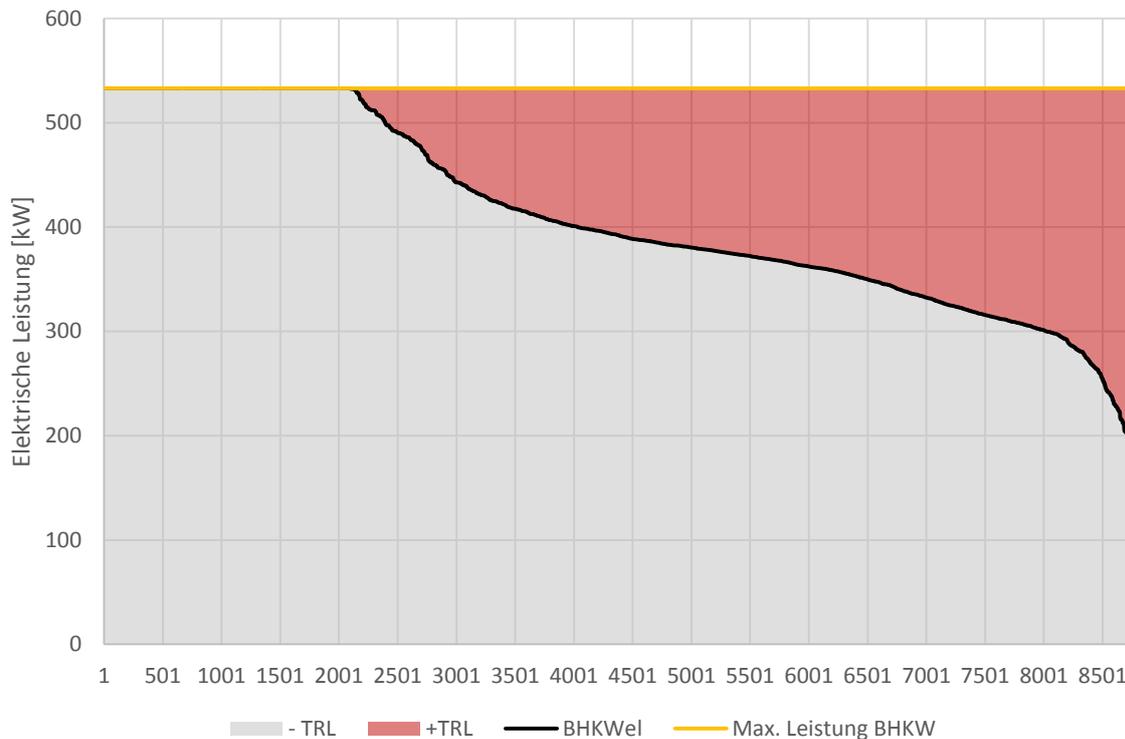


Abbildung 63: Jahresdauerlinie elektr. Leistung und mögliche Regelenergieleistung im Szenario D1 (Quelle: AIT)

Geht man von einer Mindestleistung von 100 kW für die Teilnahme am Regelenergiemarkt aus, so ergibt sich eine durchschnittliche positive Regelleistung von 132 kW während der Peak-Zeiten, wofür rund 64 m<sup>3</sup>/h Biogas erforderlich sind. Mit Hilfe des bestehenden Gasspeichers kann eine maximale Dauer von rund 7 Stunden überbrückt werden, innerhalb dieser die Biogasanlage nachgeregelt werden kann. Die jährlich durchschnittlich erzeugte elektrische Leistung des BHKWs beträgt rund 440 kW. Wird diese Leistung weggeschaltet, um negative Regelenergie bereitzustellen, so ergibt sich ein Überschuss an Biogas von rund 220 m<sup>3</sup>/h welcher für einen Zeitraum von max. 2 Stunden zwischengespeichert werden kann. Die durchschnittliche Abrufdauer negativer Tertiärregelenergie betrug 2016 82 Minuten. Bei einer maximalen thermischen Leistung des BHKWs von 540 kW entspricht dies einer Absenkung der Vorlauftemperatur um rund 0,1 K. Die maximale Abrufdauer am Tertiärmarkt lag 2016 bei 7 Stunden. Außerdem wurde von einer erfolgreichen Teilnahme an 85% der verfügbaren Ausschreibungen sowie einer Aufteilung der Erlöse von 70/30 an einen Pooling Anbieter ausgegangen. Die Ergebnisse dieser Betrachtung sind in der Tabelle 48 zusammenfasst.

Tabelle 48: Erzielbare Erlöse am Tertiärregelenergiemarkt im Szenario D1

Durchschn. Regelleistung peak + 132 kW  
 Durchschn. Regelleistung off-peak - 303 kW

Abrufpreis*	+ 100 / -100	+ 150 / -150	+ 175 / -175	+ 200 / -200	+ 250 / -250	+ 300 / -300	+ 350 / -350	+ 400 / -400	€
<b>Erlöse Leistungspreis</b>									
TRR peak +	191	191	191	191	191	191	191	191	€
TRR off-peak -	260	260	260	260	260	260	260	260	€
TRR WE -	826	826	826	826	826	826	826	826	€
Summe Leistungspreis	1.276	1.276	1.276	1.276	1.276	1.276	1.276	1.276	€
<b>Erlöse Arbeitspreis</b>									
TRR peak +	796	639	460	279	99	72	0	0	€
TRR off-peak -	7.298	6.435	6.124	5.812	5.501	5.171	4.787	4.134	€
TRR WE -	2.140	1.870	1.809	1.621	1.389	804	774	761	€
Summe Arbeitspreis	10.234	8.944	8.392	7.712	6.989	6.046	5.561	4.895	€
<b>Jährliche Erlöse gesamt</b>	<b>11.510</b>	<b>10.220</b>	<b>9.669</b>	<b>8.988</b>	<b>8.265</b>	<b>7.322</b>	<b>6.838</b>	<b>6.172</b>	<b>€</b>
Jährliche Abrufe peak +	49	34	23	12	4	3	0	0	
Jährliche Abrufe off-peak -	79	52	46	37	32	25	20	13	
Max. Abrufe pro Tag peak+	5	5	4	2	2	2	0	0	
Ø Abrufdauer peak +	1,1	1,2	1,2	1,1	0,9	0,8	0	0	h
Max. Abrufe pro Tag off-peak-	3	3	3	3	3	2	2	2	
Minderung Stromabsatz Day ahead peak	11 / 48	7 / 32	5 / 29	3 / 25	1 / 19	0 / 12	0 / 7	0 / 5	MWh
Minderung Stromabsatz Day ahead off-peak	2 / 51	2 / 36	1 / 32	0 / 27	0 / 23	0 / 17	0 / 15	0 / 12	MWh

\* positiver Preis für positive Regelernergie und negativer Preis für negative Regelernergie

Die jährlichen Mehrerlöse für eine jährliche Teilnahme am Regelenergiemarkt betragen etwa 10.000 € pro Jahr wie in Tabelle 48 dargestellt (auf Datenbasis 2016). Einen wesentlichen Anteil dabei hat die negative Regelenergie in off-peak Zeiten. Im Falle positiver Regelenergie ergibt sich ein zusätzlicher Biogasbedarf von rund 25 MWh bzw. rund 600 € pro Jahr. Der dementsprechende Wärmeüberschuss kann vermutlich zeitweilig im Netz oder in den Gebäuden gespeichert werden, woraus eine jährliche Minderung des Biomasseeinsatzes um 11 MWh bzw. 220 € folgt. Andererseits ergibt sich bei negativer Regelenergie ein zusätzlicher Biomassebedarf von rund 40 MWh bzw. 740 € pro Jahr, während der Biogasbedarf um 91 MWh bzw. 2.200 € pro Jahr absteigt. Somit betragen die erzielbaren Erlöse etwa 11.100 €/a. Unter Berücksichtigung der Erlöse am Day-Ahead-Markt von 106.000 €/a ergibt sich somit ein Gesamterlös von 117.100 €/a.

