

**Energiekonzept für die  
LAMILUX Heinrich Strunz Holding  
GmbH & Co. KG  
Werk 2 und Werk 4 in Rehau**

**Energiekonzept für die LAMILUX Heinrich Strunz Holding GmbH & Co. KG  
Werk 2 und Werk 4 in Rehau**

**Auftraggeber:**

LAMILUX Heinrich Strunz Holding GmbH & Co. KG  
Zehstraße 2  
95111 Rehau

**Auftragnehmer:**

Institut für Energietechnik IfE GmbH  
an der Ostbayerischen Technischen Hochschule Amberg-Weiden  
Kaiser-Wilhelm-Ring 23a  
92224 Amberg

**Bearbeitungszeitraum:**

Mai 2018 - Juni 2019

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung</b> .....	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>Die Energiebilanz im Ist-Zustand</b> .....	<b>7</b>
2.1	Die elektrische Energieversorgung und Eigenstromproduktion.....	9
2.1.1	Der Strombedarf von Werk 2 Anlage 10 und Werk 4.....	9
2.1.2	Der Strombedarf von Werk 2 Anlage 11.....	14
2.1.3	Der Strombezug gesamt .....	19
2.1.4	Die Stromproduktion der Mikrogasturbine .....	19
2.1.5	Die Photovoltaikanlage 1 .....	21
2.1.6	Die Photovoltaikanlage 2 .....	23
2.2	Die thermische Energieversorgung .....	23
2.2.1	Der Erdgasverbrauch von Werk 2, Anlage 10 .....	23
2.2.2	Der Erdgasverbrauch von Werk 2 Anlage 11 .....	26
2.2.3	Der Erdgasverbrauch von Werk 4 .....	28
2.3	Die Endenergie-, Primärenergie- und CO <sub>2</sub> -Bilanz .....	32
<b>3</b>	<b>Die Messungen</b> .....	<b>33</b>
3.1	Die Beschreibung der Vorgehensweise .....	33
3.2	Die Messung an der Anlage 11 .....	34
3.3	Die Messung an der Anlage 12.....	42
<b>4</b>	<b>Die potentiellen Energieversorgungsvarianten für das Werk 2 und Werk 4</b>	<b>49</b>
4.1	Die betrachteten Energieversorgungsvarianten .....	49
4.1.1	Die Energieversorgungsvariante 0, der Bestand .....	53
4.1.2	Die Energieversorgungsvariante 1.1, der Biomassekessel.....	54
4.1.3	Die Energieversorgungsvariante 1.2, der Biomassekessel.....	55
4.1.4	Die Variante 2 mit einem „kleinen“ BHKW.....	56
4.1.5	Die Variante 3 mit einem „großen“ BHKW und Heißwassernutzung.....	57

<b>5</b>	<b>Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung</b> .....	<b>60</b>
5.1	Die Vergütung eines BHKW nach dem KWKG 2017 .....	60
5.2	Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Varianten.....	62
5.3	Sensitivitätsanalyse der Energieversorgungsvarianten.....	71
5.3.1	Die Sensitivitätsanalyse der Variante 0 .....	71
5.3.2	Die Sensitivitätsanalyse der Variante 1.1 .....	72
5.3.3	Die Sensitivitätsanalyse der Variante 1.2 .....	73
5.3.4	Die Sensitivitätsanalyse der Variante 2 .....	74
5.3.5	Die Sensitivitätsanalyse der Variante 3 .....	76
<b>6</b>	<b>Die CO<sub>2</sub>-Bilanz der Energieversorgungsvarianten</b> .....	<b>78</b>
<b>7</b>	<b>Zusammenfassung</b> .....	<b>79</b>
<b>8</b>	<b>Abbildungsverzeichnis</b> .....	<b>81</b>
<b>9</b>	<b>Tabellenverzeichnis</b> .....	<b>84</b>

# 1 Einleitung

Die LAMILUX Heinrich Strunz Holding GmbH & Co. KG ist ein familiengeführtes mittelständisches Unternehmen mit Sitz in der oberfränkischen Stadt Rehau und einem weiteren Fertigungsstandort in Schifferstadt. LAMILUX ist eingetragene Marke des Unternehmens und Handelsname der Produkte. Das Unternehmen beschäftigt über 1.200 Mitarbeiter und zählt in Europa zu den etabliertesten und erfahrensten Herstellern von Tageslichtsystemen und ist einer der international führenden Produzenten von faserverstärkten Kunststoffen. Die in beiden Unternehmensbereichen erreichte nationale und internationale Marktstellung resultiert aus der technologischen Innovationskraft, den flexiblen Handlungsspielräumen, der partnerschaftlichen Kundenbindung und der motivierenden Mitarbeiterorientierung eines mittelständischen, unabhängig und weitsichtig agierenden Familienunternehmens.

Es liegt eine umfangreiche Versorgung des Standorts mit Strom, Wärme, Prozesswärme usw. vor. Aktuell erfolgt die Wärme- und Prozesswärmeversorgung über mehrere Erdgas-Heißwasserkessel, einer Mikrogasturbine und mehreren Nachverbrennungsanlagen von Lösemitteldämpfen welche in der Produktion anfallen. Diese umfangreiche Entwicklung mit Zubau von neuen Fertigungsstraßen in einem neuen Gebäude bedarf eines ökonomisch und ökologisch sinnvollen Gesamtkonzeptes welches die übergreifende und ganzheitliche Betrachtung des Werkes darstellt. Das Unternehmen verfügt bereits über eine Zertifizierung nach DIN 50001, dadurch ist bereits die Grundlage für eine zuverlässige Datenbasis geschaffen.

Im Rahmen eines betrieblichen Energiekonzeptes mit 40 %-iger Förderung des Bayerischen Wirtschaftsministeriums soll zunächst der energetische Ist-Zustand detailliert aufgenommen und dargestellt werden. Darauf aufbauend können Maßnahmen der Effizienzsteigerung entwickelt werden. Dem schließt sich die Erarbeitung einer zukünftigen innovativen Energieversorgung an. Im Endergebnis wird ein technisch und wirtschaftlich ausgewogener Entwicklungsplan für das Werk der Fa. LAMILUX stehen.

In

Abbildung 1 ist das LAMILUX Werk 2 und Werk 4 (oranger Rahmen) in Rehau dargestellt. Im Werk 2 gibt es drei Produktionslinien, die Anlage 10, Anlage 11 und Anlage 12 zusätzlich gibt es noch den Bereich der Fertigung von Tageslichtelementen im Werk 4.



Quelle: [www.google.de](http://www.google.de)

**Abbildung 1: Das Luftbild der LAMILUX Werk 2 und Werk 4 in Rehau**

## 2 Die Energiebilanz im Ist-Zustand

Um Energieeinsparpotentiale ermitteln und neue Energieversorgungskonzepte entwickeln zu können, ist zunächst eine genaue Kenntnis des Bedarfes an elektrischer und thermischer Leistung im Verlauf eines Jahres erforderlich. Im LAMILUX Werk 2 und Werk 4 in Rehau besteht die Versorgungsstruktur aus:

- Elektrischer Energiebedarf
- Thermischer Energiebedarf

Für die elektrische Energieversorgung gibt es zwei Stromübergabepunkte im Werk 2 siehe nachfolgende Abbildung 2, das Werk 4 wird über das Werk 2 mit elektrischer Energie versorgt.

Die Versorgung mit Erdgas wird über 3 Übergabepunkte realisiert, für Werk 4 sowie für Anlage 10 und einen Übergabepunkt für Anlage 11 und Anlage 12. Die Anlage 12 wurde unterhalb der Anlage 11 gebaut und ist seit kurzem in Betrieb.

Als Datenbasis zur Darstellung des elektrischen und thermischen Energiebedarfs dienen Aufzeichnungen der Jahre 2017 und 2018. Neben der Erfassung der benötigten Energiemengen ist vor allem die Ermittlung des Leistungsbedarfs im Verlauf eines Jahres bzw. eines Tages für die Dimensionierung neuer Energieversorgungsvarianten von Bedeutung. Der Leistungsbedarf wird üblicherweise als sogenannter Lastgang für einen Tag oder Monat, bzw. auf ein ganzes Jahr bezogen als geordnete Jahresdauerlinie dargestellt. Im Rahmen der Analyse des Ist-Zustandes wurden daher elektrische Lastgänge ausgewertet und geordnete Jahresdauerlinien für den elektrischen Energiebedarf erstellt.

In den nachfolgenden Kapiteln wird das bestehende Energieversorgungssystem und die Struktur des thermischen und elektrischen Energiebedarfes erfasst, die CO<sub>2</sub>-Emissionen ermittelt und die Kosten für die Energieversorgung im Ist-Zustand dargestellt.

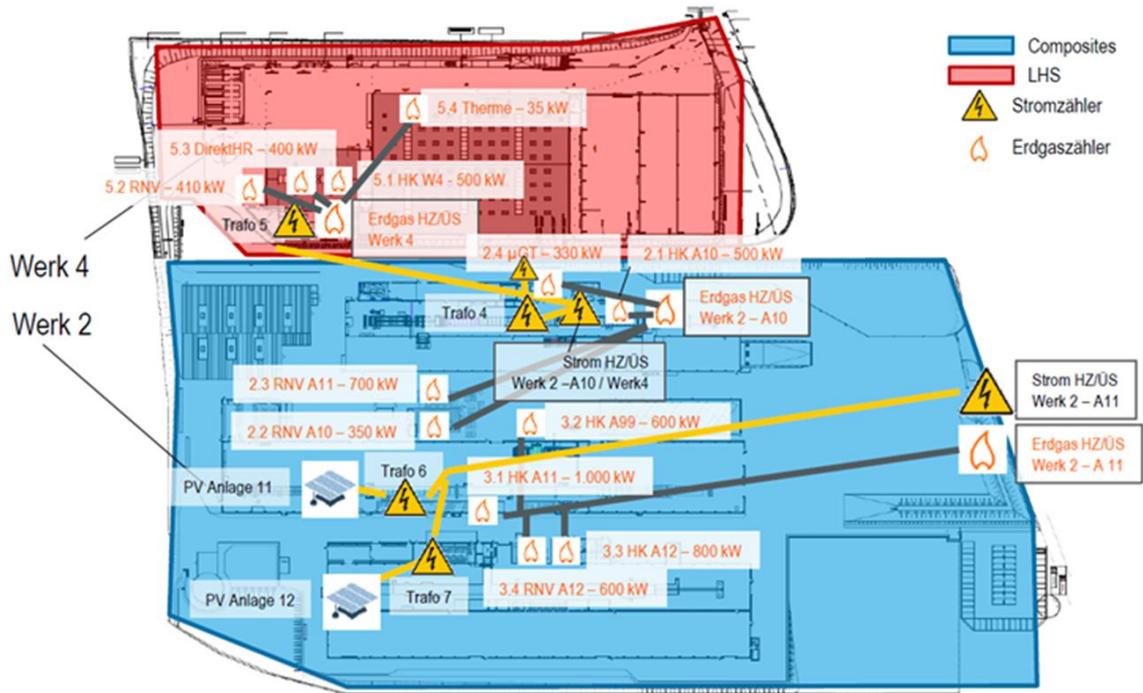


Abbildung 2: Die Darstellung der Energieversorgung von Werk 2 und Werk 4

## 2.1 Die elektrische Energieversorgung und Eigenstromproduktion

### 2.1.1 Der Strombedarf von Werk 2 Anlage 10 und Werk 4

Die elektrische Energieversorgung erfolgt über das öffentliche Stromnetz. Das LAMILUX Werk 2 Anlage 10 und Werk 4 bezieht den Strom derzeit von der Rhön Energie Fulda GmbH. Die Abrechnung des Strombezugs erfolgt nach Arbeits- und Leistungspreis, weshalb insbesondere die Kenntnis der elektrischen Lastgänge im Laufe eines Tages, bzw. Jahres von großer Bedeutung für die Abschätzung von Einsparpotentialen sind. Der Stromnetzbetreiber ist die Bayernwerk AG. Im Rahmen des vorliegenden Konzepts wurde zur Ermittlung des elektrischen Energiebedarfs auf Aufzeichnungen des Jahres 2017 und 2018 zurückgegriffen. Zur Ermittlung der elektrischen Lastgänge wurden die Viertelstundenwerte des elektrischen Leistungsbedarfs verwendet, welche vom Energieversorger fortlaufend aufgezeichnet werden.

Die Tabelle 1 gibt eine Übersicht des monatlichen Stromverbrauches des Jahres 2017 des LAMILUX Werk 2 Anlage 10 und Werk 4. In diesem Zeitraum wurden 2.567.006 kWh an Strom bezogen.

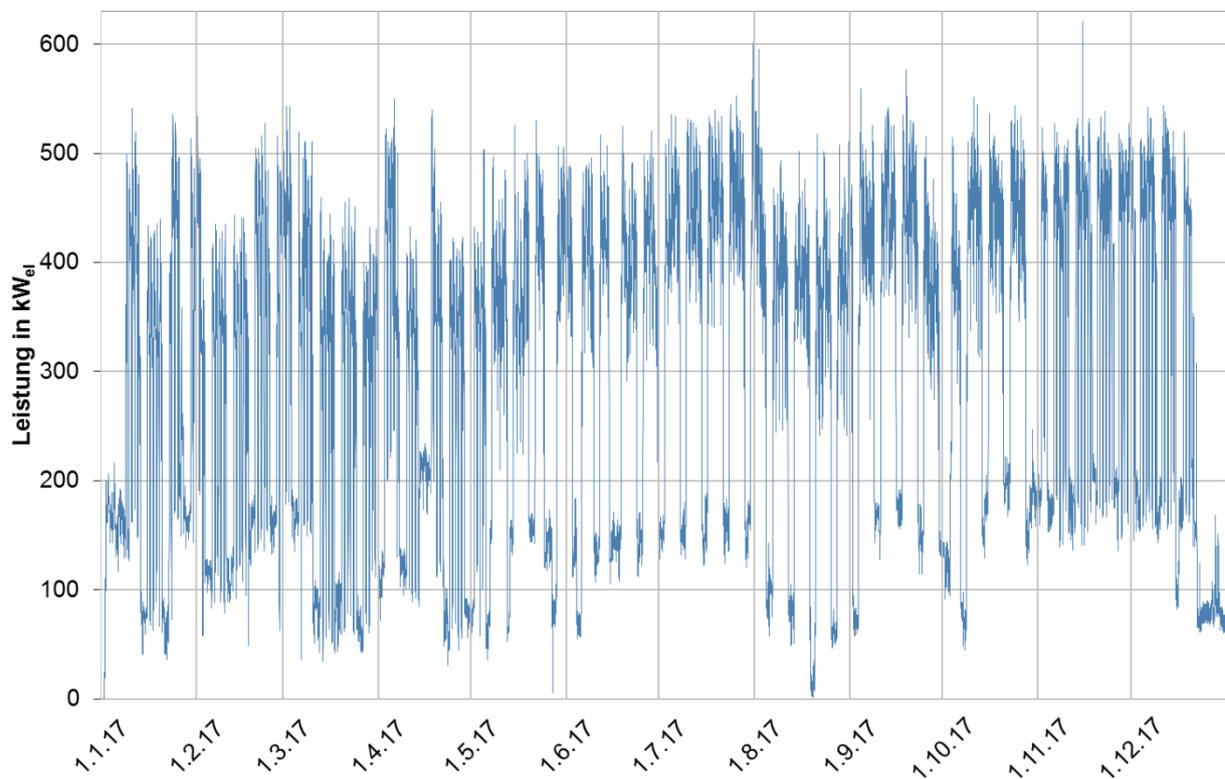
**Tabelle 1: Der monatliche Stromverbrauch des Jahres 2017 von Anlage 10 und Werk 4**

Anlage 10 + Werk 4, Stromverbrauch in [kWh]		
2017	Januar	172.695
	Februar	176.569
	März	194.291
	April	180.261
	Mai	212.622
	Juni	222.032
	Juli	265.974
	August	229.418
	September	246.551
	Oktober	237.735
	November	245.633
	Dezember	183.224
Gesamtverbrauch		<b>2.567.006</b>

### Der elektrische Lastgang

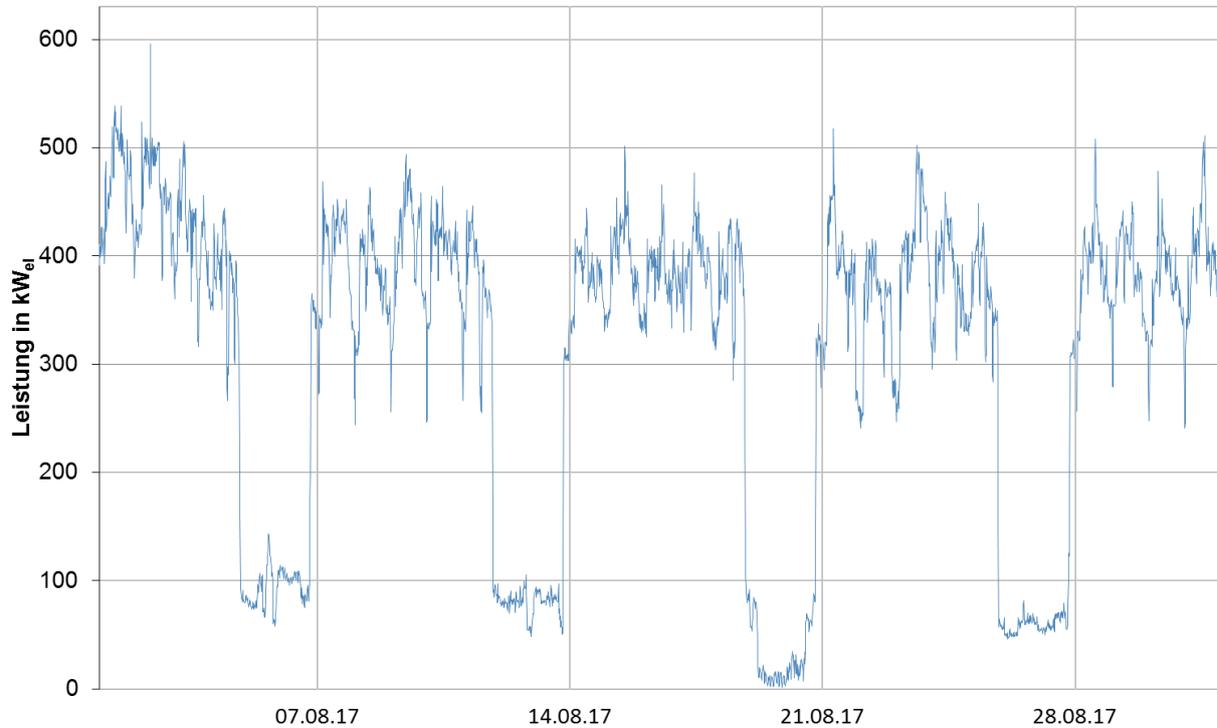
Der elektrische Lastgang wird vom Energieversorger mittels einer Viertelstundenleistungsmessung für das ganze Jahr ermittelt und dient als Basis für die Ermittlung des leistungsbezogenen Netzentgelts.

Die Abbildung 3 zeigt den Lastgang der elektrischen Leistung im Betrachtungszeitraum. Die maximale Spitzenleistung wurde am 15. November 2017 um 11:00 Uhr mit 621 kW gemessen.

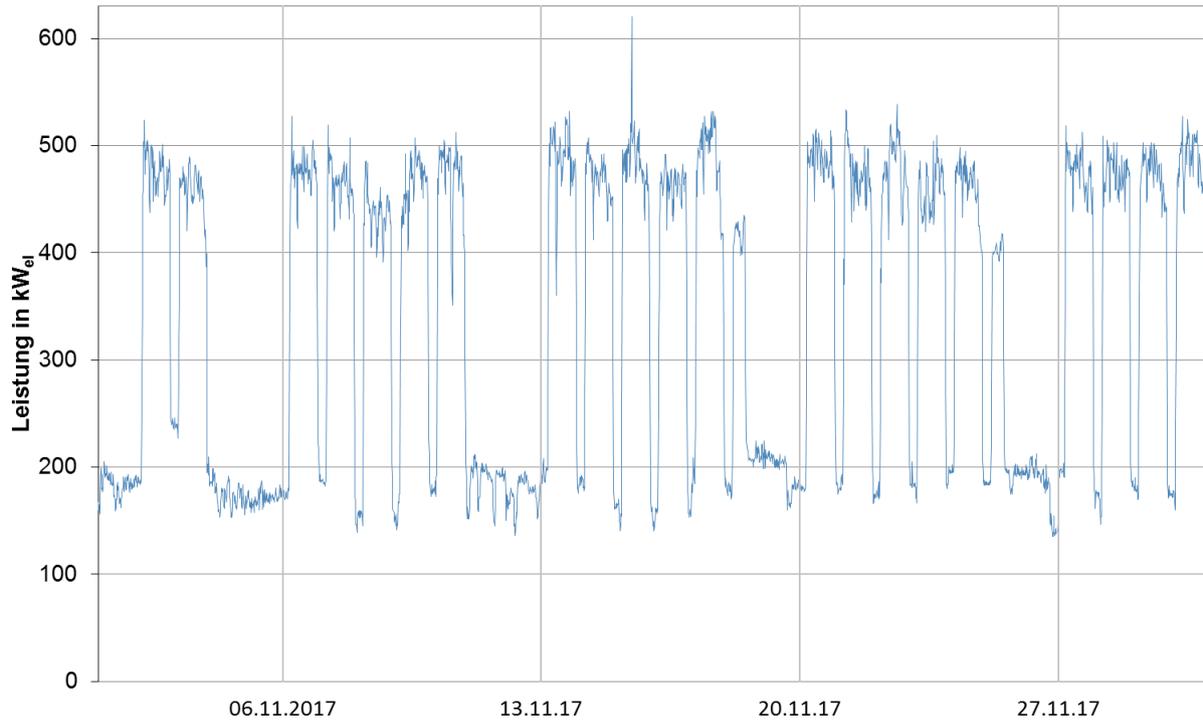


**Abbildung 3: Der elektrische Lastgang des Jahres 2017**

In der Abbildung 4 ist der Lastgang des Monats August 2017 dargestellt. In Abbildung 5 der elektrische Lastgang des Monats November 2017, die Strombezugsleistung ist somit den Wintermonaten um rund 100 kW höher als in den Sommermonaten.



**Abbildung 4: Der elektrische Lastgang von August 2017**



**Abbildung 5: Der elektrische Lastgang von November 2017**

### Die geordnete elektrische Jahresdauerlinie

Werden die Viertelstundenwerte eines Jahres der Größe nach sortiert und gegen die Jahresstunden aufgetragen, so erhält man die geordnete Jahresdauerlinie des elektrischen Energiebedarfs siehe Abbildung 6. Es zeigt sich, dass eine elektrische Leistung von über 200 kW nur wenige Stunden im Jahr bezogen wird. Eine Leistung von rund 150 kW Grundlast wird für rund 6.000 Stunden pro Jahr benötigt. Die geordnete Jahresdauerlinie des elektrischen Energiebedarfs wird unter anderem zur Auslegung von KWK-Anlagen benötigt. Anhand der Jahresdauerlinie kann ermittelt werden, wie hoch die mögliche Eigenstromnutzung einer KWK-Anlage im Werk ist.

Des Weiteren ist der elektrisch sortierte Lastgang des Jahres 2018 in das Diagramm eingefügt. Der Stromverbrauch sinkt im Jahr 2018 um rund 7 %.