Die Jahresenergiebilanz ist in Abbildung 64 dargestellt, die vom Szenario D0 (Abbildung 56) nur gering abweicht (Vergleich in der Tabelle 49). Die technischen Anforderungen an diese Maßnahme beschränken sich auf die Installation und die Einbindung eines Signalempfängers. Das Steuersignal wird üblicherweise über eine digitale/analogue Schnittstelle zur Verfügung gestellt.

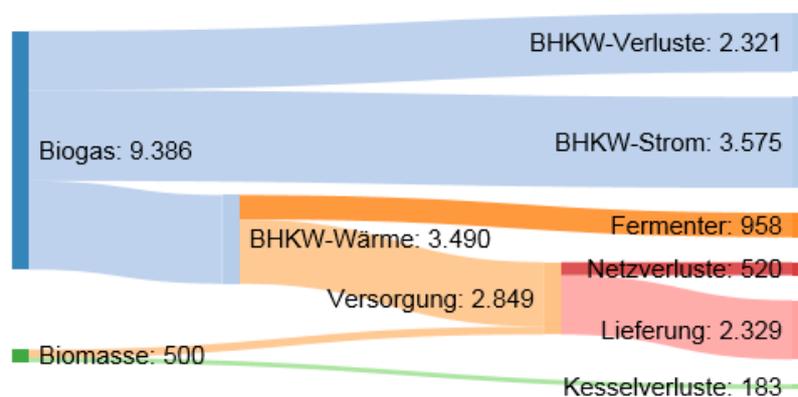


Abbildung 64: Jahresenergiebilanz [MWh] im Szenario D1  
(Quelle: AIT)

Tabelle 49: Jahresenergiebilanz im Szenario D1

Parameter	Einheit	Szenario D0	Szenario D1
Ext. Wärmebedarf Endverbraucher	MWh	2.329	2.329
Netzwärmeverluste	MWh	520	520
Wärmeversorgung	MWh	2.849	2.849
Wärmeversorgung BHKW netto	MWh	2.550	2.849
Wärmeversorgung Biomassekessel	MWh	299	317
Wärmebedarf Fermenter	MWh	965	958
Stromerzeugung BHKW	MWh	3.600	3.575
Biogaseinsatz	MWh	9.452	9.386
Biomasseeinsatz	MWh	471	500

### 3.5.4 Szenario D2

Im Szenario D2 wird eine Wärmeversorgung mittels Biogaskessel sowie dem bestehenden Biomassekessel betrachtet. Mit Hilfe dieser Variante wird somit ein weiterführender Betrieb der Biogasanlage am Ende der Lebensdauer des BHKWs betrachtet.

Im Moment stehen maximal ca. 240 m<sup>3</sup>/h an Biogas zur Verfügung. Unter Berücksichtigung eines Heizwertes von rund 5 kWh/m<sup>3</sup> entspricht dies einer stündlichen Leistung von 1,2 MW. Der maximale Wärmebedarf im Nahwärmenetz beträgt etwa 1 MW. Unter Berücksichtigung eines Normnutzungsgrads von 90% kann der Wärmebedarf mit dem Biogaskessel abgedeckt werden. Als Ausfallreserve bzw. Spitzenlastkessel steht der bestehende Biomassekessel mit einer Nennleistung von 1 MW zur

Verfügung. Die Jahresenergiebilanz ist im Sankey-Diagramm in Abbildung 65 gezeigt und in der Tabelle 50 der IST-Situation gegenübergestellt.

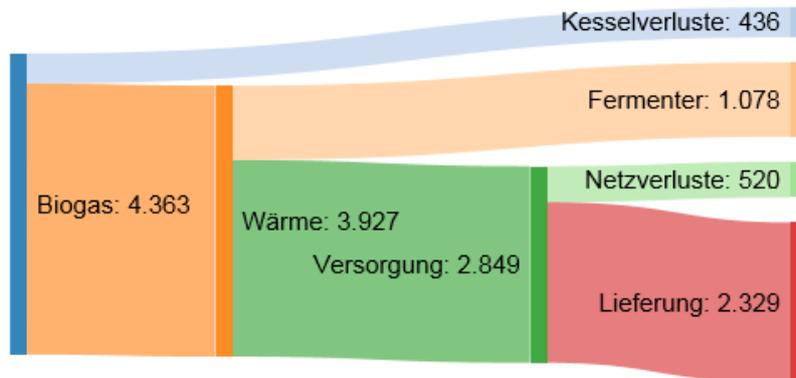


Abbildung 65: Jahresenergiebilanz [MWh] im Szenario D2  
(Quelle: AIT)

Tabelle 50: Jahresenergiebilanz im Szenario D2

Parameter	Einheit	Szenario D0	Szenario D1
Ext. Wärmebedarf Endverbraucher	MWh	2.329	2.329
Wärmebedarf Fermenter	MWh	965	1.078
Netzwärmeverluste	MWh	520	520
Wärmeversorgung netto	MWh	2.849	3.927
Stromerzeugung BHKW	MWh	3.600	-
Biogaseinsatz	MWh	9.452	4.363
Biomasseinsatz	MWh	471	-

In dieser Variante wird ein Heißwasserkessel mit Gasbrenner für Sondergase eingesetzt. Die thermische Nennleistung des Kessels wird mit 2 MW festgelegt. Die eingesetzten Brenner erfordern trockenes und entschwefeltes Biogas mit einem Mindestgehalt von 60% an CH<sub>4</sub>. Die Investition setzt sich aus den Komponenten der Tabelle 51 zusammen.

Tabelle 51: Investitionszusammensetzung im Szenario D2

Bezeichnung	Investitionskosten [€]
Heißwasserkessel 2MW (inkl. Kesselregelung, Gasstrecke, Deflagrationssicherung, Inbetriebnahme)	28.000
Abgas Wärmetauscher inkl. Kondensat	20.000
Neutralisationseinrichtung	
Biogasbrenner 2 MW	22.000
Montage (10%)	7.000
Verrohrung (30%)	21.000
Elektr. Anbindung, Mess- und Regelung (10%)	7.000
Fundament	10.500
Gebäude	50.000
<b>Anlagenkosten</b>	<b>165.500</b>
Planung (10%)	16.550
Unvorhersehbares (10%)	18.205
<b>Gesamtkosten</b>	<b>200.255</b>

Die jährlichen bedarfsgebundenen Kosten ergeben sich in erster Linie aus den Kosten für Biogas, die bei einem spezifischen Kost von 22,53 €/MWh 98.300 € betragen. Die betriebsgebundenen Kosten resultieren aus Bedienung und Wartung des Kessels. Unter Berücksichtigung eines Aufwands von 2% der Investitionskosten für Wartung und Inspektion (vgl. [14]) so ergeben sich Kosten in der Höhe von rund 4.000 €/a. Für die Bedienung wurde ein Aufwand von 10 Stunden pro Jahr angesetzt. Die betriebsgebundenen Kosten betragen somit 4.500 €/a.

### **3.5.5 Szenario D3**

#### **3.5.5.1 Auslegung**

In dieser Variante wird eine Kraft-Wärmekopplung auf Basis von Holzgas betrachtet. Die Vergasung entspricht ebenfalls einem thermo-chemischen Umwandlungsprozess bei dem jedoch im ersten Teil ein Sekundärenergieträger erzeugt wird welcher in einem zweiten räumlich und zeitlich getrennten Schritt einem Oxidationsprozess unterzogen wird. Vorteil dieses Verfahrens ist die Möglichkeit einer Kraft-Wärmekopplung zur gleichzeitigen Wärme- und Stromerzeugung.

Um einen kontinuierlichen Betrieb der Anlage zu gewährleisten ist ein Lager zur Pufferung erforderlich. Frisches Waldhackgut hat einen Feuchtegehalt von rund 55%. Das Hackgut wird bei der Lagerung von Pilzen und Bakterien besiedelt wodurch es einerseits zum Substratabbau als auch zur Substraterwärmung kommt. Der Substanzverlust bei der Lagerung von frischem Holz kann dabei bis zu 30% pro Jahr betragen (vgl. [15] S. 54) bzw. monatlich bei rund 3%. Der Temperaturanstieg ist von mehreren Faktoren abhängig jedoch im Wesentlichen von der Rohmaterialfeuchte, Materialdichte, Schütthöhe und Umgebungstemperatur. Bei einer Rohmaterialfeuchtigkeit von 40% kann die Temperatur im Haufen bereits bis zu 80 °C betragen. Eine Lagerung unter abgedeckten Bedingungen über ein halbes Jahr, lässt die Feuchte im Hackgut um bis zu 15% sinken. Längerfristig ist Hackgut erst ab einer Feuchte kleiner 30% lagerfähig. Die Holzvergasungsanlage erfordert Hackgut der Güteklasse P63 mit einem Feuchtegehalt < 18% wodurch eine mechanische Trocknung des Materials erforderlich ist. Vor der Trocknung des Hackguts wird ein überdachter Lagerplatz vorgesehen. Um eine ausreichende Stabilität der Einhausung bei ausreichender Luftzufuhr wird ein Schützwinkel von max. 45° herangezogen. Bei Abmessungen von 10x15x5m (LxBxH) können somit rund 375 srm Hackgut für rund 10 Tage gelagert werden.

Die leistungsmäßige Auslegung der Anlage erfolgt stromgeführt unter Einhaltung eines Brennstoffnutzungsgrad von mindestens 60%. Im ersten Schritt wird die Anlage entsprechend der bestehenden Biogasanlage dimensioniert. Ein Gasmotor mit einer Engpassleistung von 400 kW<sub>el</sub> sowie einer thermischen Leistung von 650 kW<sub>th</sub> stellt Wärme für das Wärmenetz und die Trocknungsanlage zur Verfügung. Unter Annahme eines Brennstoffnutzungsgrads von 84% resultiert ein Brennstoffbedarf von 1.500 kW. Der Wassergehalt des verfügbaren Hackguts ist nicht bekannt und wird mit 40 angenommen. Unter Verwendung eines durchschnittlichen Heizwerts von 4,5 kWh/kg entspricht dies einem stündlichen Bedarf von rund 340 kg/h oder 1,5 srm/h (W10; 1.000 kWh/srm). Bei einem Wassergehalt von 40% ergibt sich ein Brennstoffbedarf von 500 kg/h oder 1,7 srm/h (880 kWh/srm). Somit bedarf es einer stündlichen Trocknung von rund 160 kg/h. Satzrockner stellen in kleinen Leistungsbereichen eine wirtschaftlich günstige Lösung zur Trocknung dar. Nachteil ist ein geringer thermischer Wirkungsgrad von rund 40%, wie in [16] berichtet. Für die Verdampfung von Wasser ist ein Energiebedarf von rund 2.633 kJ/kg unter Standardbedingungen erforderlich wodurch sich für Satzrockner ein Wärmebedarf von rund 1,8 kWh/kg ergibt. Daraus ergibt sich ein Wärmebedarf von max. 290 kW für die Hackguttrocknung. Da der Trocknungsprozess mit Hilfe der verfügbaren Speicher zeitlich entkoppelt ist, wird im ersten Schritt von einer kontinuierlichen Trocknerleistung von 250 kW ausgegangen.

Anhand dieser Annahmen wird beispielhaft ein Satzrockner des Typs L-ENZ280 mit einer thermischen Trocknungsleistung von 280 kW. Die wesentlichen technischen Komponenten wie Luft/Wasser Wärmetauscher, Ventilator, Pumpen und Steuerung sind dazu in einem Container untergebracht. Das Hackgut wird in Abrollcontainer mit Belüftungsboden eingebracht, welche an die Energiezentrale angeschlossen sind. Frischluft wird über einen Wasser/ Luft Wärmetauscher vorgewärmt und in den Belüftungsboden eingebracht. Zur Reduktion des Vorwärmbedarfs der Frischluft muss die brand- und explosionsschutzrechtliche Möglichkeit einer Ansaugung aus dem BHKW Raum geprüft werden.

Die Trockner werden üblicherweise mit rund 90 °C Vorlauf­temperatur betrieben, wodurch sich Umlaufzeiten von rund 3-4 Tagen ergeben (vgl. [17]).

Nach dem Trockner wird wiederum ein innenliegender Bunker mit einer Kapazität von 7 Tagen vorgesehen. Damit kann die Trocknung zeitlich entkoppelt werden und Überschusswärme genutzt werden. Die Abmessungen dieses Speichers betragen 12x12x3 m (LxBxH).

Das Hackgut wird über eine Austragung sowie Schleuse der Holzvergasungsanlage zugeführt. Die Holzvergasungsanlage setzt sich aus folgenden Hauptkomponenten zusammen:

- Bunker;
- Beschickung;
- Gaserzeugung;
- Gasreinigung;
- Verstromung.

Als Vergaser wird üblicherweise ein Gleichstrom Festbettvergaser zum Einsatz. In diesem laufen die wesentlichen Verfahrensschritte (Trocknung, Pyrolyse, Oxidation und Reduktion) ab. In der Pyrolysephase entstehen Teere, welche in der Oxidations- und Reduktionsphase wieder vermindert werden. Im anschließenden Heißgasfilter werden verbleibende Kohlenstoffe, Staub und Asche gefiltert. In einem letzten Schritt wird das Holzgas gekühlt. Die dabei entstehende Abwärme kann für die Rohstofftrocknung verwendet werden. Eine typische Zusammensetzung des entstehenden Holz­gases nach der Reinigung ist in folgender Tabelle 52 dargestellt.

Tabelle 52: Eigenschaften vom reinen Holzgas gemäß [18]

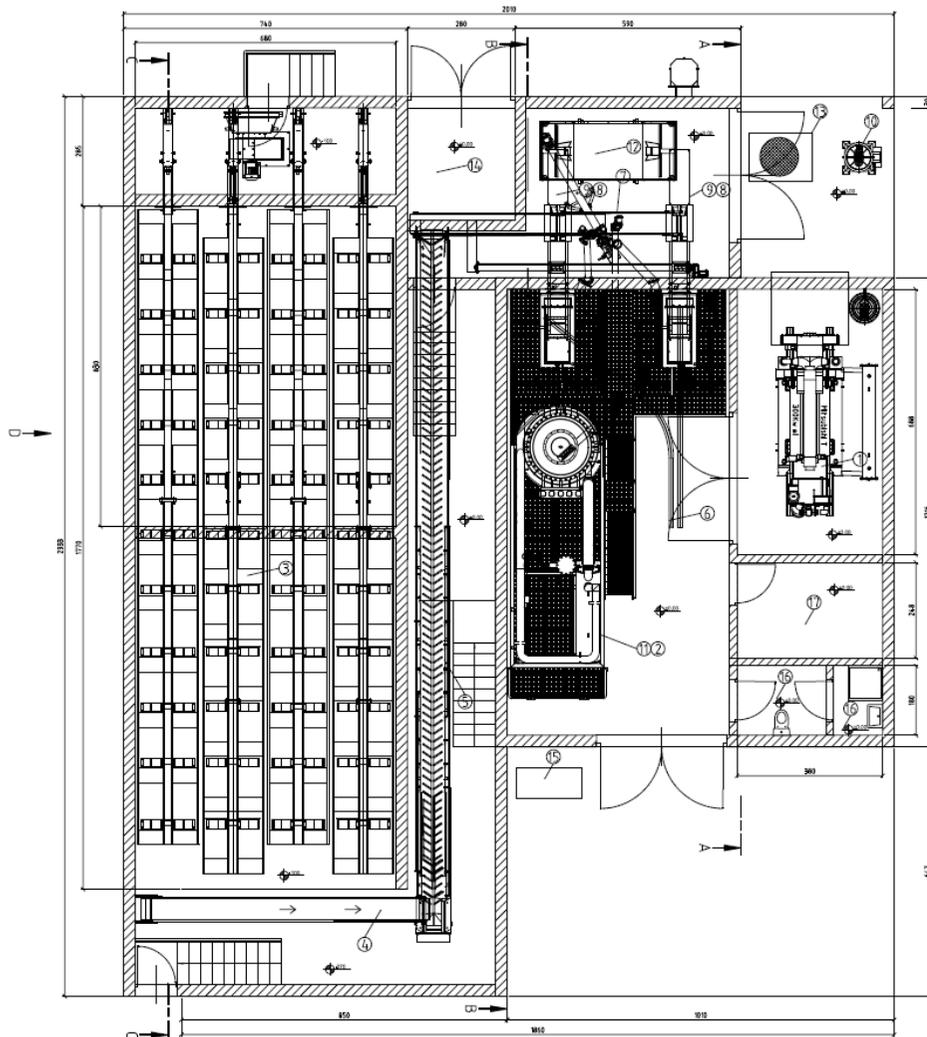
CO-Gehalt	% <sub>v</sub>	20÷24
H <sub>2</sub> -Gehalt	% <sub>v</sub>	15÷18
CH <sub>4</sub> -Gehalt	% <sub>v</sub>	1,5÷3
CO <sub>2</sub> -Gehalt	% <sub>v</sub>	12÷15
Heizwert	MJ/Nm <sup>3</sup>	4,7÷5,5
Staubgehalt	mg/Nm <sup>3</sup>	<2
Teergehalt	mg/Nm <sup>3</sup>	<20