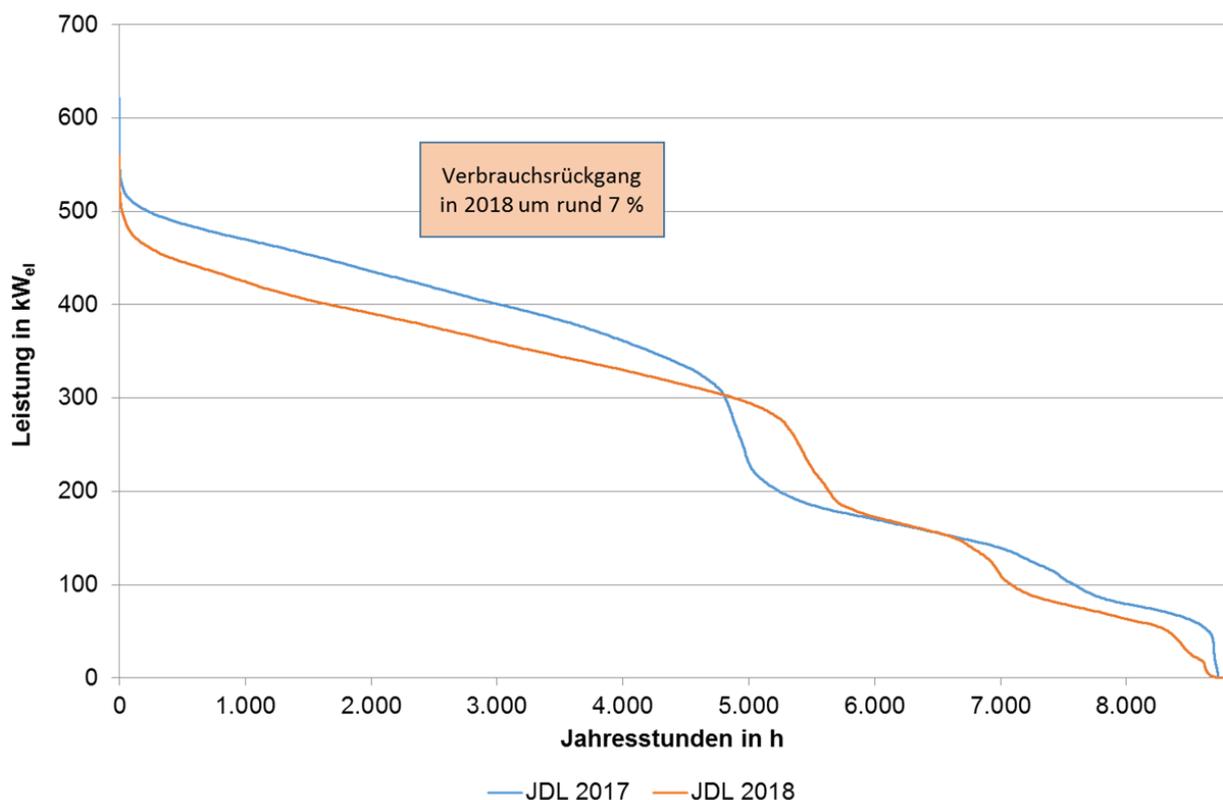


Abbildung 6: Die geordnete Jahresdauerlinie des elektrischen Energiebedarfs der Jahre 2017 und 2018

## 2.1.2 Der Strombedarf von Werk 2 Anlage 11

Die elektrische Energieversorgung erfolgt über das öffentliche Stromnetz. Das LAMILUX Werk 2 bezieht den Strom von der Rhön Energie Fulda GmbH. Die Abrechnung des Strombezugs erfolgt nach Arbeits- und Leistungspreis, weshalb insbesondere die Kenntnis der elektrischen Lastgänge im Laufe eines Tages, bzw. Jahres von großer Bedeutung für die Abschätzung von Einsparpotentialen sind. Der Stromnetzbetreiber ist die Bayernwerk AG. Im Rahmen des vorliegenden Konzepts wurde zur Ermittlung des elektrischen Energiebedarfs auf Aufzeichnungen des Jahres 2017 und 2018 zurückgegriffen. Zur Ermittlung der elektrischen Lastgänge wurden die Viertelstundenwerte des elektrischen Leistungsbedarfs verwendet, welche vom Energieversorger fortlaufend aufgezeichnet werden.

Die Tabelle 2 gibt eine Übersicht des monatlichen Stromverbrauches des Jahres 2017 des LAMILUX Werk 2 Anlage 11. In diesem Zeitraum wurden 1.359.512 kWh an Strom bezogen.

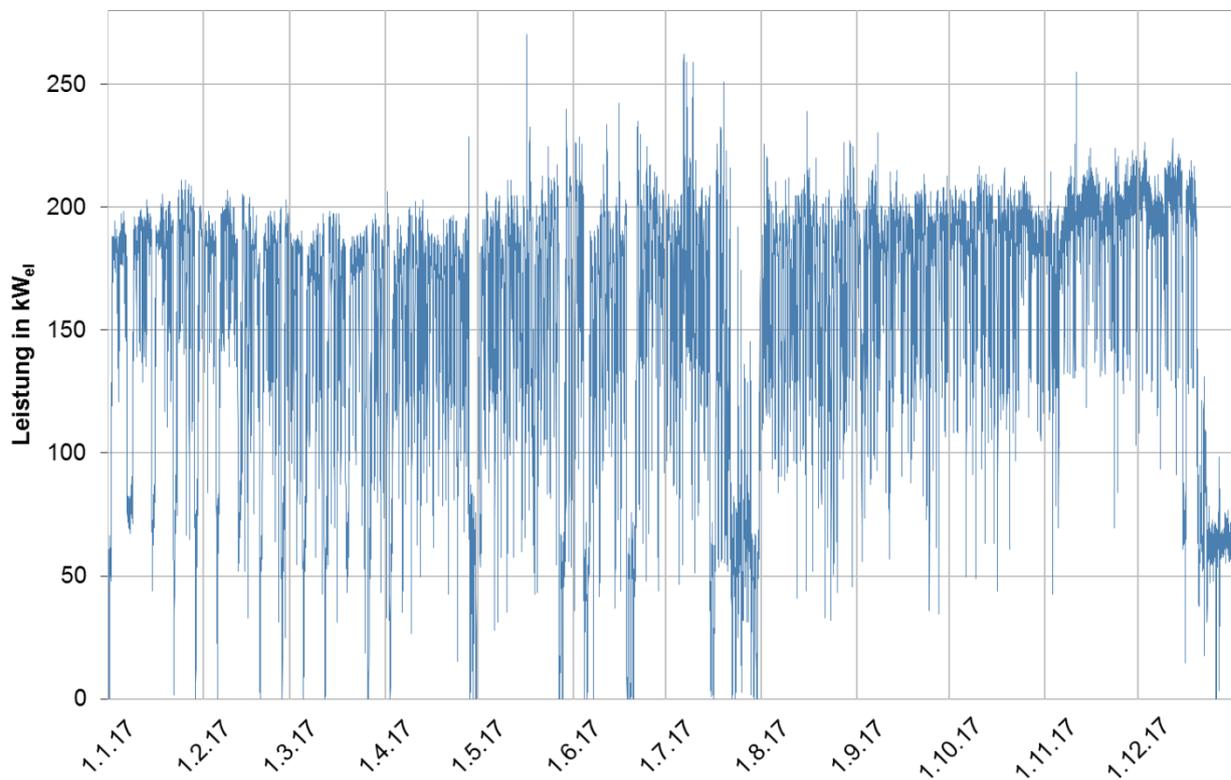
**Tabelle 2: Der monatliche Stromverbrauch des Jahres 2017 von Anlage 11**

Anlage 11, Stromverbrauch in [kWh]		
2017	Januar	116.070
	Februar	104.219
	März	106.650
	April	103.920
	Mai	112.319
	Juni	104.057
	Juli	90.151
	August	122.448
	September	124.537
	Oktober	134.101
	November	136.178
	Dezember	104.862
Gesamtverbrauch		<b>1.359.512</b>

### Der elektrische Lastgang

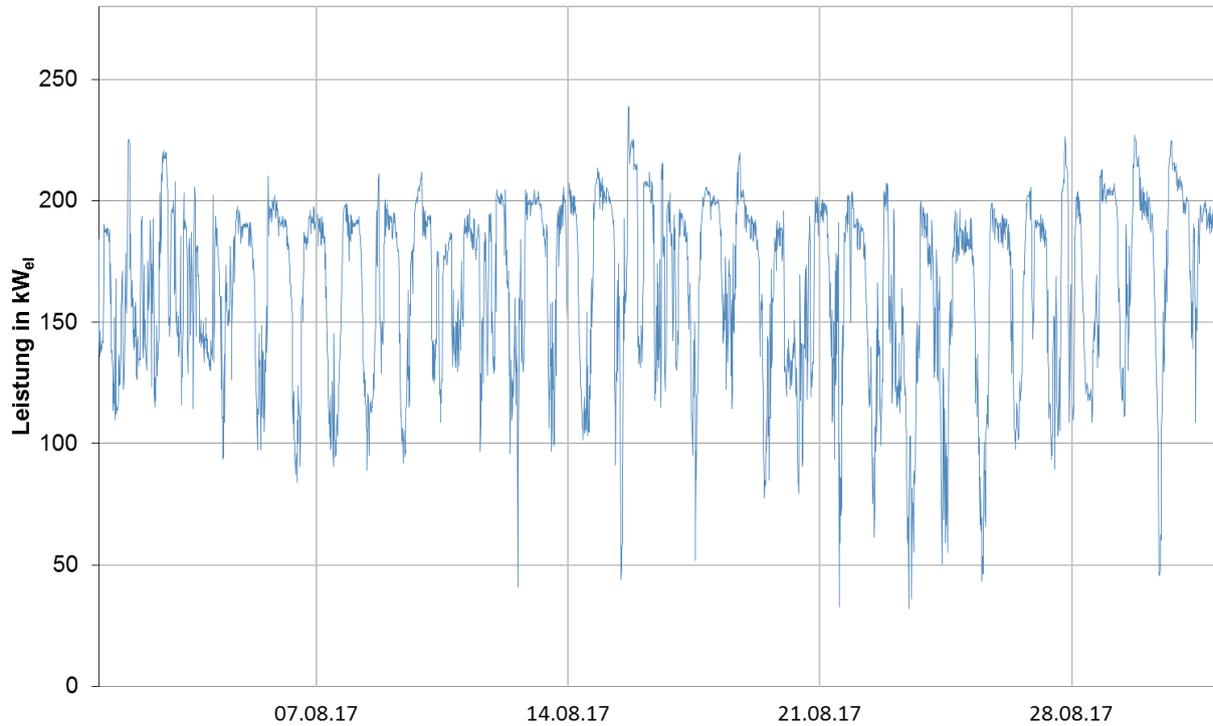
Der elektrische Lastgang wird vom Energieversorger mittels einer Viertelstundenleistungsmessung für das ganze Jahr ermittelt und dient als Basis für die Ermittlung des leistungsbezogenen Netzentgelts.

Die Abbildung 7 zeigt den Lastgang der elektrischen Leistung im Betrachtungszeitraum. Die maximale Spitzenleistung wurde am 16. Mai 2017 um 21:45 Uhr mit 270 kW gemessen.

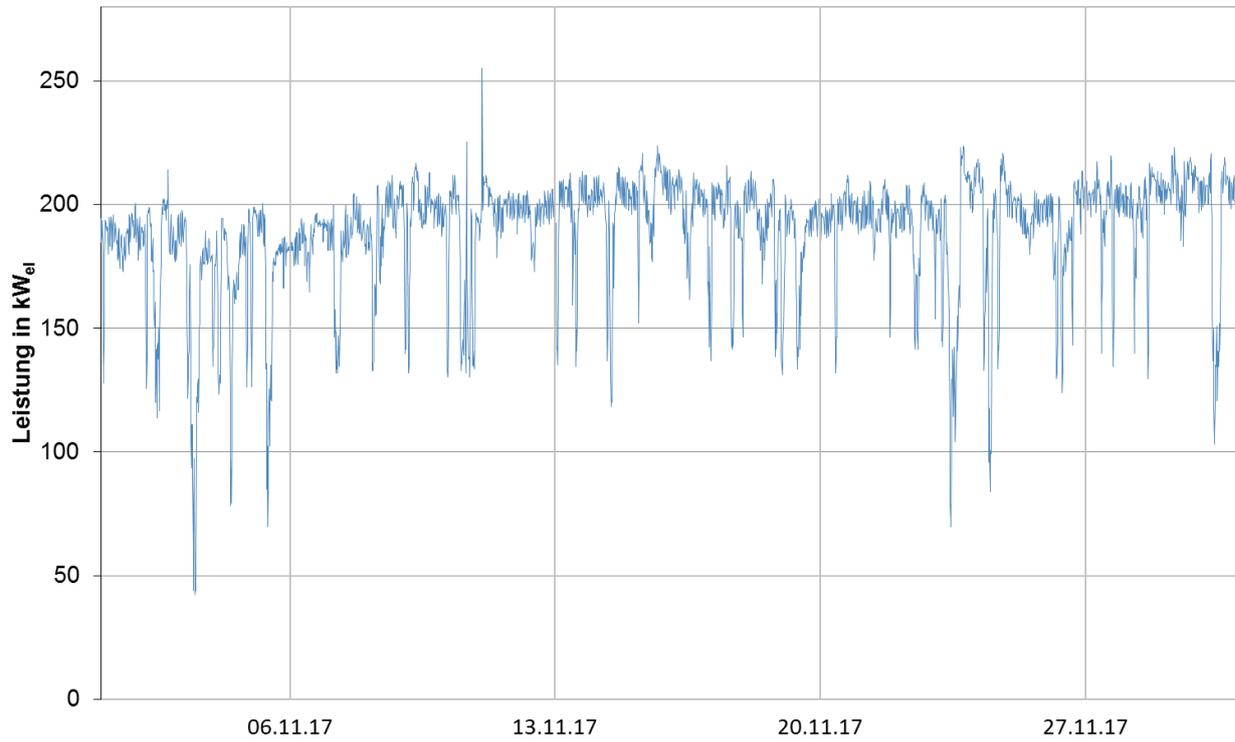


**Abbildung 7: Der elektrische Lastgang des Jahres 2017**

In der Abbildung 8 ist der Lastgang des Monats August 2017 dargestellt. In Abbildung 9 der elektrische Lastgang des Monats November 2017, die Strombezugsleistung ist somit in den Wintermonaten höher als in den Sommermonaten.



**Abbildung 8: Der elektrische Lastgang von August 2017**

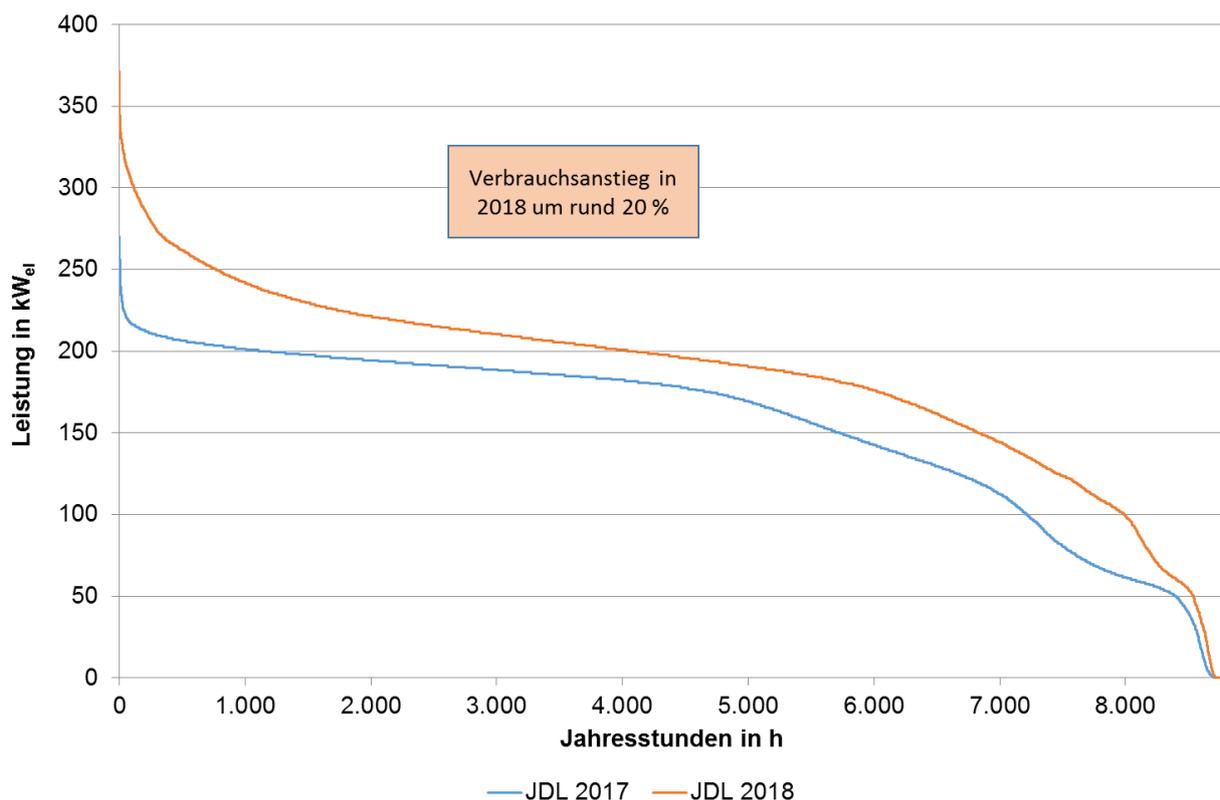


**Abbildung 9: Der elektrische Lastgang von November 2017**

### Die geordnete elektrische Jahresdauerlinie

Werden die Viertelstundenwerte eines Jahres der Größe nach sortiert und gegen die Jahresstunden aufgetragen, so erhält man die geordnete Jahresdauerlinie des elektrischen Energiebedarfs siehe Abbildung 10. Es zeigt sich, dass eine elektrische Leistung von über 200 kW nur wenige Stunden im Jahr bezogen wird. Eine Leistung von rund 150 kW Grundlast wird für rund 6.000 Stunden pro Jahr benötigt. Die geordnete Jahresdauerlinie des elektrischen Energiebedarfs wird unter anderem zur Auslegung von KWK-Anlagen benötigt. Anhand der Jahresdauerlinie kann ermittelt werden, wie hoch die mögliche Eigenstromnutzung einer KWK-Anlage im Werk ist.

Des Weiteren ist der elektrisch sortierte Lastgang des Jahres 2018 in das Diagramm eingefügt. Die Steigerung um rund 20 % resultiert aus der Inbetriebnahme der neuen Fertigungslinie „Anlage 12“ welche über den Stromanschluss von Anlage 11 mit elektrischer Energie versorgt wird.



**Abbildung 10: Die geordnete Jahresdauerlinie des elektrischen Energiebedarfs der Jahre 2017 und 2018**

### 2.1.3 Der Strombezug gesamt

Der Gesamtstrombezug beinhaltet bereits eine Eigenstromproduktion mit einer Mikrogasturbine und der bestehenden Photovoltaikanlage mit 149 kW Peakleistung.

In der nachfolgenden Abbildung 11 ist der Strombezug als gemeinsamer Viertelstundenwert in einer elektrisch geordneten Jahresdauerlinie dargestellt. Diese Aufstellung wird für die Betrachtung einer Eigenstromproduktion benötigt.

Die grüne Linie stellt eine mögliche Laufzeit eines Blockheizkraftwerks dar, welches Strom und Wärme erzeugen kann. Die Anlage könnte bei einer elektrischen Leistung von 400 kWel eine jährliche Betriebszeit von rund 7.500 h erreichen.

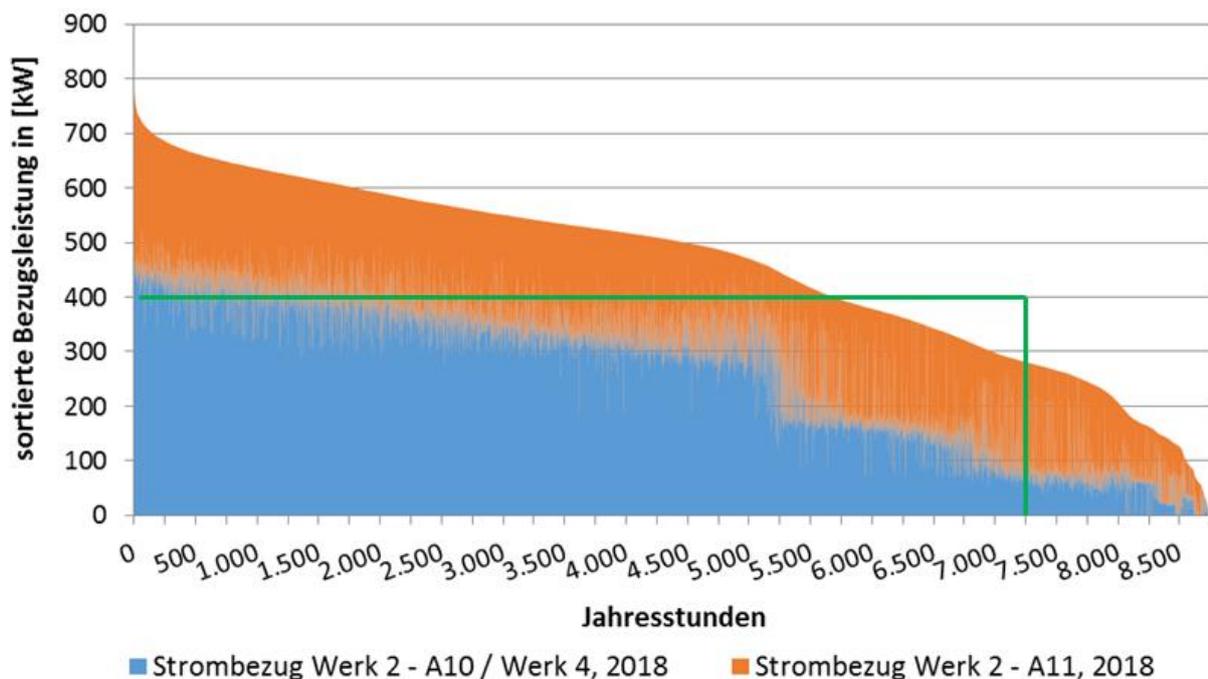
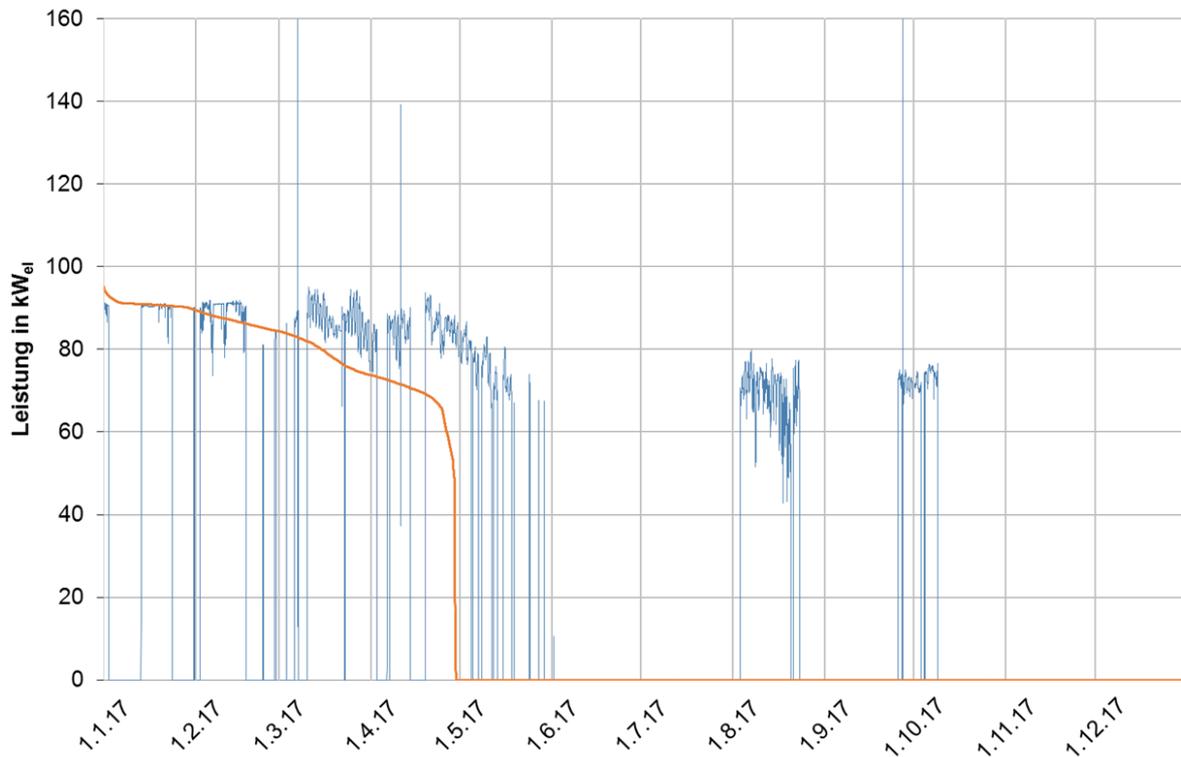