Anschließend wird das Holzgas einem BHKW zugeführt. Die Engpassleistung des BHKWs beträgt 400 kW<sub>el</sub> bei einer thermischen Leistung von 650 kW. Es wird von einem elektrischen Wirkungsgrad von 27% sowie einem thermischen Wirkungsgrad von 58% ausgegangen [19].

Durch die Gasreinigung bzw. Gaskühlung entsteht Kondensat, welches entsprechend aufbereitet werden muss. Die Kondensatmenge beläuft sich auf rund 33 l/Bh.

Zusätzlich wird ein Wärmespeicher für den Betrieb der Anlage vorgesehen. Dieser Speicher soll einerseits Spitzen decken und andererseits in Zeiten geringen Wärmebedarfs einen kontinuierlichen Betrieb ermöglichen. Die Auslegung des Speichers erfolgt auf Basis energetischer und wirtschaftlicher Kriterien mit 30 l je kW<sub>th</sub>. Daraus ergibt sich ein Speichervolumen von etwa 14 m<sup>3</sup>.

In der nachfolgenden Abbildung 66 ist ein Schema der Holzvergasungsanlage dargestellt.



- ① Blockheizkraftwerk
- ② HVG-Modul
- ③ Schubboden
- ④ Querförderband
- ⑤ Schrägförderband
- ⑥ Maschinenhalle
- ⑦ Vertikalförderband
- ⑧ Feinteilabscheidung
- ⑨ Einschubsender
- ⑩ Gasfackel
- ⑪ Warteraum
- ⑫ Aschecontainer
- ⑬ Rückkühler
- ⑭ Feinteilbunker
- ⑮ Kältemaschine
- ⑯ Sanitäräume
- ⑰ Lagerraum

Hackgutbunker/Trocknung auf m=35% und Kapazität für 168h/7 Tage ausgelegt!

URBAS Maschinenfabrik GmbH  
 Aufstellungsentwurf  
 Holzgas-KWK 300 kWel  
 AIT

Abbildung 66: Prinzipschema Holzvergasungsanlage Fa. URBAS  
 (Quelle: URBAS)

### 3.5.5.2 Ergebnisse

Die Anlage liefert eine thermische Leistung von 650 kW; abzüglich der Trocknungswärme verbleibt eine thermische Leistung von 400 kW für die Einspeisung in das bestehende Nahwärmenetz. Gleichzeitig produziert das BHKW eine elektrische Leistung von 300 kW. Unter Berücksichtigung der Anforderung eines Brennstoffnutzungsgrads von mindestens 60% kann der Wärmebedarf über rund 6.000 Volllaststunden pro Jahr gedeckt werden. Damit lässt sich ein jährlicher Wärmebedarf von 2.371 MWh mit der Holzvergassungsanlage decken. Zusätzlich werden in diesem Zeitraum 1.778 MWh elektrische Energie erzeugt. Der dafür erforderliche jährliche Brennstoffbedarf beträgt etwa 6.600 MWh bzw. 7.500 sm (W40). In Abbildung 67 ist eine geordnete Jahresdauerlinie der Wärmeversorgung des Nahwärmenetzes dargestellt. Das Sankey-Diagramm in Abbildung 68 zeigt die Jahresenergiebilanz, die in der nachfolgenden Tabelle 53 der IST-Situation gegenübergestellt ist. Die Betriebskosten einer Holzvergassungsanlage für Betrieb und Wartung beträgt rund 4 €/Bh [20].

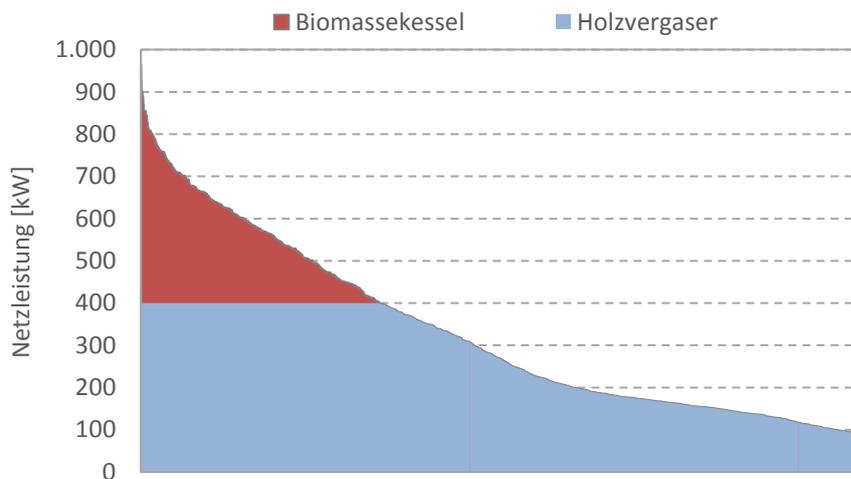


Abbildung 67: Geordnete Jahresdauerlinie und Abdeckung des Wärmebedarfs im Szenario D3 (Quelle: AIT)

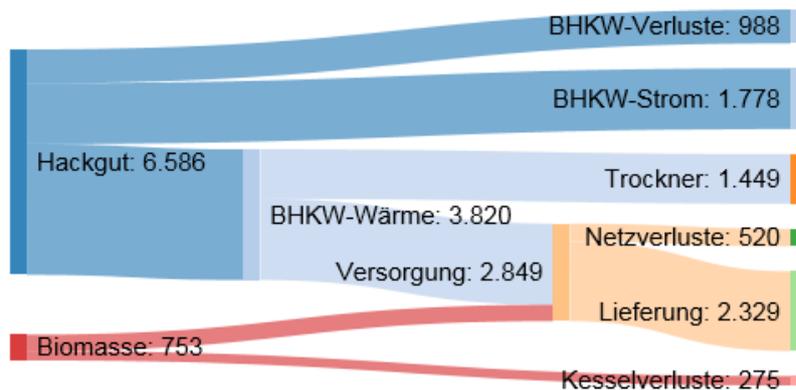


Abbildung 68: Jahresenergiebilanz [MWh] im Szenario D3 (Quelle: AIT)

Tabelle 53: Jahresenergiebilanz im Szenario D3

Parameter	Einheit	Szenario D0	Szenario D3
Ext. Wärmebedarf Endverbraucher	MWh	2.329	2.329
Netzwärmeverluste	MWh	520	520
Wärmeversorgung	MWh	2.849	2.849
Wärmeversorgung BHKW netto	MWh	2.550	2.371
Wärmeversorgung Biomassekessel	MWh	299	478
Wärmebedarf Prozess	MWh	965	1.449
Stromerzeugung BHKW	MWh	3.600	1.778
Biogaseinsatz	MWh	9.452	-
Biomasseeinsatz BHKW	MWh	-	6.586
Biomasseeinsatz Kessel	MWh	471	753

### 3.5.5.3 Rechtlicher Rahmen

Die Errichtung einer Biomassevergasungsanlage unterliegt einer Vielzahl an Vorschriften. Auszugsweise können folgende Rechtsmaterien mit zugehörigen Gesetzen zur Anwendung kommen:

- Baurecht;
- Elektrizitätsrecht;
- Gewerberecht;
- Abfallrecht;
- Wasserrecht;
- Naturschutzrecht;
- etc.