Abbildung 11: Der sortierte Gesamtstrombezug des Jahres 2018

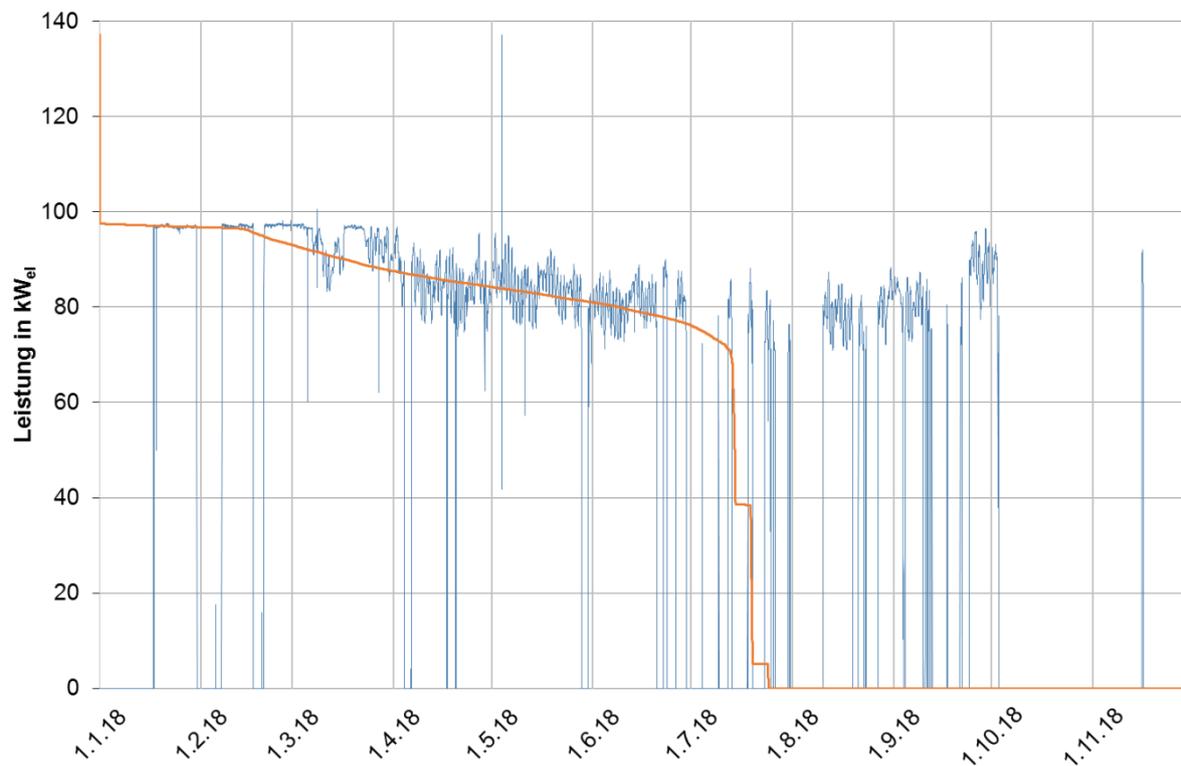
### 2.1.4 Die Stromproduktion der Mikrogasturbine

Die folgende Abbildung 12 stellt die Stromproduktion als blaue Linie der Mikrogasturbine des Jahres 2017 dar, die enthaltenen Stillstände resultieren von Wartungsarbeiten bzw. Maschinenschäden der Mikrogasturbine. Die maximale elektrische Leistung der Mikrogasturbine beträgt 100 kWel. Die Gasturbine erreicht eine Betriebsdauer von rund 2.700 h und erzeugt im Jahr 2017 insgesamt 231.791 kWh Strom.



**Abbildung 12: Die Stromproduktion der Mikrogasturbine des Jahres 2017**

In der nachfolgenden Abbildung 13 ist die Stromproduktion der Mikrogasturbine des Jahres 2018 dargestellt. Nach einer Optimierung der Einbindung erreicht die Mikrogasturbine eine Laufzeit von rund 5.000 h und kann insgesamt 412.411 kWh an Strom erzeugen.



**Abbildung 13: Die Stromproduktion der Mikrogasturbine des Jahres 2018**

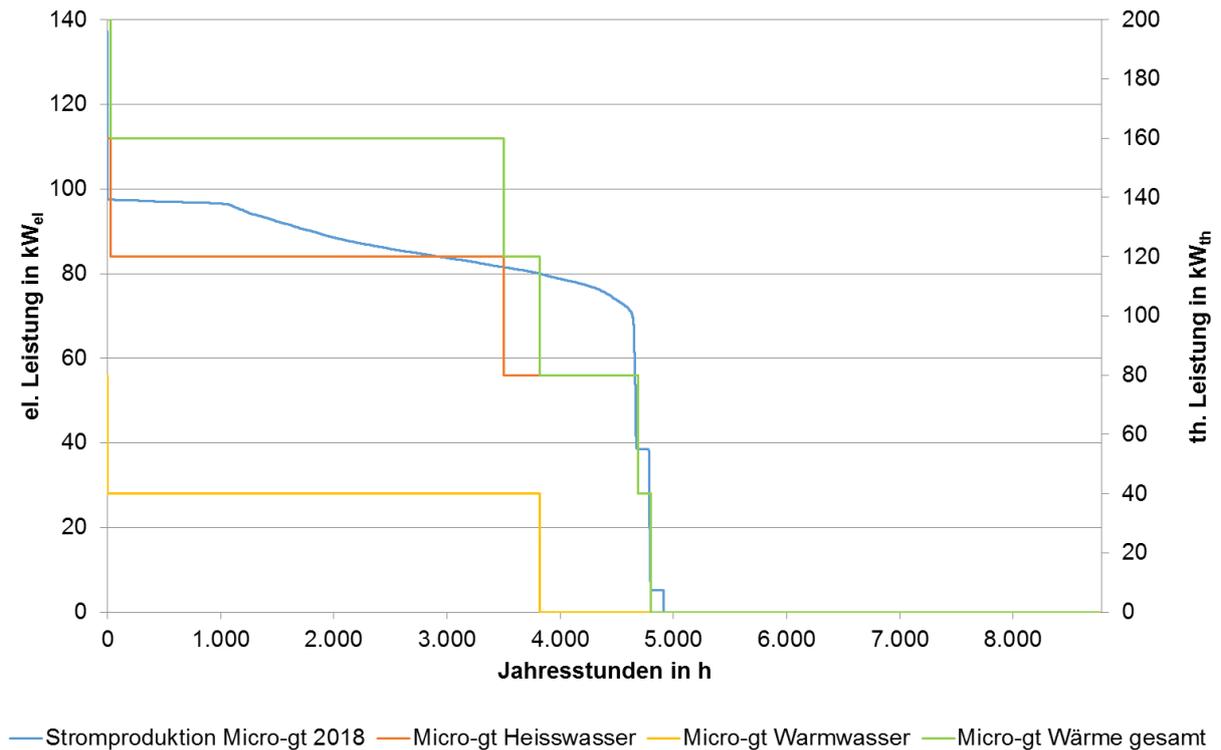


Abbildung 14: Die Übersicht der Gasturbine des Jahres 2018

Die Abbildung 14 stellt die Übersicht der Gasturbine des Jahres 2018 dar. Neben der elektrischen geordneten Jahresdauerlinie sind hier ebenfalls die Wärmeleistungen dargestellt. Die Warmwasserleistung beträgt rund 30 kW<sub>th</sub> zusätzlich kann rund 85 kW<sub>th</sub> als Heißwasser bereitgestellt werden welche als Prozesswärme ganzjährig benötigt wird.

### 2.1.5 Die Photovoltaikanlage 1

Die Photovoltaikanlage 1 mit 148 kW<sub>p</sub> Leistung ist auf dem Gebäude der Anlage 11 installiert, welche auf der nachfolgenden Abbildung 15 dargestellt ist. Für die Installation der Anlage wurde jeweils die Schräge der einzelnen Sheddächer genutzt, somit ist eine Aufständigung der Module überflüssig. Der produzierte Strom ist vorrangig für die Eigenstromnutzung bestimmt. Der Ertrag von 133.940 kWh konnte zu rund 98 % selbst verbraucht werden.



Abbildung 15: Die Photovoltaikanlage 1

In der nachfolgenden Abbildung 16 ist die gesamte Stromproduktion der vergangenen Jahre von PV-Anlage 1 dargestellt. Die Eigenstromnutzung konnte bis zum Jahr 2019 auf beträchtliche 99 % gesteigert werden.

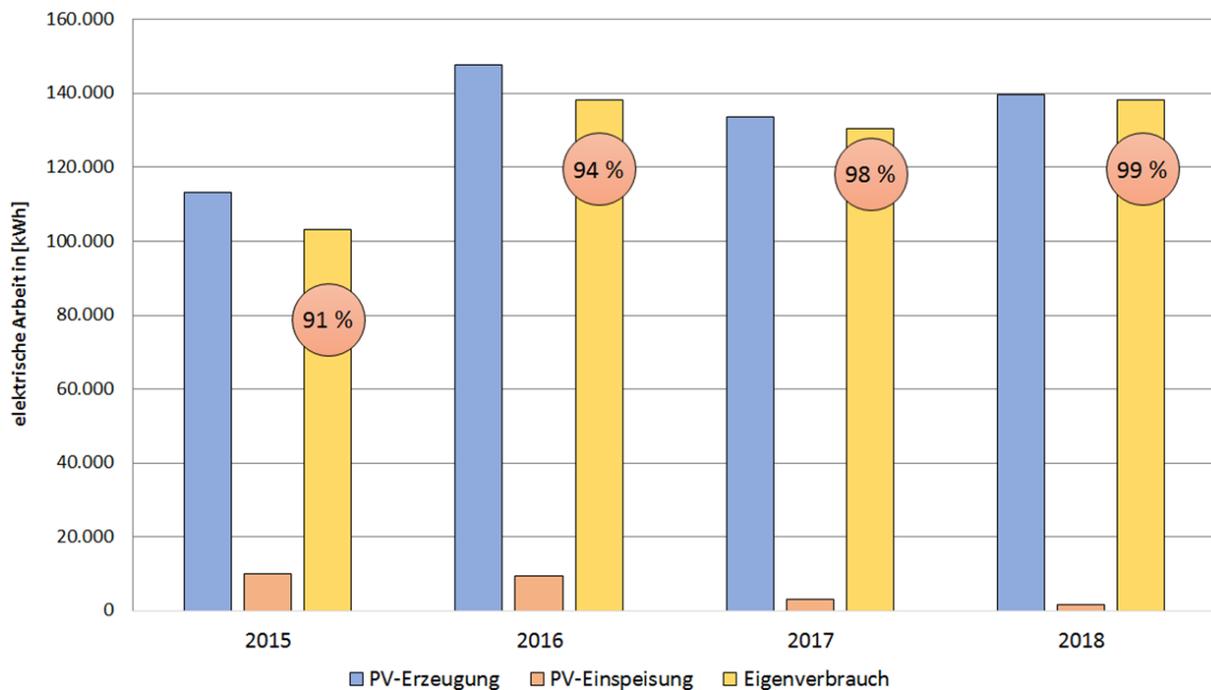


Abbildung 16: Die Stromproduktion der Photovoltaikanlage 1

### **2.1.6 Die Photovoltaikanlage 2**

Die Photovoltaikanlage 2 ist ebenfalls an den Sheddächern von dem neuen Gebäude der Anlage 12 montiert. Die Anlage hat eine Maximalleistung von 152 kWp. Zu dieser Anlage gibt es noch keine Ertragsdaten, da diese erst vor kurzem in Betrieb genommen wurde.

## **2.2 Die thermische Energieversorgung**

Im LAMILUX Werk 2 und Werk 4 wird die thermische Energie im Ist-Zustand über mehrere Gaskessel dezentral erzeugt, des Weiteren gibt es eine Mikrogasturbine welche ebenfalls thermische Energie liefert. Die Nachverbrennungsanlagen speisen ebenfalls als Wärmerückgewinnungsanlagen in das vorhandene Wärmenetz ein.

Das Werk 2 hat insgesamt 2 Erdgasanschlüsse und das Werk 4 einen Erdgasanschluss.

### **2.2.1 Der Erdgasverbrauch von Werk 2, Anlage 10**

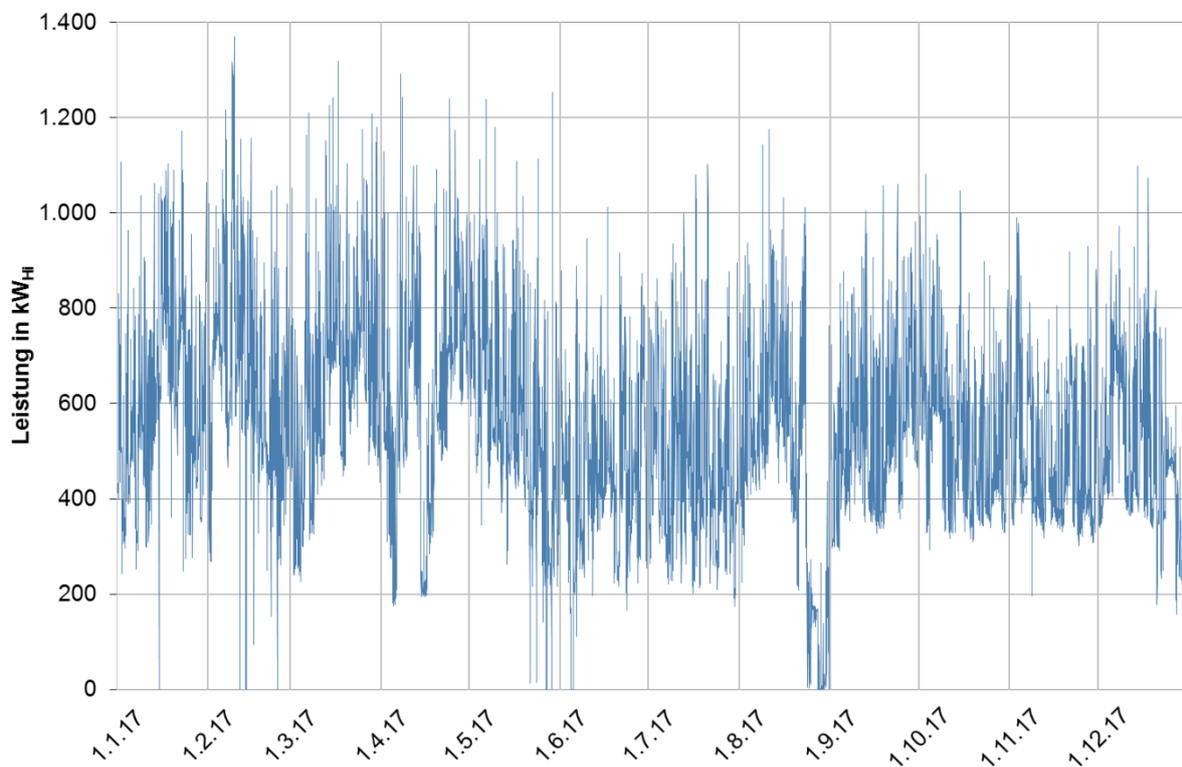
#### Der Heizenergiebedarf

In Tabelle 3 sind die monatlichen Heizenergieverbräuche von Werk 2 der Anlage 10 des Jahres 2017 dargestellt. Der Wärmebedarf in den Sommermonaten resultiert aus Prozesswärme und dem Erdgasverbrauch für die Mikrogasturbine.

**Tabelle 3: Der monatliche thermische Energieverbrauch von Anlage 10 und der Abgasturbine**

Heizenergieverbrauch in [kWh]		
2017	Januar	451.899
	Februar	434.972
	März	481.969
	April	445.931
	Mai	413.929
	Juni	322.072
	Juli	351.269
	August	350.231
	September	394.650
	Oktober	395.026
	November	354.247
	Dezember	361.728
Gesamtverbrauch		4.757.923

In der nachfolgenden Abbildung 17 ist der Erdgasbezugslastgang des Jahres 2017 für die Anlage 10 von Werk 2 dargestellt. Insgesamt werden 4.757.923 kWh<sub>Hi</sub> benötigt.

**Abbildung 17: Der Erdgasbezugslastgang für Anlage 10 von Werk 2**

In der folgenden Abbildung 18 ist der sortierte Erdgasbezugslastgang der Jahre 2017 und 2018 dargestellt. Aus dem geordneten Erdgasbezugslastgang ist der kontinuierliche Prozesswärmebedarf auch in den Sommermonaten ersichtlich. Eine thermische Leistung von rund 400 kW wird über rund 7.000 Stunden benötigt. Der Erdgasverbrauch des Jahres 2018 sinkt geringfügig um rund 2 % gegenüber dem Jahr 2017.

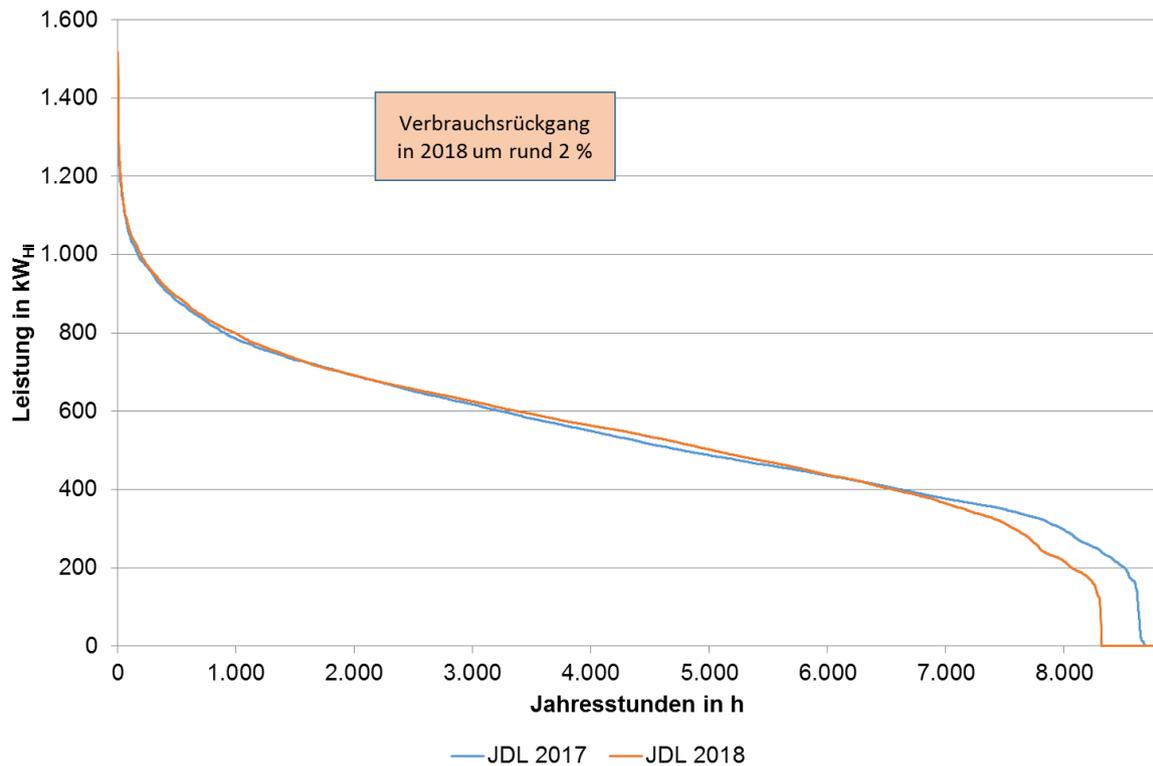


Abbildung 18: Der geordnete Erdgasbezugslastgang für Anlage 10 von Werk 2

## 2.2.2 Der Erdgasverbrauch von Werk 2 Anlage 11

### Der Heizenergiebedarf

In Tabelle 4 sind die monatlichen Heizenergieverbräuche von Werk 2 Anlage 11 dargestellt. Der Wärmebedarf in den Sommermonaten resultiert nahezu vollständig aus Prozesswärme.

**Tabelle 4: Der monatliche thermische Energieverbrauch von Anlage 11**

Heizenergieverbrauch in [kWh]		
2017	Januar	263.826
	Februar	196.946
	März	137.314
	April	236.618
	Mai	98.904
	Juni	68.621
	Juli	119.425
	August	74.799
	September	92.627
	Oktober	91.403
	November	174.304
	Dezember	231.913
Gesamtverbrauch		1.786.702

In der nachfolgenden Abbildung 19 ist der Erdgasbezugslastgang des Jahres 2017 für die Anlage 11 von Werk 2 dargestellt.

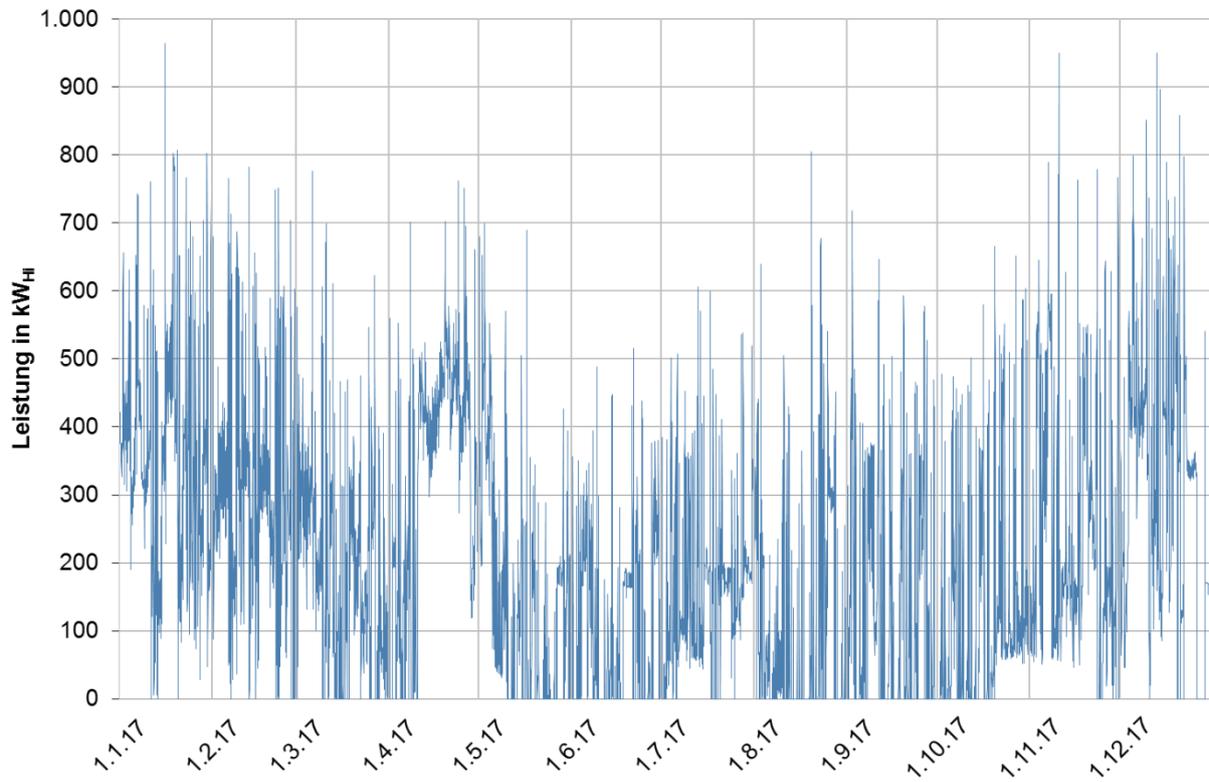


Abbildung 19: Der Erdgasbezugslastgang für Anlage 11 von Werk 2

In der folgenden Abbildung 20 ist der sortierte Erdgasbezugslastgang der Jahre 2017 und 2018 dargestellt. Aus dem geordneten Erdgasbezugslastgang ist der kontinuierliche Prozesswärmebedarf auch in den Sommermonaten ersichtlich. Eine thermische Leistung von rund 200 kW wird über rund 5.000 Stunden benötigt. Der Erdgasverbrauch des Jahres 2018 steigt gegenüber des Jahres 2017 um rund 31 % was auf die Inbetriebnahme der neuen Produktionslinie Anlage 12 zurückzuführen ist.

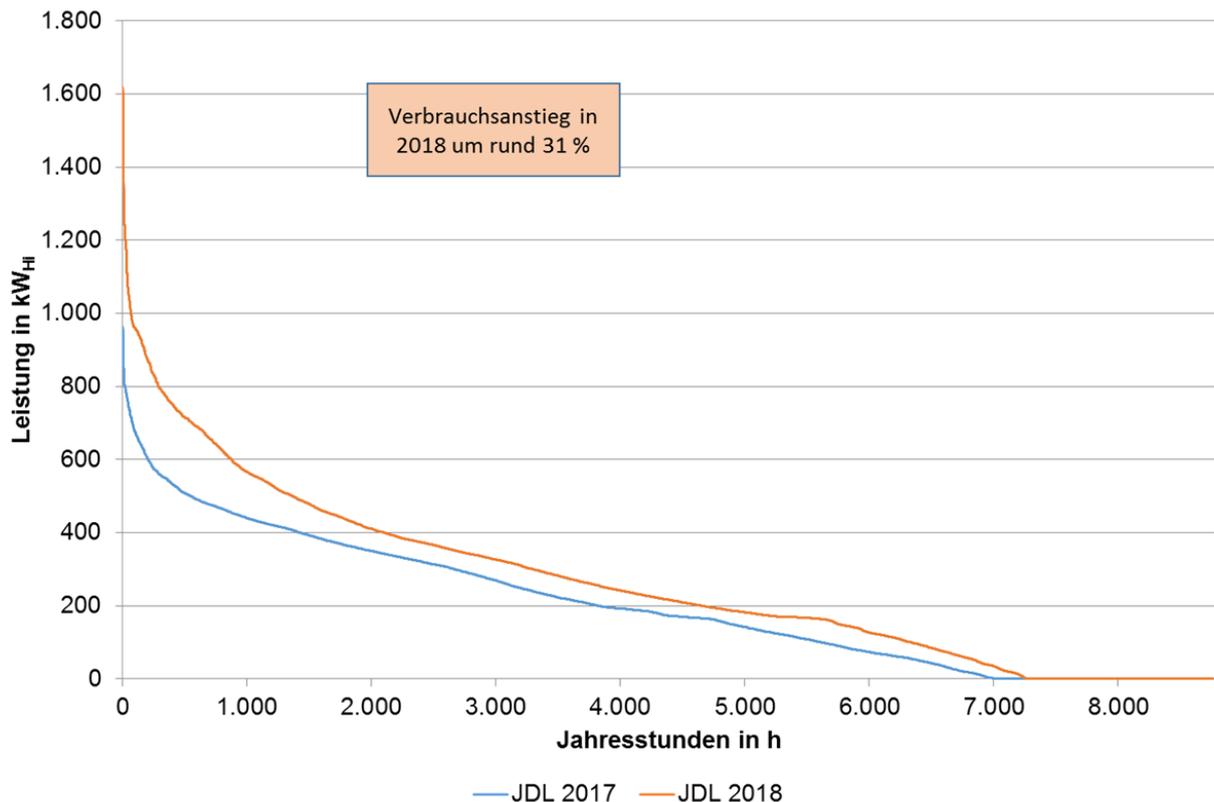


Abbildung 20: Der geordnete Erdgasbezugslastgang für Anlage 11 von Werk 2

### 2.2.3 Der Erdgasverbrauch von Werk 4

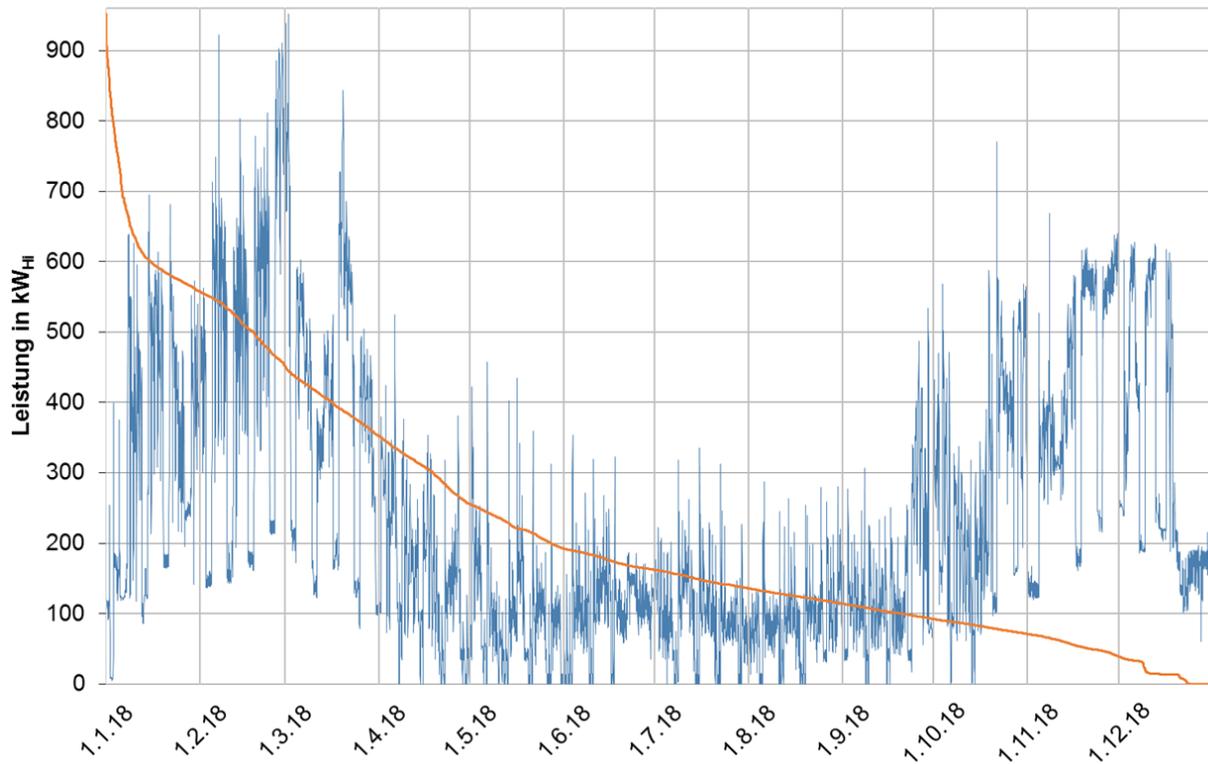
#### Der Heizenergiebedarf

In Tabelle 5 sind die monatlichen Heizenergieverbräuche von Werk 4 dargestellt. Der Wärmebedarf in den Sommermonaten resultiert nahezu vollständig aus Prozesswärme.

**Tabelle 5: Der monatliche thermische Energieverbrauch von Werk 4**

Heizenergieverbrauch in [kWh]		
2018	Januar	227.801
	Februar	311.356
	März	295.021
	April	111.150
	Mai	67.536
	Juni	73.518
	Juli	66.984
	August	64.147
	September	96.161
	Oktober	198.993
	November	282.425
	Dezember	220.906
Gesamtverbrauch		2.015.999

In der nachfolgenden Abbildung 21 ist der Erdgasbezugslastgang des Jahres 2018 für die von Werk 4 dargestellt. Zusätzlich ist der geordnete Erdgasbezugslastgang integriert. Ebenfalls ist in den Sommermonaten ein kontinuierlicher Erdgasverbrauch für die Bereitstellung von Prozesswärme ersichtlich mit rund 100 kW thermisch.



**Abbildung 21: Der Erdgasbezugslastgang und die geordnete Jahresdauerlinie für das Werk 4**

In Abbildung 22 sind die thermischen Energieverbräuche für das Jahr 2017 dargestellt. Der Erdgasbedarf steigt in den Wintermonaten auf bis zu 1.400 kW an und fällt in den Sommermonaten auf rund 600 kW ab. Der Energiebedarf der einzelnen Anlage ist abhängig vom produzierten Produkt.

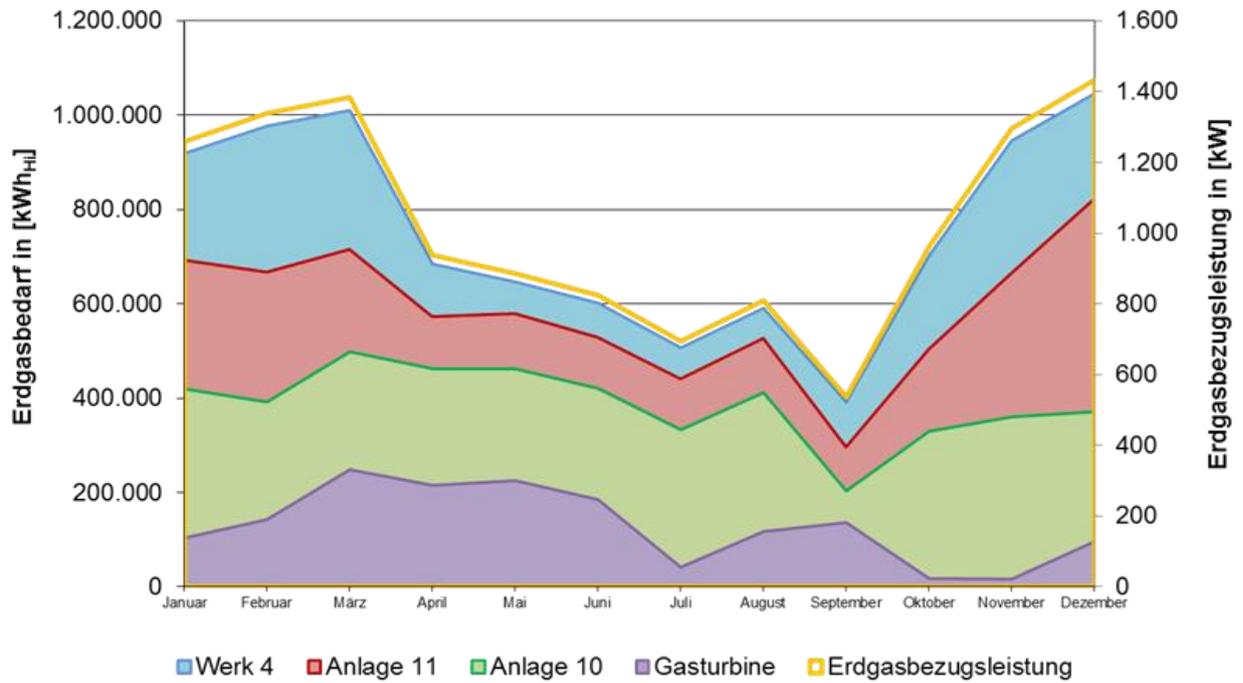


Abbildung 22: Der gestapelte Erdgasverbrauch von Werk 4 und Werk 2

## 2.3 Die Endenergie-, Primärenergie- und CO<sub>2</sub>-Bilanz

Aus den thermischen und elektrischen Bedarfsdaten kann nun für das Energieversorgungssystem der LAMILUX die Primärenergiebilanz, die Endenergiebilanz sowie der daraus resultierende CO<sub>2</sub>-Ausstoß bestimmt werden. Als Primärenergie wird die Energie bezeichnet, die mit den natürlich vorkommenden Energieformen oder Energiequellen zur Verfügung steht, wie etwa Kohle, Gas und Wind. Bis zum Verbraucher wird diese Primärenergie über Endenergie in Nutzenergie umgewandelt. Dieser Vorgang ist mit Verlusten behaftet, weshalb die Energiemenge, die im Rohstoff enthalten ist, nicht zu 100 % vom Verbraucher genutzt werden kann. Je nach Energieträger sind diese Verluste unterschiedlich hoch.

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen umfassen die gesamte Prozesskette, d.h. neben den CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Verbrennung von z.B. Heizöl werden auch die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Bereitstellung des Brennstoffs berücksichtigt. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen werden mit Hilfe des Programmes GEMIS (Öko-Institut e.V.) berechnet (Deutschland-Mix). Bei Brennstoffen bezieht sich der Verbrauch immer auf den Heizwert.

**Tabelle 6: Die Endenergie-, Primärenergie- und CO<sub>2</sub>-Bilanz im Ist-Zustand**

Träger	Endenergie	Primärenergie		CO <sub>2</sub>		Kosten
	Einsatz	Faktor	Einsatz	Äquivalent	Ausstoß	
	[MWh]	[MWh <sub>pri.</sub> /MWh <sub>End.</sub> ]	[MWh]	[kg/MWh]	[to]	[Cent/kWh]
Variable Stromkosten	3.927	1,8	7.100	624	2.450	13,2
Erdgas	8.561	1,1	9.400	240	2.055	2,7
<b>Summe</b>	<b>12.488</b>		<b>16.500</b>		<b>4.505</b>	

Die Tabelle 6 stellt die Energiebilanz im Betrachtungszeitraum des Jahres 2017 dar. Die Daten des Erdgasbezugs für das Werk 4 sind aus dem Jahr 2018, da die Datenreihe für das Jahr 2017 nicht vollständig vorgelegen hat. Der Endenergieeinsatz des LAMILUX Werk 2 und Werk 4 ergibt eine Summe von rund 12.500 MWh. Für den Primärenergieeinsatz muss die Endenergie mit den Faktoren der Primärenergie multipliziert werden. Der Primärenergieeinsatz beträgt somit 16.500 MWh. Der CO<sub>2</sub>-Ausstoß des LAMILUX Werk 2 und Werk 4 beträgt rund 4.500 to im Betrachtungszeitraum.

### 3 Die Messungen

#### 3.1 Die Beschreibung der Vorgehensweise

Nach einer Analyse des Energieverbrauchs stellte sich heraus, dass der thermische Verbrauch an den Produktionsanlagen intern nicht zuordenbar ist. Im Rahmen einer thermischen Leistungsmessung soll nun die thermische Leistungsaufnahme von Anlage 11 und Anlage 12 dargestellt und in die verschiedenen Bereiche untergliedert werden.

In Abbildung 23 sind die beiden Produktionslinien grafisch dargestellt. Die thermische Leistungsaufnahme der Produktionslinien war das Ziel der Messung. Diese Messdaten waren notwendig um die hohen Temperaturniveaus sowie das Zusammenspiel der verschiedenen Heizzonen und Rückkühlzonen zuordnen zu können. Die erste Messung erfolgte an Anlage 11 vom 13.12.2017 bis zum 19.12.2017. Die zweite Messung erfolgte an Anlage 12 im Zeitraum von 29.05.2019 bis zum 22.06.2019. Die Anlage 12 unterhalb der Anlage 11 in einem neuen Gebäude angebaut. Die Messreihe stellt somit die Inbetriebnahmemessung der Anlage 12 dar.

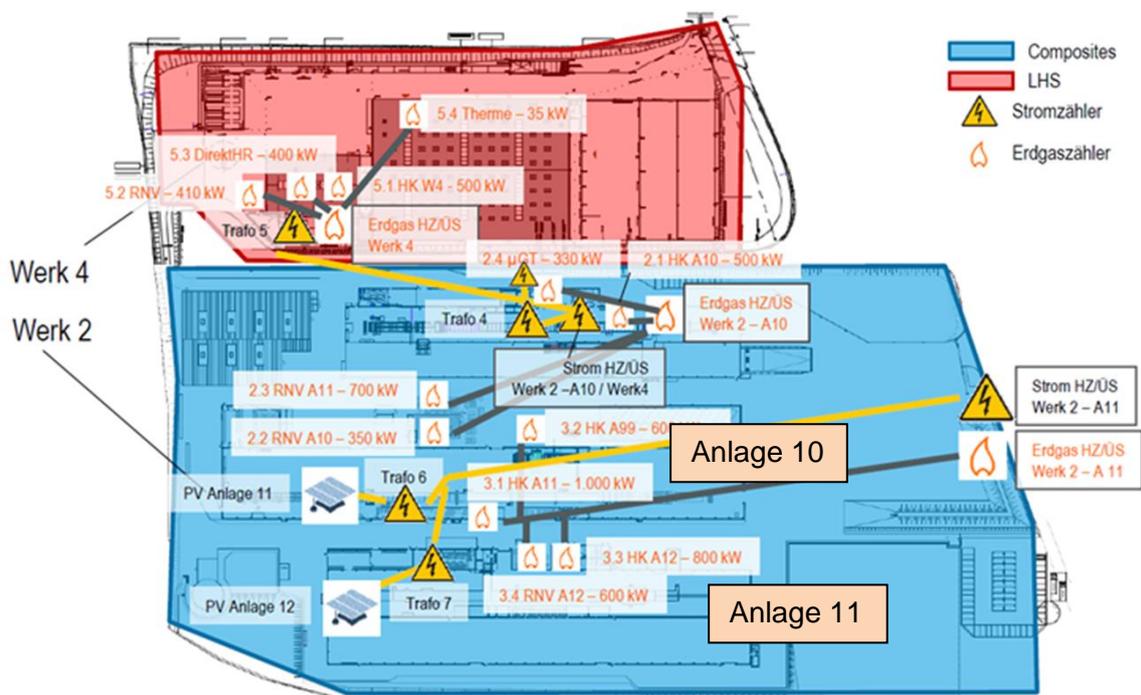


Abbildung 23: Die Übersicht des LAMILUX Werk 2 und Werk 4

### 3.2 Die Messung an der Anlage 11

In Abbildung 24 ist der Heizkreisverteiler mit Heißwasserkessel von Anlage 11 dargestellt. Ausgehend von diesem Verteiler wird die Anlage 11 mit thermischer Energie gespeist. Der Heizkreisverteiler besitzt sowohl gemischte als auch ungemischte Kreise und hat eine Vorlauftemperatur von max. 160°C. Der Messzeitraum erstreckte sich von 13.12.2017 bis 19.12.2017.



Abbildung 24: Der Heizkreisverteiler mit Heißwasserkessel von Anlage 11

Die Abbildung 25 stellt die Beheizung aus Heißwasser für die Heizzone Grube der Anlage 11 dar. Im Messzeitraum wird eine durchschnittliche Heizleistung von 197 kW<sub>th</sub> benötigt. Die Vorlauftemperatur, rote Linie, variiert je nach Bedarf von 130 bis 140°C bei einer Rücklauftemperatur von rund 120°C. Die Leistungsspitze bis 800 kW thermisch resultiert aus einem Stillstand des Volumenstroms und daraus resultierenden Abkühlung des Wärmeträgermediums in der Rücklaufleitung.

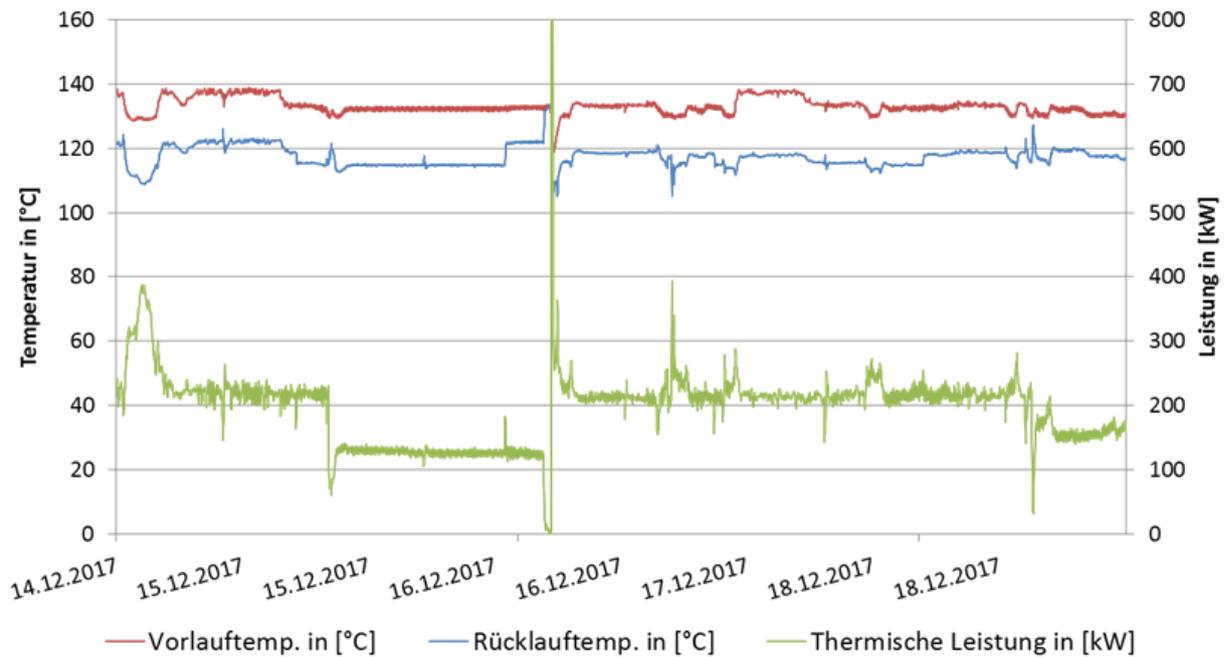


Abbildung 25: Die Beheizung aus Heißwasser für die Heizzone „Grube“

Die Abbildung 26 stellt den Erdgasverbrauch der Anlage 11 dar. Die Gasübergabe und der Gaszähler für den Heizkessel werden mit einem eigenen Zählerkonzept erfasst. Der Erdgasbezug für den Verbrauch der RNV wird über die Gasübergabestation der Anlage 10 bezogen.