Eine gewerbliche Nutzung der Anlage erfordert ein behördliches Genehmigungsverfahren bei welchem unterschiedliche gesetzliche Anforderungen zur Anwendungen kommen. Die wesentlichen Anforderungen gemäß Gewerbe- und Elektrizitätsrecht sind in folgenden Absätzen angeführt.

**Gewerberecht** [21], [22]. Gemäß §74 Abs. 2 GewO 1994 dürfen gewerbliche Betriebsanlagen nur mit Genehmigung der Behörde errichtet oder betrieben werden, sofern Maschinen und Geräte mit Gefährdungs-, Belästigungs-, Beeinträchtigungspotenzial bzw. nachteilige Einwirkungen auf Personen und Umwelt eingesetzt werden. In §74 Abs. 5 besteht eine Ausnahme für Anlagen mit gekoppelter Wärme und Strom Produktion wenn sie nach anderen bundesrechtlichen Vorschriften bewilligt werden. Die Lagerung von Hackgut mit erhöhtem Staubanteil (Anteil Partikelgröße 500 µm >1%) erfordert explosionsschutzrechtliche Maßnahmen nach [23] (VDI 2263) bzw. [24] (ATEX) im Bunkerbereich (vgl. S.11 [25]).

Für die Aufstellung eines BHKWs >50 kW<sub>th</sub> ist gemäß ÖVGW-Richtlinien ein eigener Aufstellungsraum mit entsprechender Lüftung und Warnvorrichtungen vorzusehen (vgl. S. 28 [26]). Entsprechend der Maschinenrichtlinie müssen Brand- und Explosionsschutz an der Maschine sowie in gefährdeten Bereichen erkannt und beurteilt werden.

Aufgabe des Explosionsschutzes ist die Vermeidung bzw. Minderung der Explosionsgefahr. Dabei sind Maßnahmen zur Vermeidung von Bildung und Aktivierung explosionsgefährdeter Atmosphären bis hin zur Minderung der Auswirkungen dieser vorzusehen. Dazu ist ein Konzept samt Schutzdokument erforderlich in welchen primäre, sekundäre und tertiäre Explosionsschutzmaßnahmen anzuführen sind. Außerdem ist aus emissionstechnischer Sicht eine Gasfackel vorzusehen, womit Holzgas verwertet werden kann (vgl. S. 27 [26]).

Durch den baulichen Brandschutz soll das Übergreifen eines Brandes auf andere Bereich verhindert werden. Für die Holzvergasungsanlage ist daher ein eigener Brandabschnitt zu benachbarten Gebäuden vorzusehen. Für Lager, Holzvergaser, BHKW und Gasfackel sind laut TRVB-Richtlinien wiederum eigene Brandunterabschnitte erforderlich (vgl. [27]).

**Elektrizitätsrecht** [28], [29]. Die elektrizitätsrechtliche Bewilligung von elektrischen Erzeugungsanlagen erfolgt gemäß EIWOG in Ausführungsgesetzen geregelt. Entsprechend §5 Abs. 2 Bgld. EIWG 2006 erfordern Anlagen mit einer Engpassleistung >50 kW eine elektrizitätsrechtliche Genehmigung soweit sich aus Abs. 2-4 nichts anderes ergibt. In Abs. 2-4 sind Anlagen, die nach abfall-, berg-, fernmelde-, gewerbe-, luftreinhalte- oder verkehrsrechtlichen Vorschriften genehmigungspflichtig sind sowie mobile Erzeugungsanlagen bzw. Anlagen die der GewO unterliegen, ausgenommen. Für Anlagen bis zu einer Engpassleistung von 500 kW kann gemäß § 7 Abs. 1 Bgld. EIWG ein vereinfachtes Verfahren angewendet werden.

**Ökostromgesetz** [30]. Entsprechend §7 ÖSG 2012 ist die Anlage vom Landeshauptmann als Ökostromanlage mit Bescheid anzuerkennen. Im aktuell gültigen Ökostromgesetz 2012 besteht eine Kontrahierungspflicht von Ökostromanlagen auf Basis fester Biomasse. Demnach besteht für entsprechende Anlagen, je nach Verfügbarkeit von Fördermittel, Anspruch auf Vergütung von Ökostrom gemäß gültiger Ökostromverordnung.

Ein wesentliches Kriterium zur Erlangung der Förderung ist in §12 Abs 2 Z 4 ÖSG 2012 mit dem Wegfall der Kontrahierungspflicht für Anlagen auf Basis fester Biomasse mit einem Brennstoffnutzungsgrad bzw. gesamtenergetischen Wirkungsgrad kleiner 60% festgelegt.

In der gültigen Ökostromverordnung ist der Einspeisetarif für Ökostrom aus fester Biomasse bei Antragstellung 2017 für Anlagen mit einer Engpassleistung kleiner 500 kW mit 18,61 Cent/kWh festgelegt.

### 3.5.6 Szenarienvergleich

Das Szenario D0 ist das Referenzszenario und bezieht sich auf die IST-Situation mit direkter Vermarktung über Spotmarkt nach dem Wegfall der Ökostromtarif. Zusätzlich dazu wurden für das Fallbeispiel D 3 Szenarien bewertet:

- Szenario D1: Szenario D0 mit zusätzlicher Teilnahme am Regelenergiemarkt;
- Szenario D2: Ersatz der bestehenden Biogas-BHKW durch einen 2-MW-Biogaskessel;
- Szenario D3: Ersatz der bestehenden Biogasanlage und Biogas-BHKW durch einen Holzvergaser und einen Holzgas-BHKW.

In der Tabelle 54 und in den nachfolgenden Diagrammen sind die wesentlichen Ergebnisse der Bewertung gegenübergestellt: Brennstoffeinsatz, Wärmeverluste und Prozesswärme, Stromerzeugung, Amortisationszeit der Maßnahme.

Für die genaueren ökonomischen Analysen sowie die Nachhaltigkeitsanalysen wurden die Szenarien D1 und D3 gewählt, um die Stromerzeugung auch zu gewährleisten; die erarbeiteten Stücklisten sind im Annex.