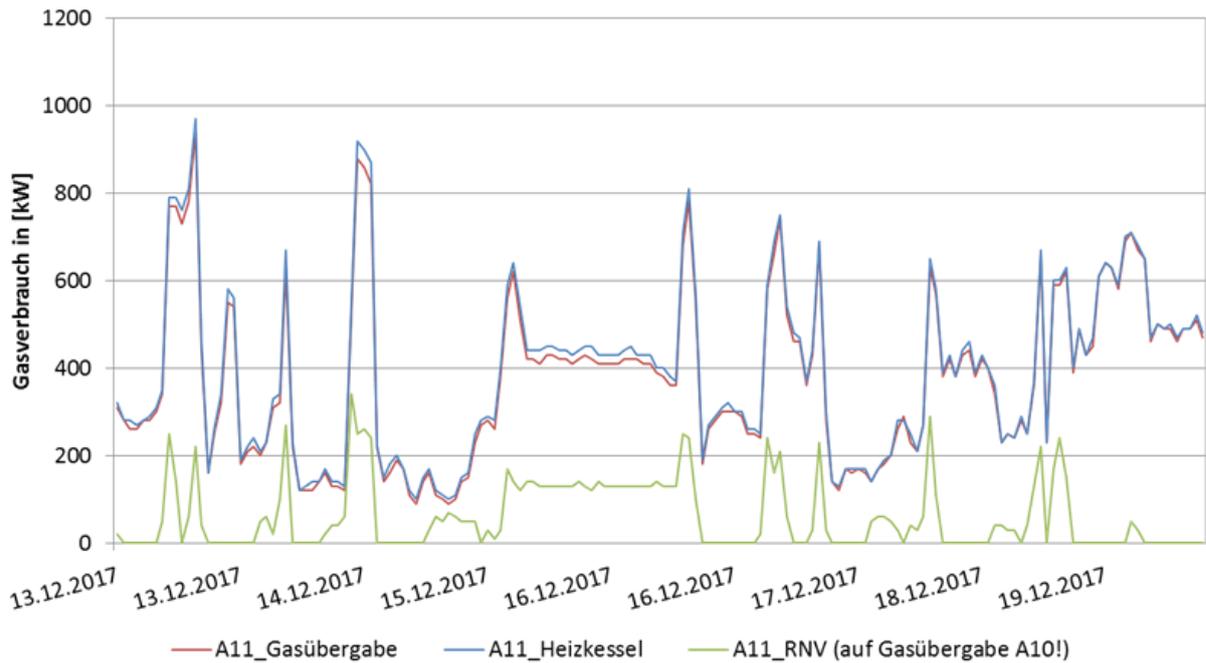


Abbildung 26: Der Gasverbrauch von Anlage 11

Die Abbildung 27 stellt die Kälteversorgung für die Heizzone Grube dar. Die mittlere Kälteleistung liegt bei rund 21 kW thermisch im Messzeitraum bei einer Kältevorlauftemperatur von rund 8°C.

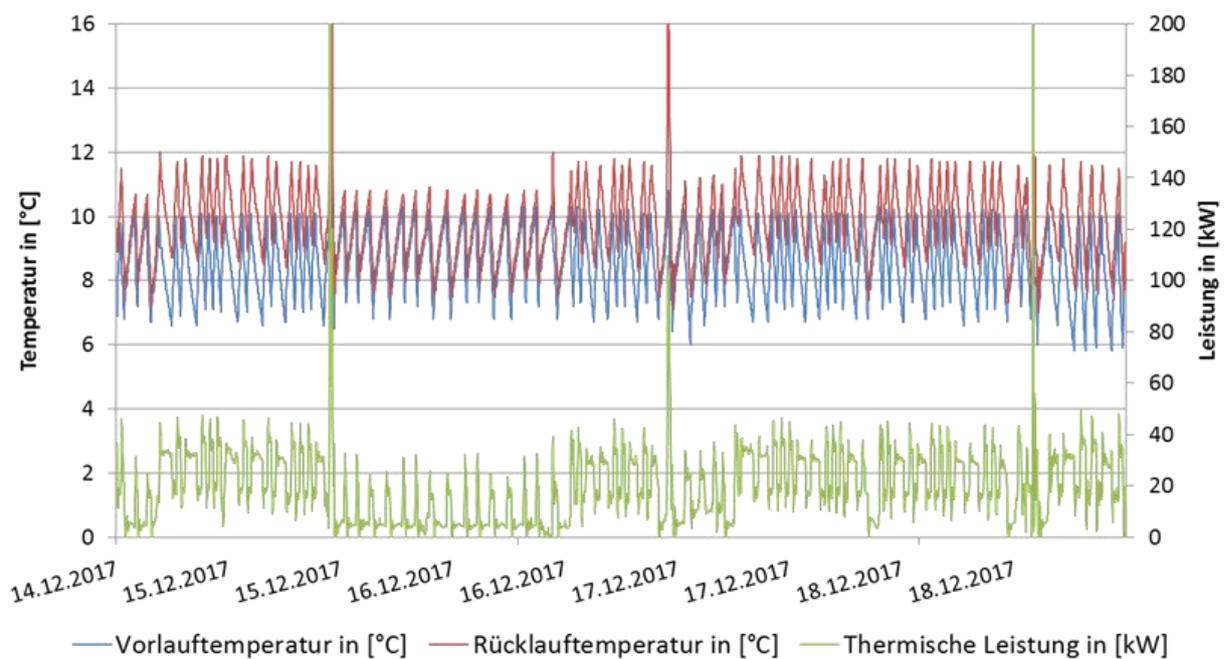
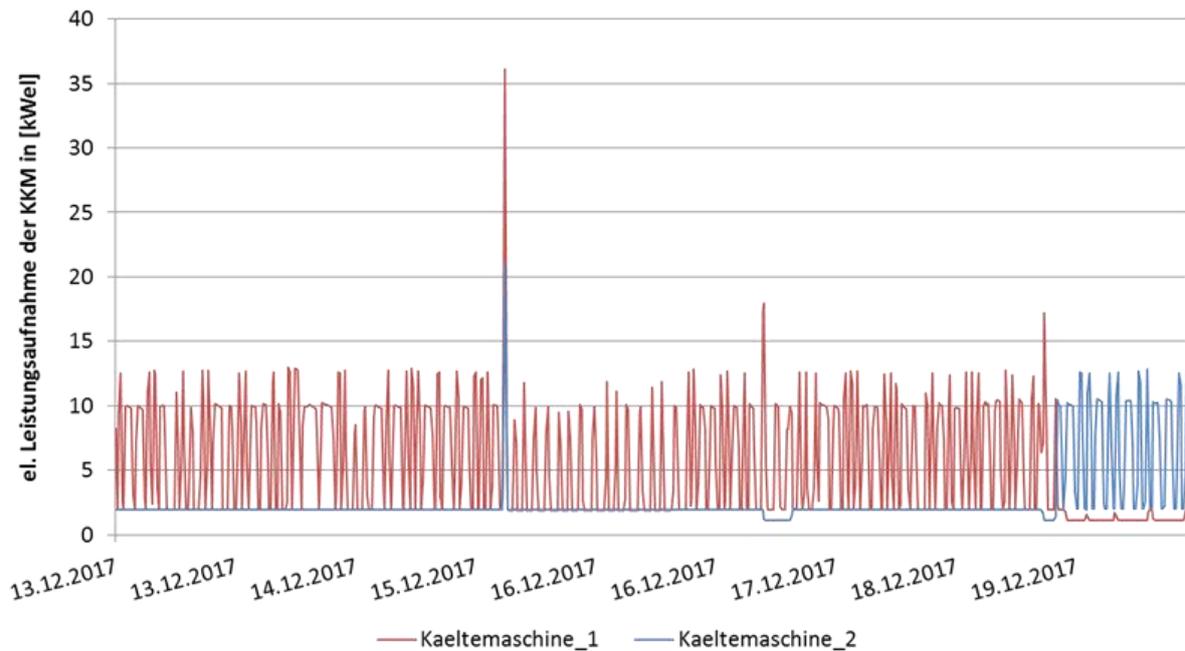


Abbildung 27: Die Kälteversorgung der Heizzone Grube

Die Abbildung 28 stellt die elektrische Leistungsaufnahme der beiden Kältemaschinen für die Kälteversorgung der Heizzone Grube dar. Die mittlere elektrische Bezugsleistung liegt im Betrachtungszeitraum bei rund 8 kW elektrisch. Die beiden Kältemaschinen werden abwechselnd betrieben.



**Abbildung 28: Die elektrische Leistungsaufnahme der Kältemaschinen für die Heizzone Grube**

Die Abbildung 29 stellt die Wärmerückgewinnung aus der Warmwasser Heizung dar. Es werden rund 19 kW thermisch zurückgewonnen.

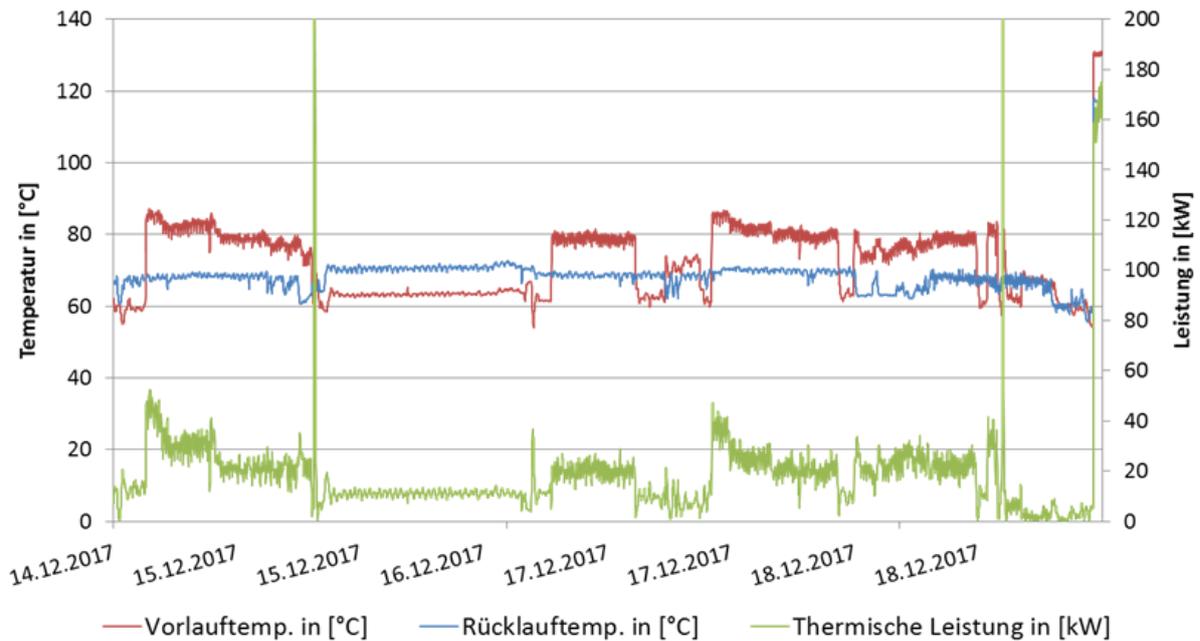
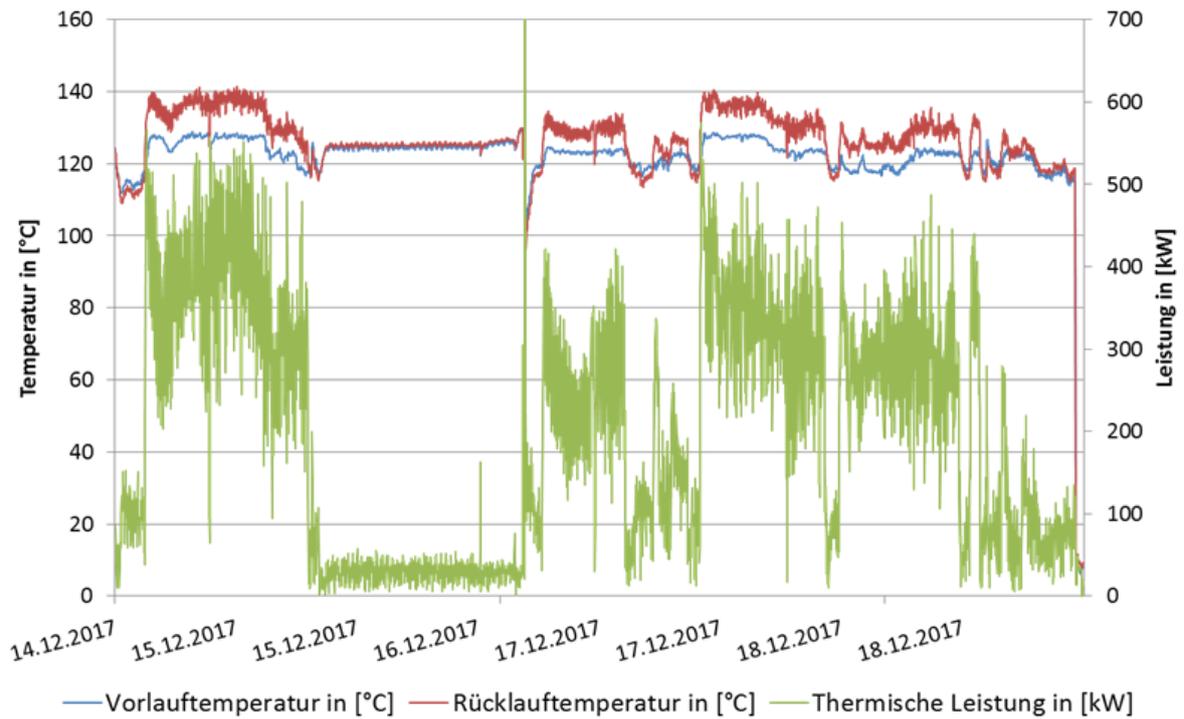


Abbildung 29: Die Wärmerückgewinnung der Warmwasser Heizung

In der nachfolgenden Abbildung 30 ist der thermische Lastgang der Nachverbrennungsanlage dargestellt. Die „Regenerative Nachverbrennung“ genannt RNV hat folgende Vorgehensweise, die lösungsmittelbelastete Abluft aus dem Produktionsprozess wird aufkonzentriert und verbrannt, die hierdurch gewonnene Abwärme wird dem Rauchgas über einen Wärmetauscher entzogen. Die rote Linie stellt die Vorlauftemperatur der Anlage dar. Die gewonnene thermische Leistung ist abhängig vom Anfall der Prozessdämpfe und somit vom produzierten Produkt. Die hellgrüne Linie zeigt die Einspeisung in die Wärmeversorgung mit einer durchschnittlichen Leistung von 197 kW<sub>th</sub> ein.



**Abbildung 30: Das Heißwasser aus der Nachverbrennungsanlage, RNV**

In der nachfolgenden Abbildung 31 ist eine Messreihe über einen Zeitraum von 4 Stunden am 19.12.2017 dargestellt. Die Messreihe stellt die Kälteversorgung für die „Heizzone Grube“ dar, mit einer durchschnittlichen thermischen Leistung von 22 kW. Die Vorlauftemperatur der Kälteversorgung liegt bei rund 7°C.

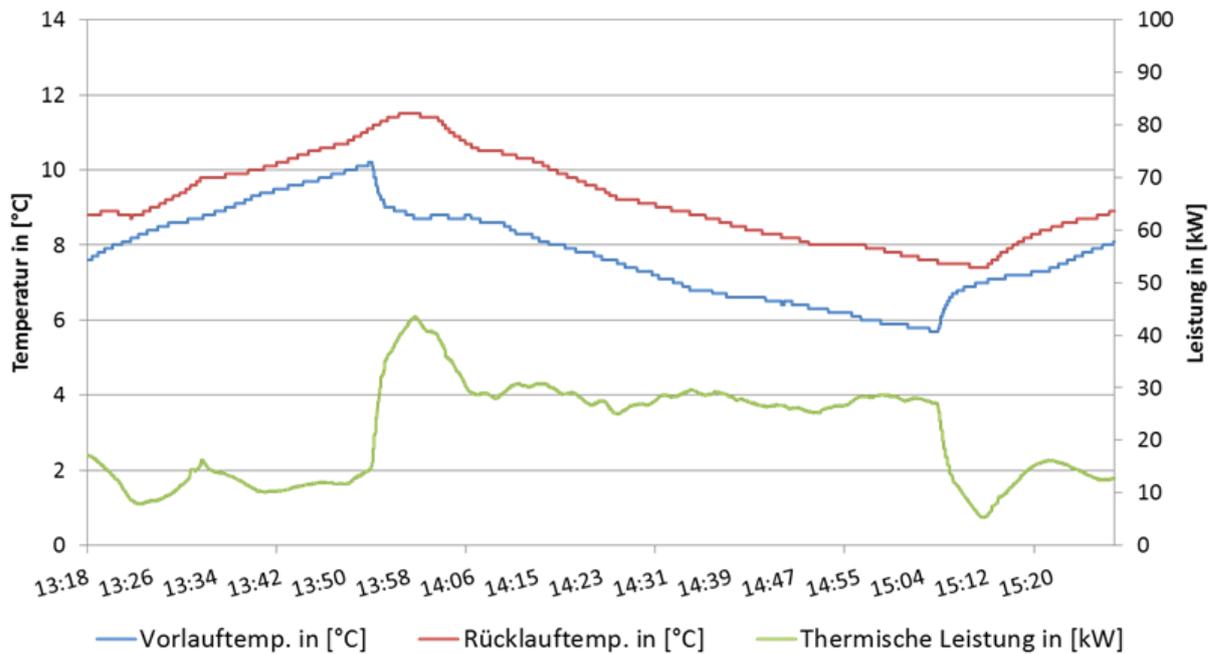


Abbildung 31: Die Kälte für die Heizzone Grube

In der nachfolgenden Abbildung 32 ist eine Messreihe über einen Zeitraum von 4 Stunden am 19.12.2017 dargestellt. Die Messreihe stellt die Kälteproduktion der beiden Kältemaschinen für die Anlage 11 dar. Die beiden Kältemaschinen werden abwechselnd betrieben und erzeugen eine thermische Leistung von rund 50 kW. Der Einschaltpunkt der Kältemaschinen liegt bei 9°C der, Abschaltpunkt liegt bei 4,5°C.

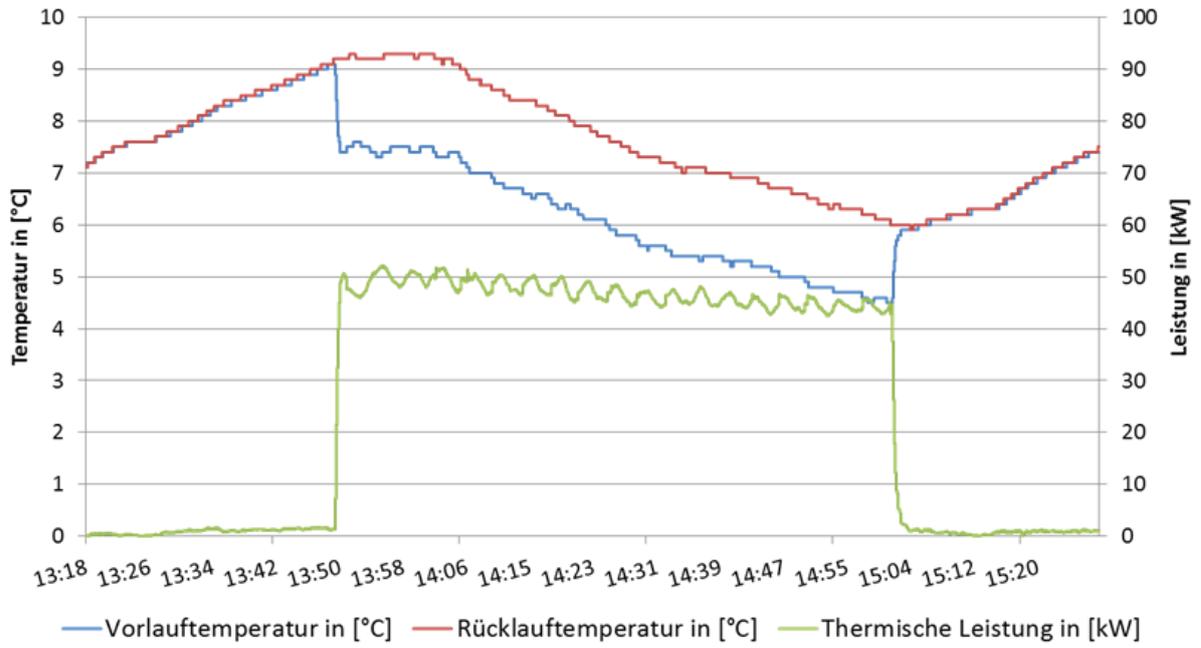


Abbildung 32: Die Kältemaschine vor dem Pufferspeicher

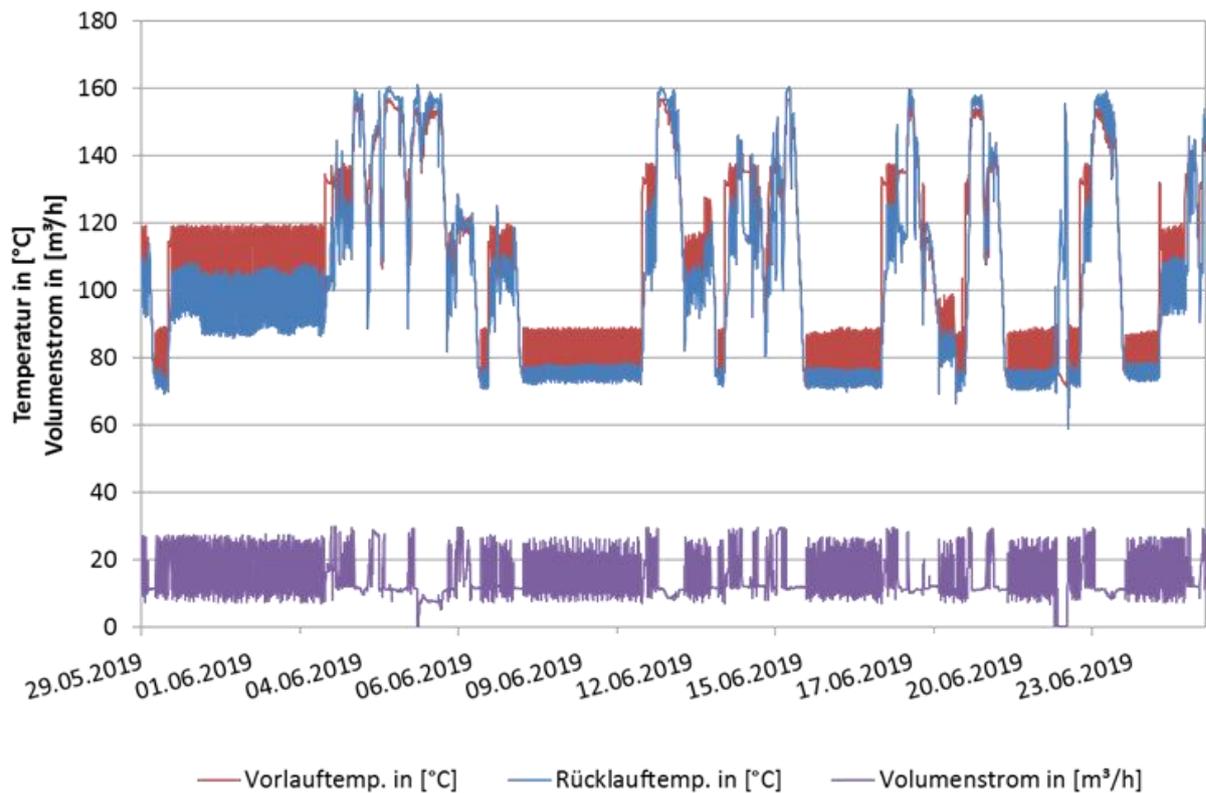
### 3.3 Die Messung an der Anlage 12

In Abbildung 33 ist der Heißwasserkessel mit Verteilung von Anlage 12 dargestellt. Ausgehend von diesem Verteiler wird die Anlage 12 mit thermischer Energie gespeist. Der Heizkreisverteiler besitzt sowohl gemischte als auch ungemischte Kreise und hat eine Vorlauftemperatur von max. 160°C. Der Messzeitraum erstreckte sich von 29.05.2019 bis 23.06.2019.