Tabelle 54: Szenarienvergleich Fallbeispiel D (Energiegrößen in MWh/a)

Parameter	D0	D1	D2	D3
Biogaseinsatz	9.452	9.386	4.363	-
Biomasseeeinsatz	471	500	-	7.339
Netzwärmeverluste	520	520	520	520
Prozesswärme	965	958	1.078	1.449
Erzeugerverluste	2.509	2.504	436	1.273
Stromerzeugung	3.600	3.575	-	1.778
Amortisationszeit [a]	-	1,9	4,2	10,1

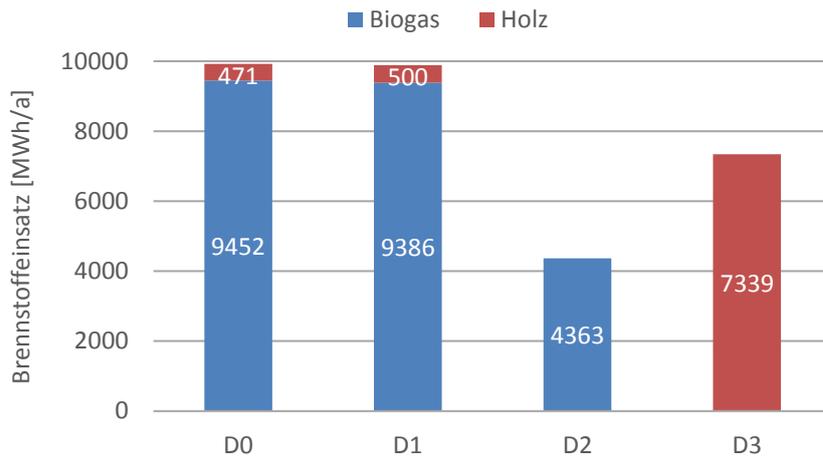


Abbildung 69: Szenarienvergleich Fallbeispiel D: Brennstoffeinsatz  
(Quelle: AIT)

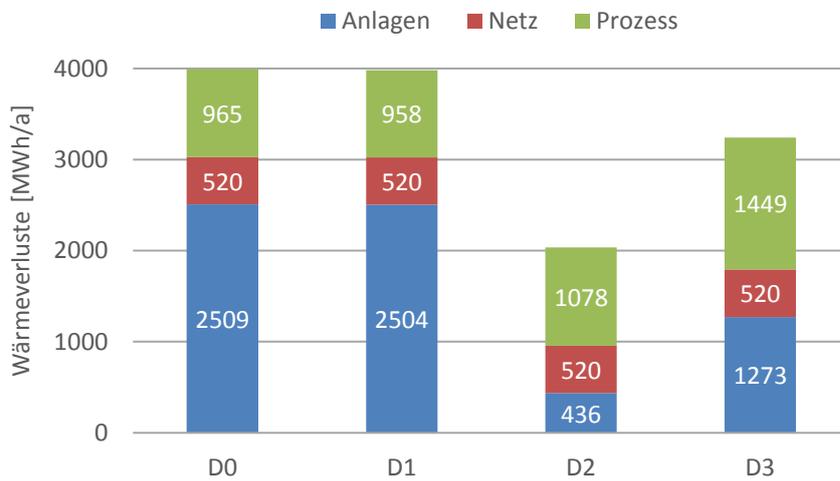


Abbildung 70: Szenarienvergleich Fallbeispiel D: Wärmeverluste von Netz und Erzeugungsanlagen sowie Prozesswärme (Fermentation bzw. Trocknung)  
(Quelle: AIT)

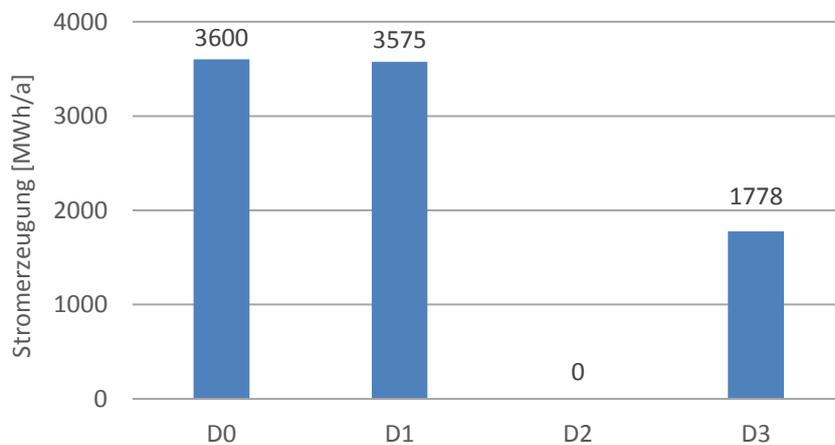


Abbildung 71: Szenarienvergleich Fallbeispiel D: Stromerzeugung  
(Quelle: AIT)

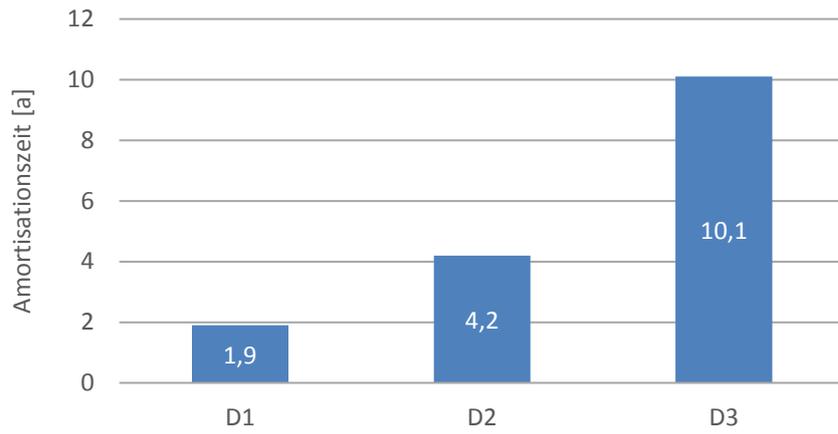


Abbildung 72: Szenarienvergleich Fallbeispiel D: Amortisationszeit  
(Quelle: AIT)



## 4 Literaturverzeichnis

- [1 ÖNORM EN 15316 4-3 Energetische Bewertung von Gebäuden - Verfahren zur Berechnung der Energieanforderungen und Nutzungsgrade der Anlagen.
- [2 ÖNORM EN 13941 Fernwärmerohre - Auslegung und Installation von gedämmten Einzel- und Doppelrohr-Verbundsystemen für direkt erdverlegte Heizwasser-Fernwärmenetze.
- [3 KE KELIT Gesellschaft m.b.H., „Fernwärme-Rohrsystem Projektierung,“ [Online]. Available: [http://www.kekelit.com/uploads/media/Fernwaerme-Rohrsystem-3\\_Projektierung.pdf](http://www.kekelit.com/uploads/media/Fernwaerme-Rohrsystem-3_Projektierung.pdf).
- [4 R. Almbauer, „Lastprofile nicht-leistungsgemessener Kunden (HE, HM, HG, PG, PK und PW) der Gasnetzbetreiber Österreichs –Überarbeitung 2008,“ Technische Universität Graz, Institut für Verbrennungskraftmaschinen und Thermodynamik, Vorstand: Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. Helmut Eichlseder, 2008.
- [5 Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle; Referat 513, „Heizen mit Erneuerbaren Energien,“ Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, 2017. [Online]. Available: [http://www.bafa.de/DE/Energie/Heizen\\_mit\\_Erneuerbaren\\_Energien/Biomasse/Gebaeudebestand/Basis\\_Zusatzfoerderung/basis\\_zusatzfoerderung\\_node.html](http://www.bafa.de/DE/Energie/Heizen_mit_Erneuerbaren_Energien/Biomasse/Gebaeudebestand/Basis_Zusatzfoerderung/basis_zusatzfoerderung_node.html). [Zugriff am 30 05 2017].
- [6 Solarbayer, „Planungshilfe Pufferspeicher,“ Solarbayer, [Online]. Available: <https://www.solarbayer.de/planungshilfe-pufferspeicher.html>. [Zugriff am 30 05 2017].
- [7 F. Brandstetter, C. Fink, R. Hackstock, G. Laszlo, R. Riva, R. Steffens, G. Tschernigg und E. Selvicka, ] Ausbildungsskriptum Solarwärme, Wien: AIT- Österreichisches Forschungs- und Prüfzentrum Arsenal Ges.m.b.H., 2012.
- [8 GREENoneTEC Solarindustrie GmbH, „Produktdatenblatt GK3003,“ [Online]. Available: [http://www.greenonetec.com/sites/default/files/downloads/3003\\_de\\_pdb\\_2017-05\\_0.pdf](http://www.greenonetec.com/sites/default/files/downloads/3003_de_pdb_2017-05_0.pdf).
- [9 F. Ochs, A. Zottl, M. Lauermaier, H. Schranzhofer, R. Heimrath, C. Halmdienst und D. Reiterer, ] „Publizierbarer Endbericht Store4Grid: Optimierte Erdbecken-Wärmespeicher für Wärmenetze,“ Klima- und Energiefonds, FFG, Österreich, 2015.
- [1 [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/strommarkt/day-ahead-handel>.  
0]
- [1 [Online]. Available: <https://www.exaa.at>.  
1]
- [1 Austrian Power Grid AG, „Preisentwicklung Regelreservemarkt von KW1 bis KW9 2017,“ Wien, 2017.  
2]
- [1 Austrian Power Grid AG, „Balancing Statistics 2016,“ 2016. [Online]. Available:  
3] <https://www.apg.at/~media/75469A355E7B47DDA2FA4FCAAFD5F603.zip>. [Zugriff am 30 05 2017].
- [1 Verein Deutscher Ingenieure, *Richtlinien VDI 2067 "Wirtschaftlichkeit gebäudentechnischer Anlagen - 4] Grundlagen und Kostenberechnung"*.
- [1 M. Kühmaier , C. Kanzian , F. Holzleitner und K. Stampfer, „Wertschöpfungskette Waldhackgut,“  
5] Universität für Bodenkultur Wien, Wien, 2007.