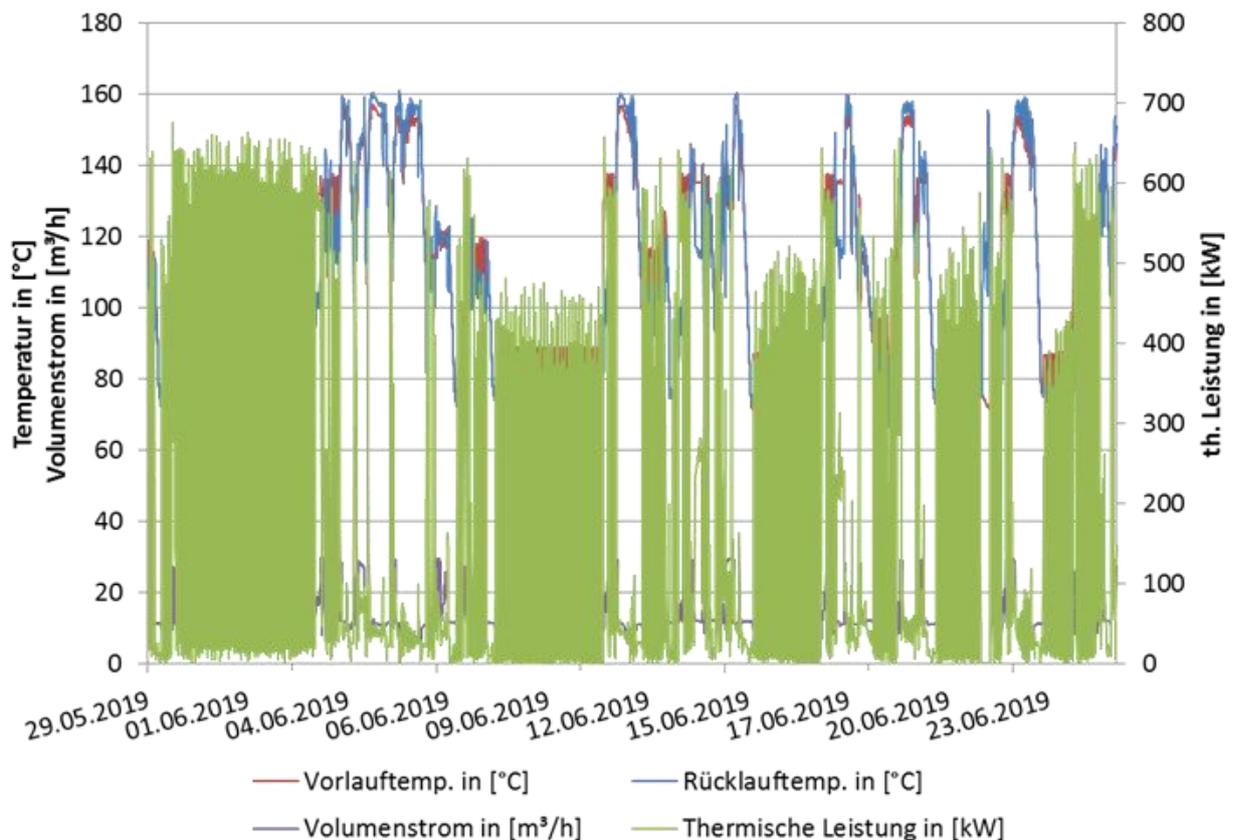
Abbildung 33: Der Heißwasserkessel von Anlage 12

Die Abbildung 34 stellt die Beheizung der Anlage 12 aus dem Heißwasserkessel dar. Die Vorlauftemperaturen variieren zwischen 85 und 160°C je nach Heizkurve des hergestellten Produktes. Die starke Schwankung der Vorlauftemperatur liegt an der intervallweisen thermischen Leistungsabnahme, welche aus dem Volumenstrom ersichtlich ist. Die thermische Leistung ist aufgrund der Übersichtlichkeit in der nachfolgenden Abbildung 35 dargestellt.



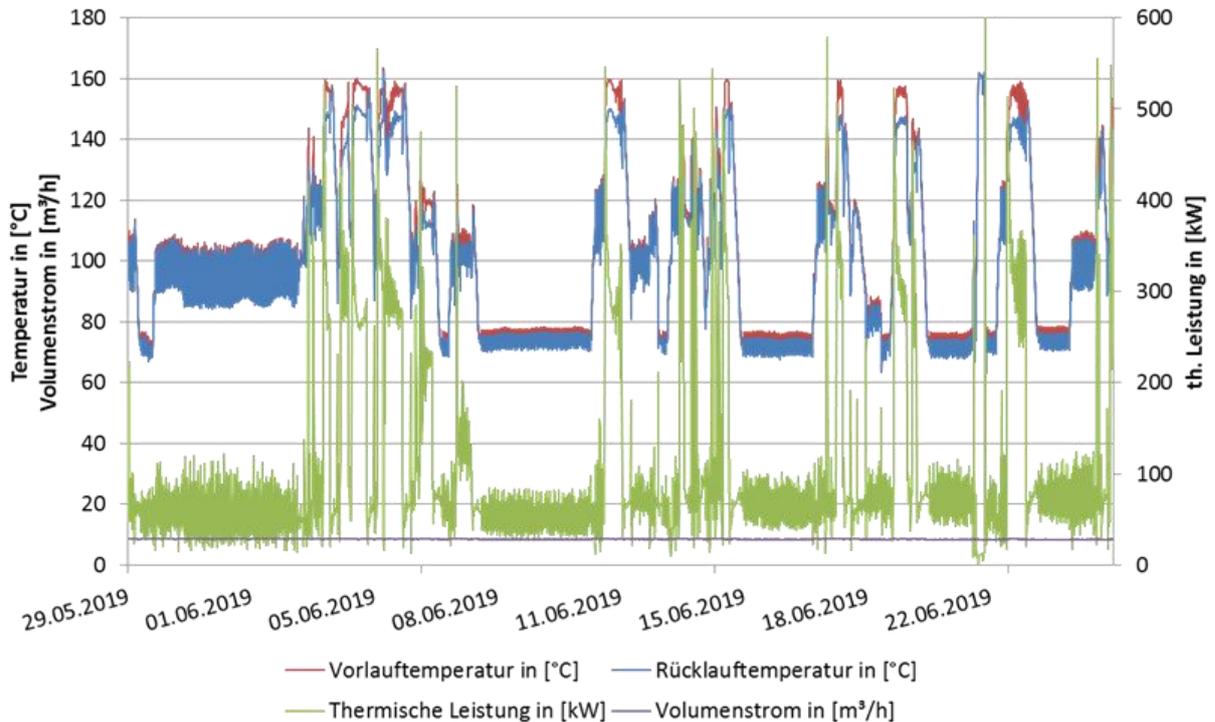
**Abbildung 34: Die Beheizung aus dem Heißwasserkessel**

Die Abbildung 35 stellt die Beheizung der Anlage 12 aus dem Heißwasserkessel dar. Die Vorlauftemperaturen variieren zwischen 85 und 160°C je nach Heizkurve des hergestellten Produktes. Das Resultat der Schwankung des Volumenstroms ist an der Schwankung der thermischen Leistung ersichtlich. Die mittlere thermische Leistung des Heißwasserkessels liegt im Betrachtungszeitraum bei 154 kW.



**Abbildung 35: Die Beheizung aus dem Heißwasserkessel mit thermischer Leistung**

Die Abbildung 36 stellt den thermischen Lastgang der Nachverbrennungsanlage dar. Die RNV funktioniert nach folgender Vorgehensweise, die lösungsmittelbelastete Abluft aus dem Produktionsprozess wird aufkonzentriert und verbrannt, die hierdurch gewonnene Abwärme wird dem Rauchgas über einen Wärmetauscher entzogen. Die rote Linie stellt die erzielte Vorlauftemperatur der RNV mit einem Temperaturbereich von 85 bis 160°C dar. Die gewonnene thermische Leistung ist abhängig vom Anfall der Prozessdämpfe und somit vom produzierten Produkt. Die hellgrüne Linie zeigt die Einspeisung in die Wärmeversorgung mit einer durchschnittlichen Leistung von 105 kW<sub>th</sub>.



**Abbildung 36: Die Wärmerückgewinnung der Nachverbrennung**

Die Abbildung 37 stellt den Heißwasserbedarf der Produktionsmaschine für die Anlage<sup>o</sup>12 dar. Im Messzeitraum wird eine durchschnittliche Heizleistung von 220 kW<sub>th</sub> benötigt. Die Vorlauftemperatur, rote Linie, variiert je nach Bedarf von 85 bis 135°C bei einer Spreizung von rund 20°C. Die thermischen Leistungsschwankungen resultieren aus einer intervallweisen Leistungsabnahme welches auch an der Änderung des Volumenstroms ersichtlich ist. Je nach erzeugtem Produkt wird die Vorlauftemperatur an die Anforderungen angepasst woraus sich die Änderung der Temperatur ableiten lässt.

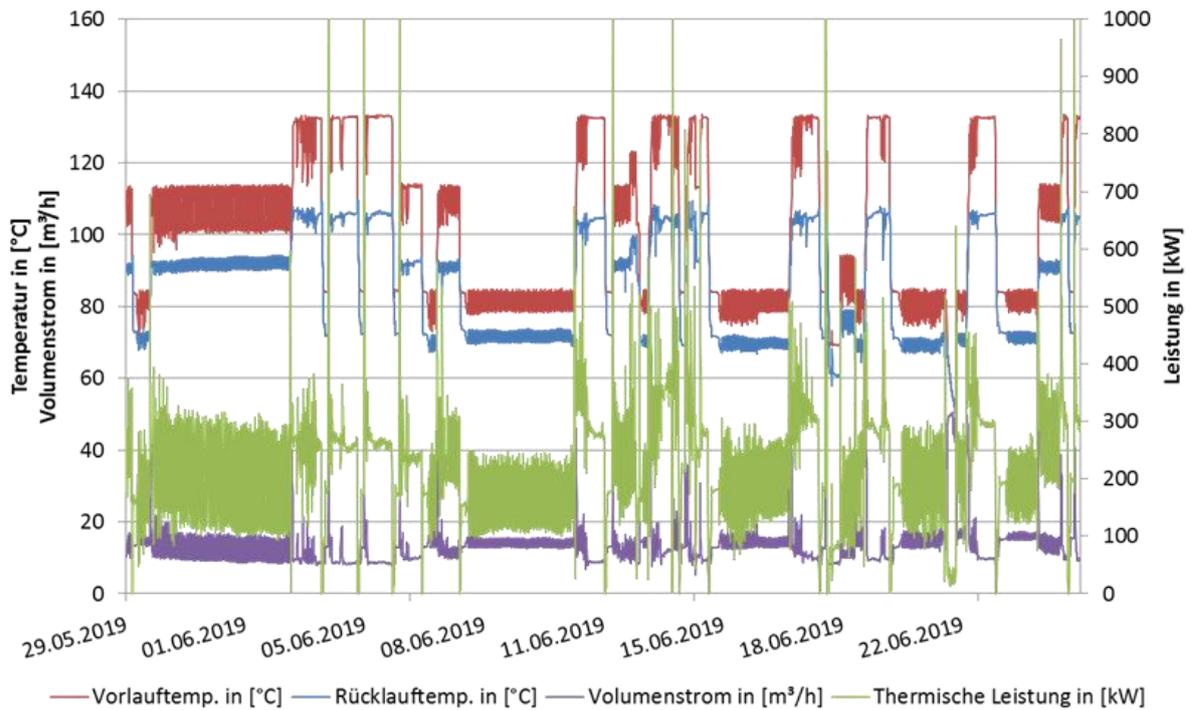


Abbildung 37: Der Heißwasserbedarf der Produktionsmaschine

Die Abbildung 38 stellt den Wärmetauscher von Heißwasser in Warmwasser dar. Die rote Linie zeigt die Vorlauftemperatur mit einem Temperaturniveau von 65 bis 80 C, die blaue Linie die Rücklauftemperatur. Die grüne Linie stellt die thermische Leistung über diesen Kreis dar, mit einer durchschnittlichen Leistung von 20 kW thermisch.

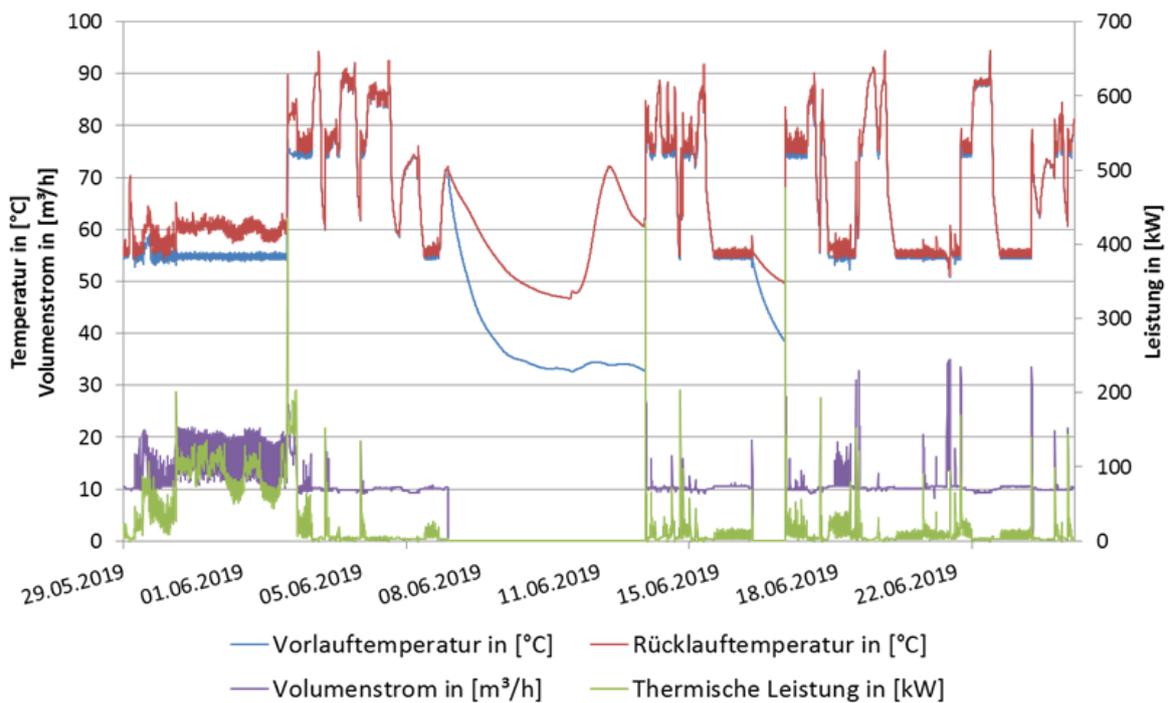
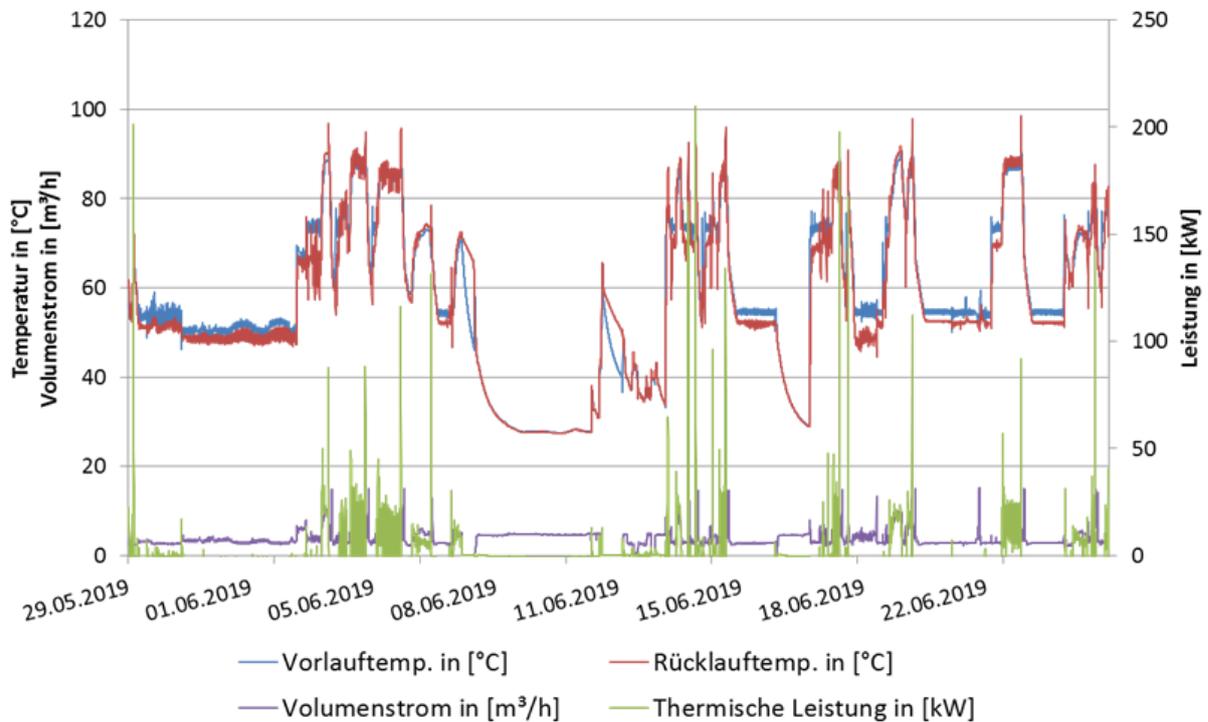


Abbildung 38: Der Wärmetauscher von Heißwasser in Warmwasser

Die Abbildung 39 stellt die Wärmerückgewinnung der Produktionsmaschine dar. Die Summe der Wärmemengenmessung ergibt eine negative Leistung, d.h. einen Wärmeverlust von 4 kW. Das bedeutet, in diesem Messzeitraum konnte keine Wärme aus dem Aushärteprozess des Produktes gewonnen werden.



**Abbildung 39: Die Wärmerückgewinnung der Produktionsmaschine**

Die Abbildung 40 stellt die Wärmeerzeugung dem Wärmebedarf gegenüber. Die Wärmeerzeugung ergibt eine Summe von 254 kW thermischer Leistung, sie setzt sich aus dem Heißwasserkessel, der WRG der Nachverbrennung und der WRG der Produktionsmaschine zusammen. Der Wärmebedarf setzt sich aus der „Wärme für die Produktionsmaschine“ und der Wärme für den „Wärmetauscher Warmwasser“ zusammen. Die Wärmeerzeugung ergibt eine Summe von 254 kW<sub>th</sub>, der Wärmebedarf eine Summe von 240 kW<sub>th</sub>, die Differenz ergibt die Wärmeverluste vom Heizkessel bis hin zum Heizverteiler der Wärme. Die Differenz ergibt eine Verlustleistung von 14 kW an thermischer Leistung, dies entspricht rund 6 % der produzierten Wärmemenge. Die Wärmeverteilung ist nach dem aktuellen Stand der Technik gebaut und weniger als 1 Jahr in Betrieb, für die geforderte Vorlauftemperatur von bis zu 160°C ist der Wärmeverlust auf einem guten Niveau.

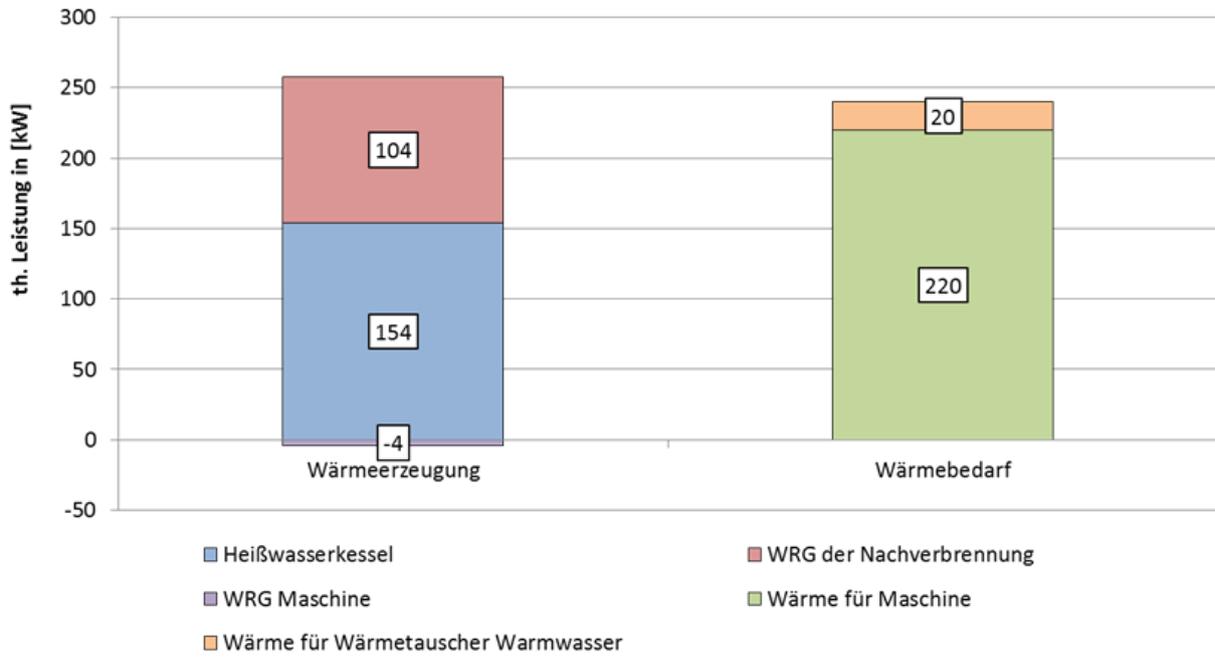


Abbildung 40: Die Übersicht der thermischen Leistung von Anlage 12

## **4 Die potentiellen Energieversorgungsvarianten für das Werk 2 und Werk 4**

### **4.1 Die betrachteten Energieversorgungsvarianten**

Im Rahmen dieses Konzeptes werden in den nachfolgenden Kapiteln neue Energieversorgungsvarianten für das LAMILUX Werk 2 und Werk 4 entwickelt. Hierfür werden verschiedene Energieerzeuger betrachtet und dimensioniert. Nachfolgend werden diese Aggregate kurz beschrieben. Detaillierte technische Einzelheiten werden separat in den einzelnen Kapiteln aufgegriffen.

Die Auslegung der verschiedenen Energieversorgungsvarianten erfolgt auf Basis der Aufzeichnungen aus des Energieversorgers über den Strom- und Erdgaslastgang, sowie firmeninternen Aufzeichnungen mit dem Energiemanagementsystem. Als Referenzvariante wird die Energieversorgung mit den bestehenden Erdgaskesseln und der Mikrogasturbine und den Photovoltaikanlagen betrachtet. Aufbauend auf den Wärme- und Kältebedarf werden verschiedene Energieversorgungsvarianten mit KWK-Anlagen und Biomasseanlagen dimensioniert, die Laufzeiten kalkuliert, sowie die Energieumsätze berechnet.

Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen erzeugen gleichzeitig Strom und Wärme. Hierfür gibt es verschiedene Systeme. Im Istzustand ist hier bereits eine Mikrogasturbine verbaut, dieses System besteht zwar durch eine einfache Hochtemperaturskopplung der Wärme, der elektrische Wirkungsgrad ist jedoch deutlich schlechter als bei einem identischen Hubkolbenmotor. Für den Einsatzfall in diesem Anwendungsfall bieten sich motorische BHKW an. Bei motorischen BHKW treibt ein Verbrennungsmotor einen Generator oder Druckluftverdichter an, wodurch Strom oder Druckluft erzeugt wird. Die Abwärme der Motorkühlung und die Abwärme des Abgases können für Beheizungszwecke genutzt werden. Motorische BHKW erreichen elektrische Wirkungsgrade von über 40 %, der Gesamtwirkungsgrad liegt meist zwischen 85 und 90 %. Motorische BHKW sind seit vielen Jahren am Markt etabliert.

In Abbildung 41 sind die potentiellen Energieversorgungsvarianten für die beiden Werke dargestellt. Der Bestand stellt die Kosten im aktuellen Zustand dar, diese werden für eine Gegenüberstellung der weiteren Varianten benötigt.

Die Variante 0 beinhaltet den Betrieb der bestehenden Abgasturbine zur Eigenstromnutzung und Erdgaskessel zur Heißwassererzeugung für die Produktionsanlagen. Der Bestand stellt die Kosten im aktuellen Zustand dar, diese werden für eine Gegenüberstellung der weiteren Varianten benötigt. Die Eigenstromnutzung der bestehenden PV-Anlagen wird in jeder Variante berücksichtigt.

In Variante 1.1 und 1.2 wird ein Biomasseheißwasserkessel kalkuliert, dieser verdrängt somit die Wärme aus dem Erdgaskessel. Die Variante 1.1 ist auf eine vollständige Nutzung der anfallenden Altholzmenge des LAMILUX-Werkes ausgelegt. Der Biomassekessel hat in dieser Variante 500 kW an thermischer Heizleistung auf Heißwasserniveau bis 160°C. In Variante 1.2 wird der Biomassekessel auf die vorhandene thermische Jahresdauerlinie ausgelegt. Es sind somit bis zu 800 kW an thermischer Leistung nahezu ganzjährig einsetzbar. Die fehlende Biomasse wird in dieser Variante von Biomasselieferanten zugekauft.

In Variante 2 wird die bestehende Mikrogasturbine gegen ein Blockheizkraftwerk mit 100 kW elektrischer Energie ersetzt. Die bestehende Mikrogasturbine wird in dieser Version abgeschaltet, da diese längere Reparaturstillstände hat und gegenüber einem Blockheizkraftwerk einen geringeren elektrischen Wirkungsgrad aufweist. Das BHKW kann jedoch die Wärme nur auf einem Vorlauftemperaturniveau von maximal 90 C liefern, was eine Nutzung in der Produktionsanlage ausschließt.

In Variante 3 wird die bestehende Mikrogasturbine gegen ein Blockheizkraftwerk mit 400 kW elektrischer Energie ersetzt. Die bestehende Mikrogasturbine wird in dieser Version abgeschaltet, da diese hohe Kosten verursacht und gegenüber einem Blockheizkraftwerk einen geringeren elektrischen Wirkungsgrad aufweist. Das BHKW kann jedoch die Wärme nur auf einem Vorlauftemperaturniveau von maximal 90 C liefern, was eine Nutzung in der Produktionsanlage ausschließt.

Bestand / V 0	Variante 1.1	Variante 1.2	Variante 2	Variante 3
Mikrogasturbine 100 kW <sub>el</sub>	Mikrogasturbine 100 kW <sub>el</sub>	Mikrogasturbine 100 kW <sub>el</sub>	BHKW 100 kW <sub>el</sub> Niedertemperatur- nutzung	BHKW 400 kW <sub>el</sub> Niedertemperatur- nutzung + Hochtemperatur- nutzung
Erdgaskessel	Biomassekessel (Abfallholz) 500 kW <sub>th</sub>	Biomassekessel (Abfallholz + Zukauf) 800 kW <sub>th</sub>	Erdgaskessel	Erdgaskessel
	Erdgaskessel	Erdgaskessel	Mikrogasturbine abgeschaltet	Mikrogasturbine abgeschaltet

Abbildung 41: Die Energieversorgungsvarianten

Bei der Auslegung der einzelnen Energieversorgungsvarianten wird sowohl auf ökologische, als auch auf ökonomische Aspekte geachtet. Insbesondere bei den KWK-Varianten erfolgt die Auslegung auch anhand der aktuellen Gesetzeslage. Zudem wird bei jeder Variante die Installation eines Pufferspeichers vorgesehen, um Schwankungen im Wärmebedarf auszugleichen.

#### **Allgemeine Hinweise zur Anlagentechnik:**

Beim Einsatz von motorischen **Blockheizkraftwerken (BHKW)** muss berücksichtigt werden, dass diese wartungsintensiv sind. Je nach Hersteller, Anlagengröße und Einsatzbedingungen des BHKW kann ab etwa 20.000 - 50.000 Betriebsstunden eine Motorüberholung bzw. ein Austausch des Motors erforderlich werden. Blockheizkraftwerke sollen im Dauerbetrieb zur Grundlastversorgung eingesetzt werden, ein häufiges Takten - Starten und Stoppen des Motors - ist zu vermeiden.

Die Einspeisung der jeweiligen elektrischen Leistung der geplanten KWK-Anlagen in das öffentliche Stromnetz muss im Vorfeld einer Realisierung in Abstimmung mit dem lokalen Netzbetreiber / Energieversorgungsunternehmen überprüft werden.

Beim Einsatz von **Erdgas** wird der vom BHKW erzeugte Strom bei Bedarf vorrangig, soweit möglich, im eigenen Gebäude verwendet. Dadurch kann der Strombezug aus dem öffentlichen Netz verringert und Leistungsspitzen reduziert werden. Bei Stromüberproduktion wird dieser ins öffentliche Netz eingespeist. Da, wie nachfolgend noch näher beschrieben wird, eine feste Einspeisevergütung für Erdgas-BHKW nicht festgeschrieben ist, muss anhand der aktuellen Vergütung und den Stromkosten abgewogen werden, ob eine Stromeinspeisung nach dem KWK-Gesetz oder eine Stromeigennutzung wirtschaftlich sinnvoller ist.

Im LAMILUX Werk fallen aufgrund des Warenverkehrs von Teilen mit Sonderabmaßen und Werkstoffen aus dem Ausland eine große Menge an Einwegpaletten aus Holz an. Im Werk 1 ist bereits ein Biomassedampfkessel vorhanden, die strengeren Abgasvorschriften und zunehmenden Störungen der Anlagentechnik machen eine Ersatzinvestition unabdingbar. Als Standort des Biomassekessels soll zukünftig das Werk 2 genutzt werden, da dies im Außenbereich liegt und mehr Lagerfläche bietet. Im Werk 2 und Werk 4 ist die Anlagentechnik bereits auf Heißwasserbetrieb bis maximal 160 C aufgebaut. Dieses Temperaturniveau kann noch mit einem Standard-Heißwasserkessel erreicht werden. Aktuell fallen im Jahr rund 800 Tonnen an Altholz an, das anfallende Material wird von einer Firma abgeholt, verarbeitet und bei Bedarf wieder angeliefert. Die Verarbeitung der Paletten beinhaltet das Hacken mit anschließendem Aussondern von Metall (Nägeln und Metallbeschläge) und überlangen Hackgut, welche Störungen in der Anlagentechnik verursachen könnte. Mit der anfallenden Altholzmenge von 800 Tonnen kann ein Biomassekessel mit 500 kW thermischer Leistung rund 7.000 Stunden betrieben werden. Die maximale Ausbaustufe eines Biomassekessels liegt für eine Jahresbetriebsdauer von 7.000 h bei maximal 800 kW an thermischer Leistung. Die Leistung muss für rund 4.000 h etwas abgesenkt werden, was aber mit diesem Kessel bis 50 % der Nennleistung problemlos möglich ist. Aufgrund des aktuellen Überangebots von Biomasse muss für die Entsorgung der Holzpaletten im Ausgangszustand bereits bezahlt werden. Deshalb ist bei einer Kesselleistung von 800 kW der Zukauf von Hackgut einkalkuliert. Das notwendige Personal für den Betrieb eines Heißwasserkessels wäre am bestehenden Biomassedampfkessel bereits vorhanden. Der Betrieb eines Biomassekessels würde eine deutlich bessere CO<sub>2</sub>-Bilanz mit sich bringen, gegenüber den bestehenden Erdgaskesseln.

#### 4.1.1 Die Energieversorgungsvariante 0, der Bestand

Die Abbildung 42 stellt die Energieversorgungsvariante 0, den Bestand dar. Die orange Linie stellt den sortierten thermischen Lastgang von Werk 2 und Werk 4 eines Jahres dar. Die orange Fläche zeigt die Wärmeproduktion der Heißwasserkessel der Produktionsanlagen. Die blaue Fläche stellt die produzierte Wärme der Mikrogasturbine dar, diese setzt sich wiederum aus der Nieder- und Hochtemperaturwärme zusammen.

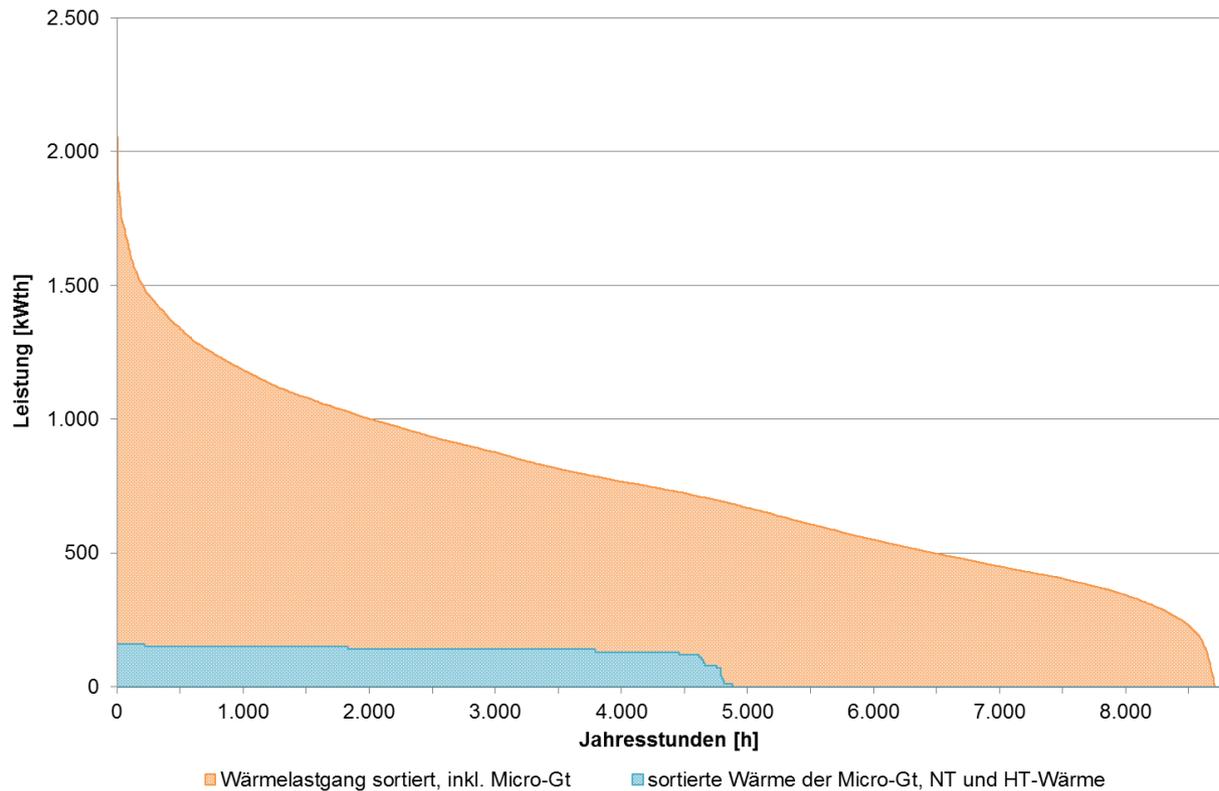


Abbildung 42: Die Variante 0, der Wärmelastgang von Werk 2 und Werk 4

#### 4.1.2 Die Energieversorgungsvariante 1.1, der Biomassekessel

Die Abbildung 43 stellt die Energieversorgungsvariante 1.1 mit einem Biomassekessel mit 500 kW thermischer Leistung dar. Die orange Linie stellt den sortierten thermischen Lastgang von Werk 2 und Werk 4 eines Jahres dar. Die orange Fläche zeigt die Wärmeproduktion der Heißwasserkessel der Produktionsanlagen. Die grüne Fläche stellt die Wärmeerzeugung des Biomassekessels dar, dieser stellt die Wärme auf Heißwasserniveau mit einer Vorlauftemperatur von 160°C zur Verfügung. Die blaue Fläche stellt weiterhin die produzierte Wärme der Mikrogasturbine dar, diese setzt sich wiederum aus der Nieder- und Hochtemperaturwärme zusammen. Die Laufzeit der Mikrogasturbine wird für den neuen Biomassekessel nicht begrenzt. Der Biomassekessel stellt in dieser Variante bereits einen hohen Anteil an der Wärmeversorgung.

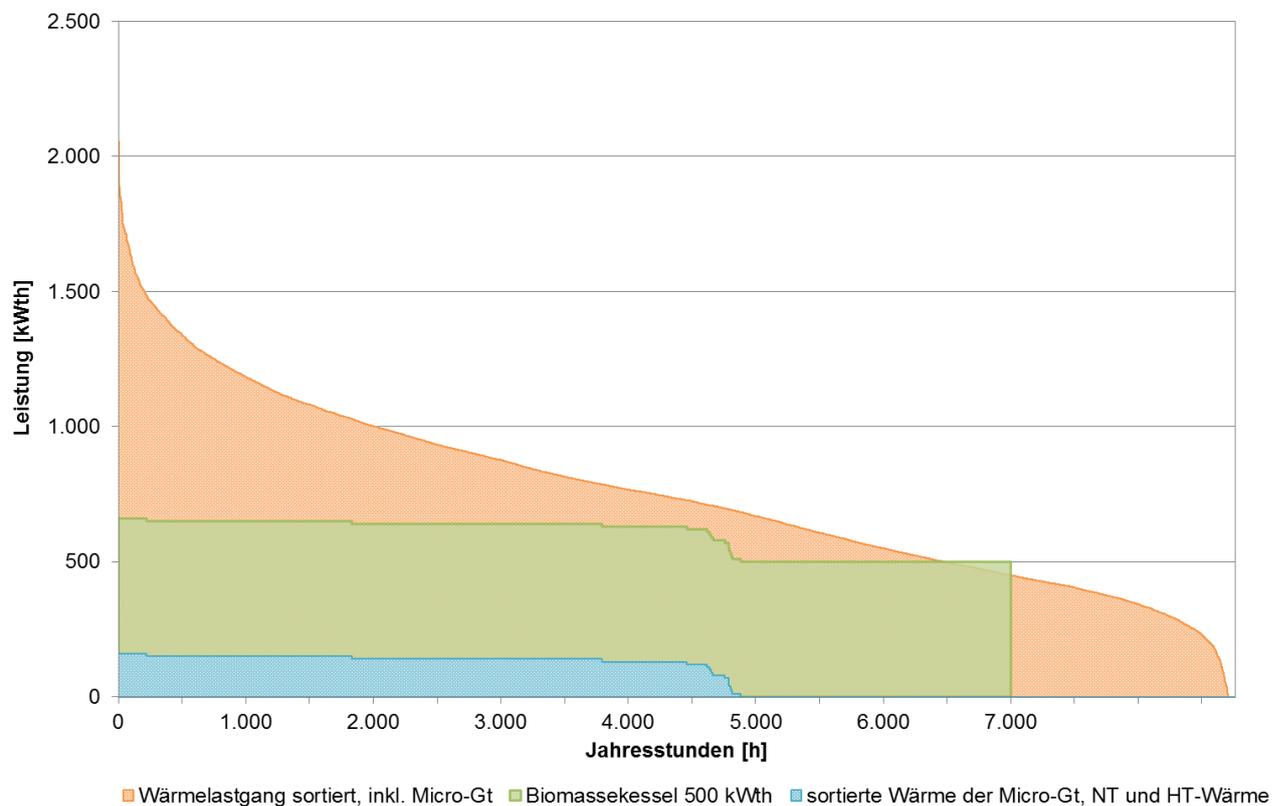


Abbildung 43: Die Variante 1.1 der Biomassekessel mit 500 kW thermischer Leistung

### 4.1.3 Die Energieversorgungsvariante 1.2, der Biomassekessel

Die Abbildung 44 stellt die Energieversorgungsvariante 1.2 mit einem Biomassekessel mit 800 kW thermischer Leistung dar. Die orange Linie stellt den sortierten thermischen Lastgang von Werk 2 und Werk 4 eines Jahres dar. Die orange Fläche zeigt die Wärmeproduktion der Heißwasserkessel der Produktionsanlagen, im Gegensatz zu Variante 0 dem Bestand hat sich diese deutlich verkleinert. Die grüne Fläche stellt die Wärmeerzeugung des Biomassekessels dar, dieser stellt die Wärme auf Heißwasserniveau mit einer Vorlauftemperatur von 160°C zur Verfügung. In der Kalkulation ist berücksichtigt, dass der Biomassekessel für einen Zeitraum von rund 4.000 Betriebsstunden in den Teillastbetrieb fährt, dies ist bis zu einer Leistung von 50 % problemlos möglich und in der Kalkulation berücksichtigt. Die thermische Leistung des Biomassekessels ist in dieser Variante in der wirtschaftlich und technisch maximal sinnvollen Ausbaustufe verbaut. Die Inbetriebnahme der neuen Anlage 12 erfolgte im Jahr 2019 weshalb der thermische Leistungsbedarf nochmals ansteigt, jedoch soll diese auch die Anlage 11 entlasten. Die blaue Fläche stellt weiterhin die produzierte Wärme der Mikrogasturbine dar, diese setzt sich wiederum aus der Nieder- und Hochtemperaturwärme zusammen. Die Laufzeit der Mikrogasturbine wird für den neuen Biomassekessel nicht begrenzt.

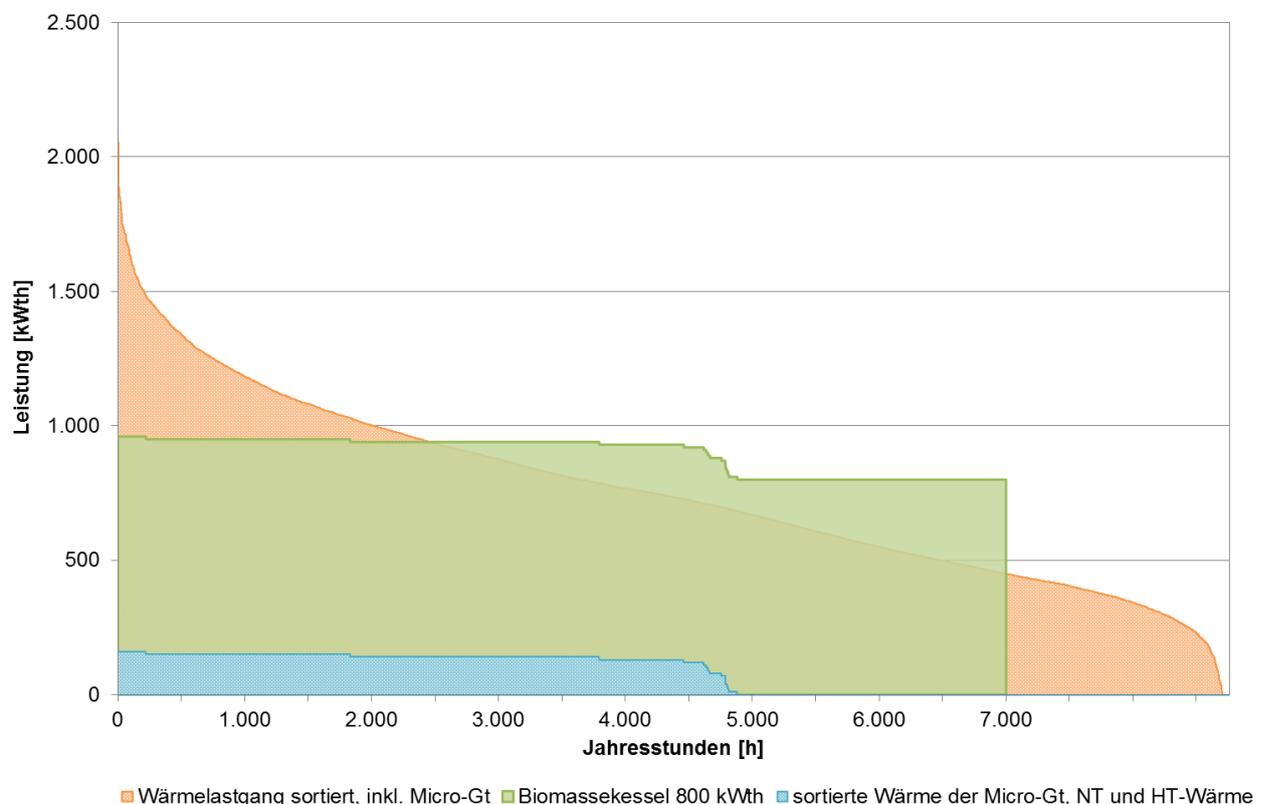


Abbildung 44: Die Variante 1.2 der Biomassekessel mit 800 kW thermischer Leistung

#### 4.1.4 Die Variante 2 mit einem „kleinen“ BHKW

Die Abbildung 45 stellt die Energieversorgungsvariante 1.3 mit einem Blockheizkraftwerk mit 100 kW elektrischer Leistung dar. Die orange Linie stellt den sortierten thermischen Lastgang von Werk 2 und Werk 4 eines Jahres dar. Die orange Fläche zeigt die Wärmeproduktion der Heißwasserkessel der Produktionsanlagen. Im Gegensatz zu Variante 0 muss mehr Heißwasser aus den bestehenden Erdgaskessel erzeugt werden, da in dieser Variante die Mikrogasturbine stillgelegt wird. Das Blockheizkraftwerk kann in dieser Ausbaustufe kein Heißwasser bereitstellen, da die erzielbare thermische Heißwasserleistung einen wirtschaftlichen Betrieb nicht ermöglichen würde. Die Mikrogasturbine wird aufgrund der Ausfallhäufigkeit und des niedrigen elektrischen Wirkungsgrades stillgelegt. Da die Mikrogasturbine erst im Jahr 2014 in Betrieb genommen wurde, kann die Nutzung des Einspeise- und Eigenverbrauchsrecht, da das BHKW die identische elektrische Leistung besitzt. In der nachfolgenden Kalkulation wird die anfallende Wärme nur zu 50 % durch vermeidbare Erdgaskosten angesetzt, da nur etwa die Hälfte an Niedertemperaturwärme eingesetzt werden kann.