- [1 C.A.R.M.E.N. e.V, „Trocknung von Energieholz und Getreide mit Biogas-Wärme,“ 2015.  
6]
- [1 H. Maierhofer, „Trocknung von Energieholz im Satzrockner mit Biogas-Wärme,“ Arbeitsgemeinschaft  
7] Landtechnik und landwirtschaftliches Bauwesen in Bayern e.V., Freising, 2016.
- [1 W. Felsberger, „Praxiserfahrung mit URBAS-Holzgas-KWK Anlagen in Modulbauweise,“ [Online].  
8] Available: [https://tis.bz.it/doc-bereiche/ren\\_doc/pdf/17.-felsberger.pdf](https://tis.bz.it/doc-bereiche/ren_doc/pdf/17.-felsberger.pdf).
- [1 W. Felsberger, „Festbettvergasung mit Blockheizwerk für Holz,“ 2012. [Online]. Available:  
9] [https://www.holzenergie-symposium.ch/12.HES/%20Pr%8Asentationen\\_12\\_HES\\_2012%20pdf/08\\_Felsberger\\_Festbett.pdf](https://www.holzenergie-symposium.ch/12.HES/%20Pr%8Asentationen_12_HES_2012%20pdf/08_Felsberger_Festbett.pdf).  
[Zugriff am 09 05 2017].
- [2 W. Felsberger, „Holzverstromung im kleinen und mittleren Leistungsberich,“ Österreichischer  
0] Biomassetag, 2014.
- [2 „Gewerbeordnung 1994,“ [Online]. Available:  
1] [http://wko.at/wknoe/gewerbe/texte/GewO94\\_02komp.pdf](http://wko.at/wknoe/gewerbe/texte/GewO94_02komp.pdf).
- [2 *Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach Regeln.*  
2]
- [2 V. D. Ingenieure, *Richtlinien VDI 2263 "Staubbrände und Staubexplosionen; Gefahren, Beurteilung,*  
3] *Schutzmaßnahmen".*
- [2 *ATEX-Produkttrichtlinie 2014/34/EU und ATEX Betriebsrichtlinie 1999/92/EG.*  
4]
- [2 H. Timmerer und F. Lettner, „Anlagensicherheit und Genehmigung von Biomassevergasungsanlagen,“  
5] Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Wien, 2005.
- [2 Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft, „Holzvergasungsanlagen,“ 2016.  
6] [Online]. Available:  
<https://www.bmwf.wg.at/Unternehmen/gewerbetechnik/Documents/Informationspapier%20Holzvergasungsanlagen.pdf>. [Zugriff am 09 05 2017].
- [2 *Technische Richtlinien Vorbeugender Brandschutz.*  
7]
- [2 *Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010.*  
8]
- [2 *Burgenländisches Elektrizitätswesengesetz 2006.*  
9]
- [3 *Ökostromgesetz 2012.*  
0]

## 5 Annex

### 5.1 Stücklisten Fallbeispiel A

#### 5.1.1 Szenario A1

Menge	ME	Bezeichnung (ggf. beispielhaftes Produkt)	Material und Masse bzw. Abmessung
1	Stk.	Pufferspeicher 14.000 l; 6 bar (DeHoust Heizungspufferspeicher 14 m <sup>3</sup> )	Speicher: Stahl verzinkt, 2.000 kg Dämmung: Mineralwolle 60 kg/m <sup>3</sup> , 500 kg Blech: Aluminium-Zink, 100 kg
2x20	m	Verrohrung DN40 (Isoplus)	Mediumrohr: Stahl verzinkt, 2x210 kg Dämmung: PUR (Polyurethan-Hartschaum) 2x10 kg Mantelrohr: PEHD 2x20 kg
1	Stk.	Pumpe 14 m <sup>3</sup> /h, 1,5 bar (Wilo Yonos MAXO-D)	Housing: Grey cast iron, 10 kg Impeller: PPS, 1 kg Shaft: Stainless steel, 7 kg Bearing: Carbon+ metal impregnated, 0,1 kg
36	m <sup>2</sup>	Betonplatte mit Streifenfundament	-
-	-	Montage, Einbindung	-

#### 5.1.2 Szenario A2

Menge	ME	Bezeichnung (ggf. beispielhaftes Produkt)	Material und Masse bzw. Abmessung
80	Stk.	Flachkollektoren 12,3 m <sup>2</sup> (Greenonetec GK 3133-S)	Gehäuse, Oberfläche, Absorber, Rückwand: Aluminium, 60 kg/Stück Verrohrung: Kupfer, 80 kg/Stück Dämmung: Mineralwolle, 5 kg/Stück Abdeckung: gehärtetes Glas, 80 kg/Stück
1.400	m	L-Profil	Stahl, L-Profil 35mmx35mm, Dicke 5 mm
1.000	m	Profilschiene	Aluminium, 6.000 kg
1	Stk.	Expansionsgefäß 2.000 l (Eder elko-flex)	Edelstahl, 80 kg
1	Stk.	Kreiselpumpe 2,5 kW, 19 m <sup>3</sup> /h (Wilo Yonos MAXO-D)	Housing: Grey cast iron, 10 kg Impeller: PPS, 1 kg Shaft: Stainless steel, 7 kg Bearing: Carbon+ metal impregnated, 0,1 kg
3	m <sup>3</sup>	Frostschutz	Propylenglykol
1	Stk.	Solarsteuerung (DeltaSol® SLT)	-
2	Stk.	Pufferspeicher 96 m <sup>3</sup> (DeHoust Heizungspufferspeicher 96.000 l)	Speicher: Stahl verzinkt, 13.600 kg/Stück Dämmung: Mineralwolle 60 kg/m <sup>3</sup> , 2.000 kg/Stück Blech: Aluminium-Zink, 700 kg/Stück
1.500	m	Verrohrung (Buntmetall Amstetten Kupferrohr 42 mm)	Kupfer, 5.000 kg

1.500	m	Rohrisolation (Armacell AF-2-042)	Armaflex, Dicke 13,5 mm
2x70	m	Verrohrung DN50 (Isoplus)	Mediumrohr: Stahl verzinkt, 2x1.000 kg Dämmung: PUR (Polyurethan-Hartschaum) 2x50 kg Mantelrohr: PEHD 2x100 kg
7	Stk.	Solarkreiselpumpe (Wilo Yonos PICO STG)	Housing: Grey cast iron, 1,2 kg/Stück Impeller: PPS, 0,1 kg/Stück Shaft: Stainless steel, 1 kg/Stück Bearing: Carbon+ metal impregnated, 0,01 kg/Stück
1	Stk.	Plattenwärmetauscher (Solarbayer)	Edelstahl, 100 kg
-	-	Schrauben, Winkel, Betonbeschwerung	-
-	-	Montage, Grabung	-

### 5.1.3 Szenario A3

Menge	ME	Bezeichnung	Beispielhaftes Produkt
213	Stk.	Flachkollektoren 2,4 m <sup>2</sup>	Greenonetec FK8253
852	Stk.	Dachhaken Alu	-
700	m	Montageschiene Alu 40x40	-
300	m	Kollektorscheine Alu L-Profil 100 x 50	-
19	Stk.	Expansionsgefäß 35 l Stahl	Eder solar 35
5	Stk.	Expansionsgefäß 230 l Stahl	Eder solar 200
1	Stk.	Expansionsgefäß 500 l Stahl	Eder solar 500
25	Stk.	Solares Trennsystem inkl. Steuerung	SolexMini HZ
560	l	Frostschutz	Propylenglykol
19	Stk.	Warmwasser Kombispeicher 1.000 l, 1 Register	Buderus HS1000
6	Stk.	Warmwasser Kombispeicher 2.500 l, 1 Register	Hellmann WH-K2 Standard
6	Stk.	Warmwasser Kombispeicher 750 l, 1 Register	Buderus HS750
380	m	Kupferrohr DN18 + Isolierung	Armaflex 8mm
150	m	Kupferrohr DN35	Armaflex 13mm
-	-	Anschlussmaterial	-
-	-	Montage	-

### 5.1.4 Szenario A4

Menge	ME	Bezeichnung	Beispielhaftes Produkt
12	Stk.	Pufferspeicher mit integrierter Wärmepumpe 300 l und 1,5 kW <sub>el</sub> Heizstab	Vaillant geoSTOR VIH RW 300

7	Stk.	Pufferspeicher 2.000 l	Austria Email PSM2000
77	m <sup>2</sup>	Speicherisolation	Armaflex AF 50mm
7	Stk	Elektro Einbauheizung 10kW	Austria Email RDW 18-10
190	m	Kupferrohr 22mm	-
190	m	Rohrisolation	Armaflex 18 x 22 mm
-	-	Montage	-

### 5.1.5 Szenario A5

Menge	ME	Bezeichnung	Beispielhaftes Produkt
18	Stk.	Booster Wärmepumpen 12 kW <sub>th</sub> inkl. 185 l WW-Speicher	Vaillant VWF 118/4
6	Stk.	Booster Wärmepumpen 70 kW <sub>th</sub>	Hoval Thermalia dual (55-140)
18	Stk.	Pufferspeicher 500l mit Isolierung	Austrian Email PSR 500 + ECO SKIN 2.0
6	Stk.	Pufferspeicher 1.500 l	Austrian Email PSR 1.500+ ECO SKIN 2.0
48	Stk.	Motorgesteuertes 3-Wege Mischventil	Danfoss VMV DN15 + AME 13
24	Stk.	Motorgesteuertes 2-Wege Ventil	Danfoss VMA DN15 + AMV 13
1.000	m	Verrohrung Kupfer DN 15 + Isolierung	Armaflex 8mm
-	-	Montage	-

## 5.2 Stückliste Fallbeispiel B

### 5.2.1 Szenario B4

Menge	ME	Bezeichnung (ggf. beispielhaftes Produkt)	Material und Masse bzw. Abmessung
1	Stk.	Kondensator (Bschor GmbH Öko-Carbonizer 014)	Carbon-Ceramic
1	Stk.	WW-Wärmepumpe (Alpha-InnoTec WWP 1100X Artikel 100369-04)	610 kg
2x50	m	Verrohrung DN40 (Isoplus)	Mediumrohr: Stahl verzinkt, 2x500 kg Dämmung: PUR (Polyurethan-Hartschaum) 2x25 kg Mantelrohr: PEHD 2x50 kg
2	Stk.	Pumpe 14 m <sup>3</sup> /h, 1,5 bar (Wilo Yonos MAXO-D)	Housing: Grey cast iron, 10 kg/Stück Impeller: PPS, 1 kg/Stück Shaft: Stainless steel, 7 kg/Stück Bearing: Carbon+ metal impregnated, 0,1 kg/Stück
2	Stk.	Absperrventil DN40	Stahlguss GP240GH+N, 11 kg/Stück
-	-	Montage, Einbindung	-

## 5.3 Stücklisten Fallbeispiel D

### 5.3.1 Szenario D2

Menge	ME	Bezeichnung	Beispielhaftes Produkt
2	Stk.	Niedertemperatur Gas-Heizkessel 1.950 kW	Viessmann SX2A774, SX2A780 Vitoplex 200
2	Stk.	Biogasbrenner 2.000 kW	Elco
2	Stk.	Abgaswärmetauscher für Brennwertnutzung	-
1	Stk.	Neutralisationseinrichtung	-
		Sicherheitseinrichtungen	-
50	m	Verrohrung Stahl DN150 + Isolierung	-
2	Stk.	Absperrventil DN150	-
-	-	Hydraulische Einbindung	-
-	-	Inbetriebnahme	-
-	-	Planung	-

### 5.3.2 Szenario D3

Menge	ME	Bezeichnung (ggf. beispielhaftes Produkt)	Material und Masse bzw. Abmessung
1	Stk.	Satztrockner 280 kW <sub>th</sub> , 1,7 srm/h (Lauber L- ENZ 280)	-
-	-	Innenliegender Bunker	12mx12mx3m
1	Stk.	Schubboden	18mx8m
1	Stk.	Holzvergaser (Urbas Holzgas)	Querförderband, 8 m Schrägförderband, 18 m Gleichstromfestbettvergaser, 1500 kW <sub>th</sub> Gasfilter, 1500 kW <sub>th</sub> Notfackel, 650 kW <sub>th</sub> Neutralisationseinrichtung, 40 l/h BHKW 400 kW <sub>el</sub> + 650 kW <sub>th</sub>
1	Stk.	Gebäude	25mx20mx5m
2	Stk.	Absperrventil DN150	Stahlguss GP240GH+N, 105 kg
1	Stk.	Pumpe (Wilo Yonos MAXO-D)	Housing: Grey cast iron, 10 kg/Stück Impeller: PPS, 1 kg/Stück Shaft: Stainless steel, 7 kg/Stück Bearing: Carbon+ metal impregnated, 0,1 kg/Stück
3	m <sup>2</sup>	Betonplatte mit Streifenfundament	Für Gebäude: 500 m <sup>2</sup> (ggf. schon betoniert) Für ersten Biomasselager: 150 m <sup>2</sup> Für Pufferspeicher: 36 m <sup>2</sup>

2x50	m	Verrohrung DN150 (Isopius)	Mediumrohr: Stahl verzinkt, 2x1050 kg Dämmung: PUR (Polyurethan-Hartschaum) 2x50 kg Mantelrohr: PEHD 2x100 kg
4x20	m	Verrohrung DN40 (Isopius)	Mediumrohr: Stahl verzinkt, 4x210 kg Dämmung: PUR (Polyurethan-Hartschaum) 4x10 kg Mantelrohr: PEHD 4x20 kg
1	Stk.	Pufferspeicher (DeHoust Heizungspufferspeicher 14 m <sup>3</sup> )	Speicher: Stahl verzinkt, 2.000 kg Dämmung: Mineralwolle 60 kg/m <sup>3</sup> , 500 kg Blech: Aluminium-Zink, 100 kg
10x15	m <sup>2</sup>	Wellblechdach (Wurzer Profiltechnik GmbH Wellblech 55/177)	Aluminium, 500 kg
30	Stk.	Pfosten 15 m	Kieferholz, 140 kg/Stück
-	-	Aufstellung	-
-	-	Elektrische Installation	-
-	-	Hydraulische Einbindung	-
-	-	Inbetriebnahme	-
-	-	Planung	-