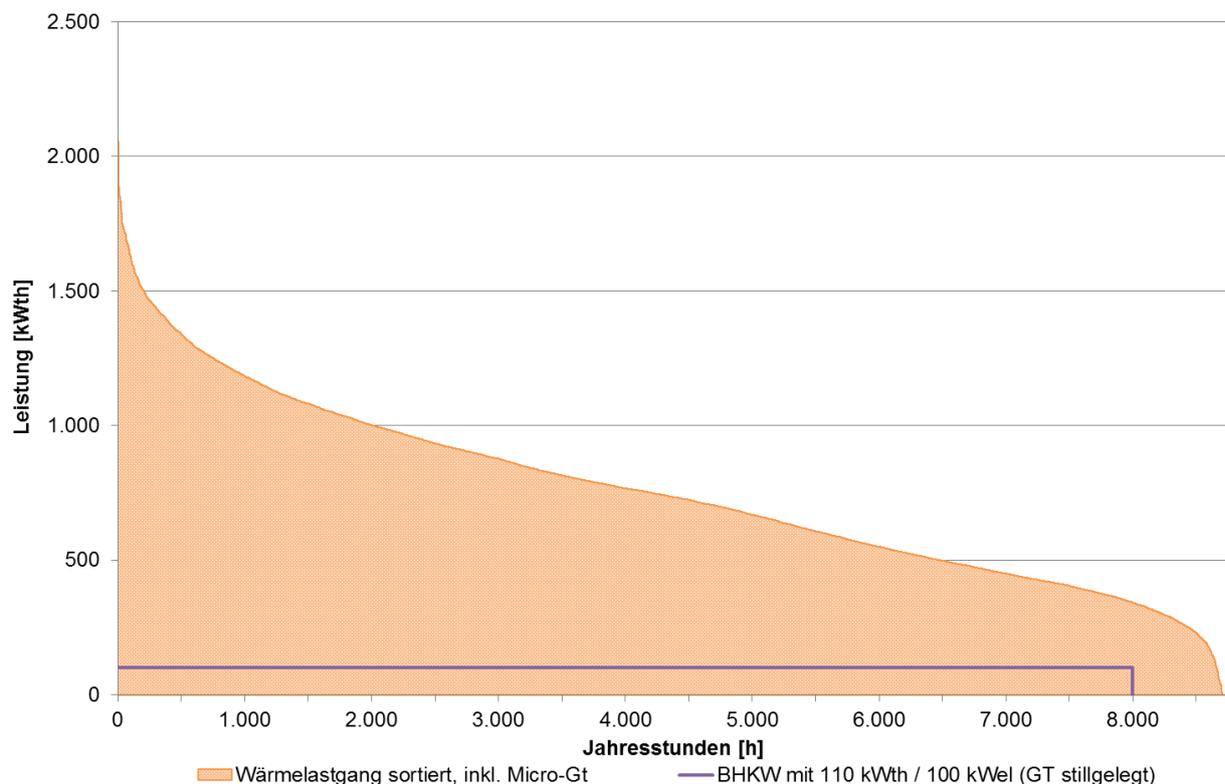


Abbildung 45: Die Variante 1.3 des BHKW mit 100 kW elektrischer Leistung

#### 4.1.5 Die Variante 3 mit einem „großen“ BHKW und Heißwassernutzung

Die Abbildung 46 stellt die Energieversorgungsvariante 3 mit einem Blockheizkraftwerk mit 400 kW elektrischer Leistung dar. Die orange Linie stellt den sortierten thermischen Lastgang von Werk 2 und Werk 4 eines Jahres dar. Die orange Fläche zeigt die Wärmeproduktion der Heißwasserkessel der Produktionsanlagen. Das Blockheizkraftwerk erzeugt eine thermische Heißwasserleistung von 158 kW und eine Heizwasserleistung (90 C) von 310 kW. Die Heißwasserleistung ist im Diagramm in lila dargestellt, diese kann die Heißwasserproduktion aus den Gaskesseln verdrängen. Die thermische Heißwasserleistung ist für eine Vorlauftemperatur von 160 C und einer Rücklauftemperatur von 140°C ausgelegt. Die Niedertemperaturwärme, Heizwasserleistung beträgt zusätzlich 310 kW thermisch bei einer Vorlauftemperatur von 90 C. Wie jedoch in der Messreihe „Heißwasserkessel“ von Anlage 12 ersichtlich ist, ist für rund 30 % der Betriebszeit eine Vorlauftemperatur von 90°C ausreichend. Der thermische Leistungsbedarf liegt in diesem Zeitraum bei rund 400 kW thermischer Leistung, d.h. nahezu die gesamte thermische Leistung des BHKW könnte bereits von Anlage 12 aufgenommen werden. Zu dieser Problematik wird in der übernächsten Darstellung ein Lösungsvorschlag dargestellt. In der nachfolgenden Kalkulation wird die anfallende Wärme nur zu 50 % durch vermeidbare Erdgaskosten angesetzt, da nur eine geringe Menge an Niedertemperaturwärme eingesetzt werden kann. In Abbildung 47 wird ein Weg für eine effiziente und maximale Ausnutzung der NT-Wärme aufgezeigt.

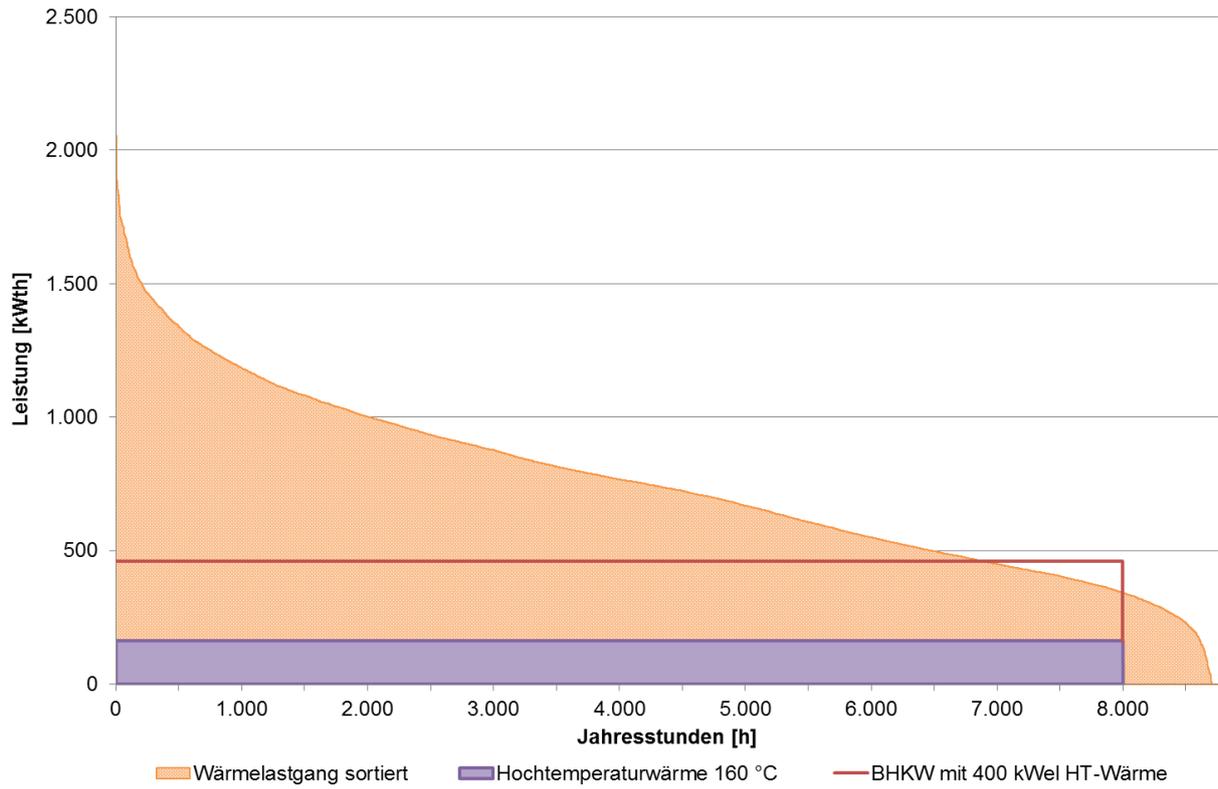


Abbildung 46: Die Variante 3 des BHKW mit 400 kW elektrischer Leistung

In der Abbildung 47 ist eine Optimierung der Wärmenutzung aus dem Blockheizkraftwerk dargestellt. Laut der Messreihe von Anlage 12 reicht für über 30 % der Zeit eine Vorlauftemperatur von 90°C welche vollständig über den Niedertemperaturwärmetauscher des BHKW bereitgestellt werden kann. Die Hochtemperaturwärme aus Abbildung 46 kann mit einer Rücklauftemperatur von 140°C bereitgestellt werden. Bis zu einer Rücklauftemperatur von 90°C kann dieser über den NT-Wärmetauscher vorgeheizt und über den HT-Wärmetauscher nachgeheizt werden. Sollte danach die Temperatur noch nicht ausreichen wird diese über den Rücklauf des Heißwasserkessels auf das notwendige Temperaturniveau angehoben.

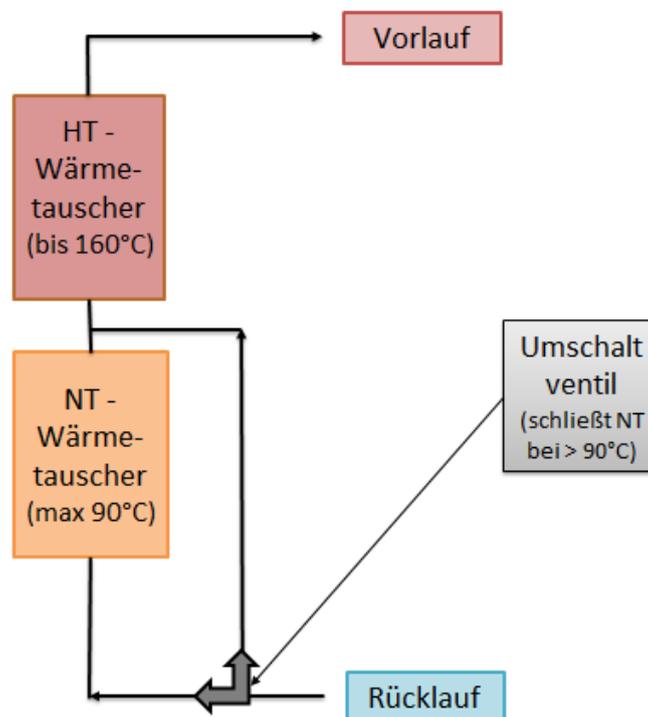


Abbildung 47: Die Optimierung der Wärmenutzung aus einem BHKW

## 5 Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

### 5.1 Die Vergütung eines BHKW nach dem KWKG 2017

Erlöse ergeben sich bei KWK-Anlagen aus der Stromeinspeisung, aus vermiedenen Stromkosten durch Stromeigennutzung, der Zuschlagszahlung nach dem KWKG-Gesetz und der Steuerrückerstattung.

Bei der Verwendung von Erdgas in KWK-Anlagen wird eine Steuerrückerstattung auf den eingesetzten Brennstoff in Höhe von 0,55 Cent/kWh bezogen auf die Feuerungswärmeleistung der Anlage, gewährt.

Die Einspeisevergütung wird durch das KWKG-Gesetz geregelt.

Die wichtigsten Punkte bezüglich der Einspeisevergütung bei einem Erdgas-BHKW bis 100 kW<sub>el</sub> sind:

KWK-Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung bis 50 kW erhalten für den eingespeisten KWK-Strom einen Zuschlag von 8,0 Cent/kWh und für den selbstverbrauchten KWK-Strom einen Zuschlag von 4,0 Cent/kWh - für eine Dauer von 60.000 Volllaststunden ab Aufnahme des Dauerbetriebes.

KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung bis 100 kW erhalten für den eingespeisten KWK-Strom einen Zuschlag von 6,0 Cent/kWh und für den selbstverbrauchten KWK-Strom einen Zuschlag von 3,0 Cent/kWh - für eine Dauer von 30.000 Volllaststunden ab Aufnahme des Dauerbetriebes.

KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung über 100 kW erhalten für den eingespeisten und eigenverbrauchten KWK-Strom keinen Zuschlag.

Darüber hinaus erhält der Anlagenbetreiber eine zusätzliche Vergütung vom Netzstrombetreiber für den eingespeisten Strom. Diese ist abhängig vom Strompreis für Baseload-Strom an der Strombörse und wird auf die vorangegangenen Quartale bezogen. In Abbildung 48 ist eine Entwicklung des Preises seit dem Jahr 2009 dargestellt. Dieser Preis („üblicher Preis“) gilt als Richtpreis, der bezahlt werden muss, wenn sich der Energieversorger und der KWK-Anlagenbetreiber auf keine andere Vergütung einigen können.

Die Verpflichtung des Netzbetreibers zur Abnahme und Vergütung von KWK-Strom aus KWK-Anlagen größer 50 kW entfällt, wenn der Netzbetreiber nicht mehr zu Zuschlagszahlung verpflichtet ist. Die Kategorien der zuschlagsberechtigten KWK-Anlagen, insbesondere von Bestandsanlagen und modernisierten Anlagen, sind im Detail dem Gesetzestext zu entnehmen.



Quelle: BHKW Infozentrum

Abbildung 48: Die Entwicklung des "üblichen Preises" für die KWK-Stromvergütung

**Steuerrückerstattung Erdgas:** 0,55 Cent/kWh des eingesetzten Brennstoffs

**KWK Zuschlag** für eingespeiste elektrische Energie:

- 8,0 Cent/kWh für den Anteil kleiner 50 kW<sub>el</sub>
- 6,0 Cent/kWh für den Anteil größer 50 kW<sub>el</sub> bis 100 kW<sub>el</sub>

**KWK Zuschlag** für selbstverbrauchte elektrische Energie:

- 4,0 Cent/kWh für den Anteil kleiner 50 kW<sub>el</sub>
- 3,0 Cent/kWh für den Anteil größer 50 kW<sub>el</sub> bis 100 kW<sub>el</sub>

**Stromeinspeisung:** Vergütung („üblicher Preis“): ca. 4,2 Cent/kWh<sub>el</sub>

(Mittelwert der letzten 4 Quartale)

**Stromeigennutzung:** 13,2 Ct/kWh<sub>el</sub>

**EEG-Umlage für selbstverbrauchten Strom:**

- 40 % der EEG- Umlage (2018, 6,79 Ct/kWh<sub>el</sub>) = 2,72 Ct/kWh<sub>el</sub>
- EEG- Umlage (2018, 6,79 Ct/kWh<sub>el</sub>) = 6,79 Ct/kWh<sub>el</sub>

➔ **Aktuell wird der Anteil der Zahlung der EEG-Umlage auf den eigenverbrauchten Strom von der EU-Kommission geprüft!**

Die Einnahmen sind nicht über den Betrachtungszeitraum festgeschrieben. Deshalb wird der Einfluss der Betriebskosten in einer Sensitivitätsanalyse der Referenzvariante gegenübergestellt.

## 5.2 Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Varianten

Die Energieträgerkosten, Annahmen zur Finanzierung und mögliche Förderungen der Varianten.

- Erdgas: **2,66 Ct/kWh<sub>Hi</sub>**
- Hackgutzukauf: **20 €/MWh**

### Antriebsstrom / Hilfsenergie / vermiedene Stromkosten:

- Hilfsenergie: **15,3 Ct/kWh**
- vermeidbare Stromkosten: **13,2 Ct/kWh**
- EEG-Umlage 2019 **6,405 Ct/kWh**
- verm. Stromkosten abzgl. 100 % EEG-Umlage **6,8 Ct/kWh**
- verm. Stromkosten abzgl. 40 % EEG-Umlage **10,6 Ct/kWh**
- Stromüberschusseinspeisung (Mittelwert der letzten 4 Quartale):  
**4,2 Ct/kWh**
- Zinssatz: 2 %
- lineare Abschreibung: 10 Jahre

### Mögliche Förderungen:

KfW-Biomasse:

bis zu 30 € pro kWth für einen Hackgutmessel

(800 kWth = 24.000 €)

bei Staubemissionen < 15 mg/m<sup>3</sup> zusätzlich 20 € pro kW

(800 kWth = 16.000 €)

KfW-Modul 2 - Prozesswärme aus erneuerbaren Energien

Max. 45 % der förderfähigen Investitionskosten (De-minimis-VO) bzw. der förderfähigen Investitionsmehrkosten (Artikel 41 AGVO). Bedingung ist hier der Einsatz der produzierten Wärme zu mindestens 50 % für Produktionsprozesse. Des Weiteren ist der eingesetzte Brennstoff in der 1.BImSchV geregelt. Der Einsatz der anfallenden Altholzpalletten nach den Altholzklassen A1 und A2 ist nicht förderschädlich.

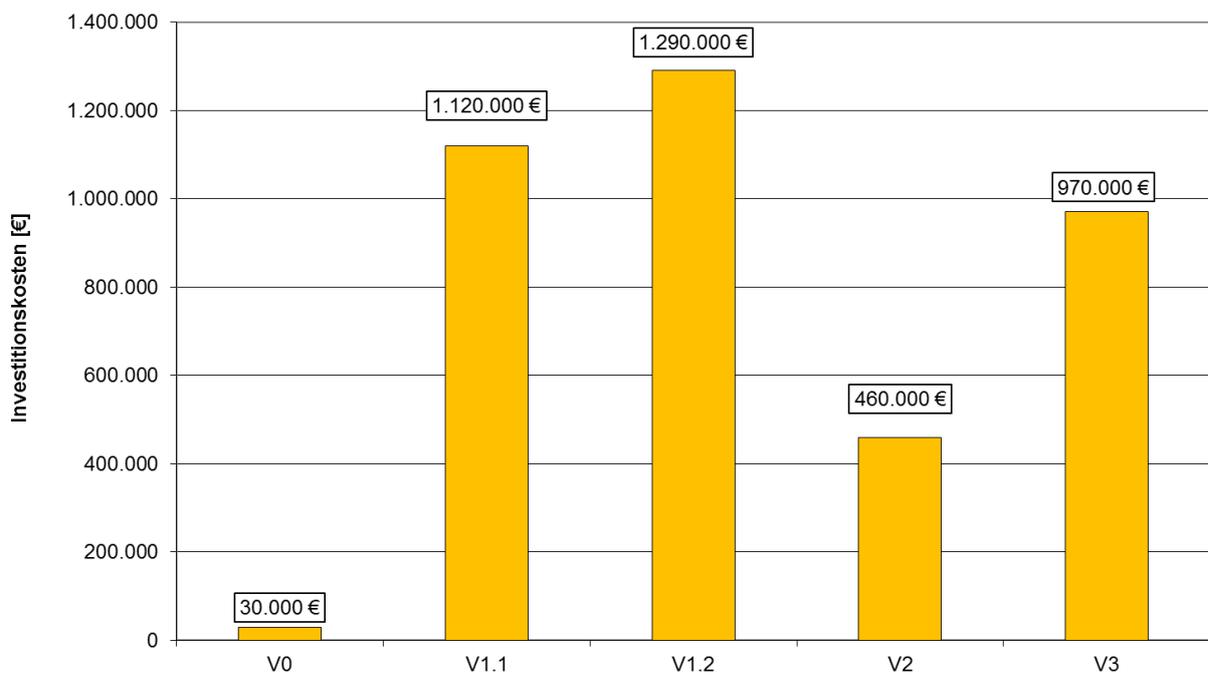
Bei der Ergänzung einer bestehenden Wärmeversorgungsanlage durch einen Wärmeerzeuger auf Basis Erneuerbarer Energien entsprechen die förderfähigen Investitionskosten den Investitionsmehrkosten.

#### KfW-Modul 4 - Energiebezogene Optimierung von Anlagen und Prozessen

Max. 30 % der förderfähigen Investitionskosten (De-minimis-VO) bzw. der förderfähigen Investitionsmehrkosten (Artikel 38 AGVO). Der Investitionszuschuss beträgt maximal 500 Euro pro jährlich eingesparter Tonne CO<sub>2</sub>.

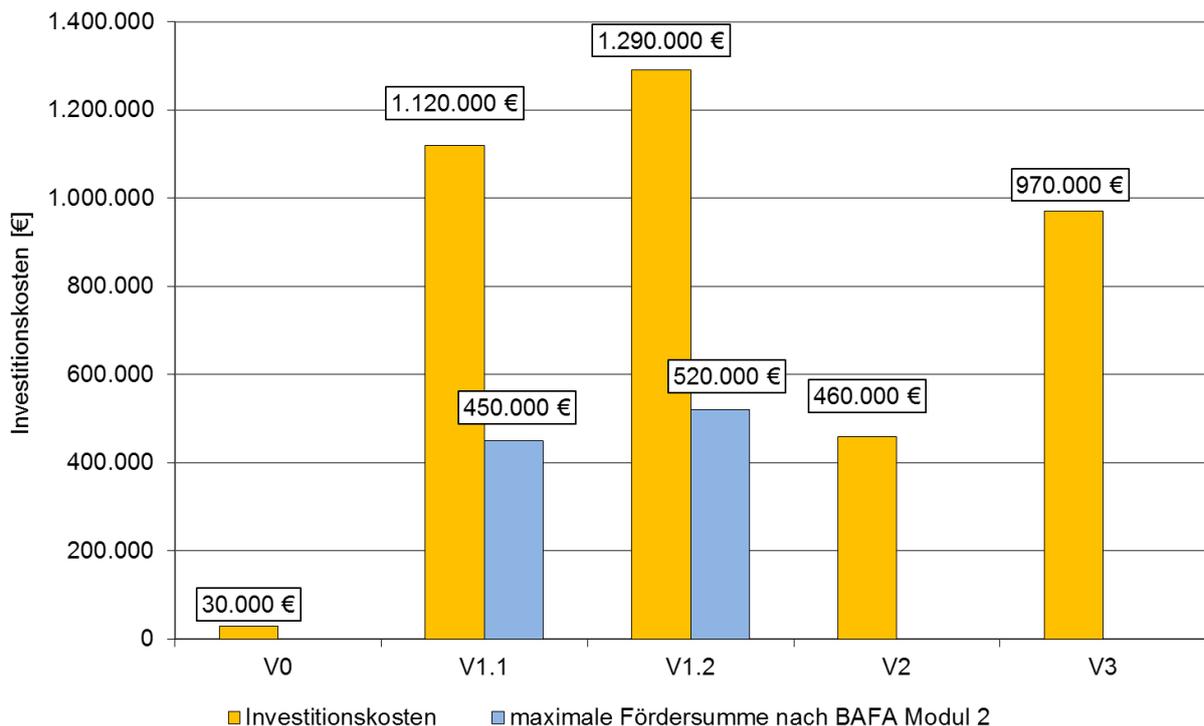
Es gibt jedoch keine Förderung nach dem Förderprogramm „BioKlima“ vom TFZ (Technologie- und Förderzentrum) aus Straubing, da das anfallende Altholz verwertet werden soll und laut dem Förderprogramm nur Waldhackgut verwendet werden darf.

In Abbildung 49 werden die Investitionskosten der einzelnen Energieversorgungsvarianten dargestellt. Die Investitionskosten der Bestandsvariante sind sehr gering, hier ist lediglich ein Austausch der Gasbrenner vorgesehen, sodass die Kessel über einen Betrachtungszeitraum von 10 Jahren betrieben werden können. Die beiden Varianten V1.1 und V1.2 mit einem Biomasseheizwasserkessel haben die höchsten Investitionskosten. In dieser Variante ist der Bau eines Heizhauses im Wert von 300.000 Euro für V2 und 350.000 Euro für V3 einkalkuliert. Die Variante V2 beinhaltet ein Blockheizkraftwerk mit 100 kW elektrischer Leistung und Heizwasserauskopplung. In Variante V3 wird ein Blockheizkraftwerk mit 400 kW elektrischer Leistung sowie Heißwasser- und Heizwasserauskopplung eingesetzt. Die Heißwasserausführung mit einer Vorlauftemperatur von 160 C verursacht hier deutlich höhere Investitionskosten. Die Darstellung beinhaltet die anfallenden Investitionskosten inklusive einem Heizhaus mit Biomassebunker.



**Abbildung 49: Die Investitionskosten der Energieversorgungsvarianten**

In Abbildung 50 sind die Kosten mit einer maximalen Projektförderung als Zuschuss nach BAFA Modul 2 - Prozesswärme aus erneuerbaren Energien dargestellt. Sollte der Biomassekessel für Prozesswärme eingesetzt werden und bestehende Kessel mit fossilen Energieträgern verdrängen, so kann eine maximale Förderung von bis zu 45 % der förderfähigen Investitionskosten nach „De-minimis-VO“ oder „Artikel 41 AGVO“ erzielt werden. Der Einsatz der vorhandenen Altholzpaletten, welche nach der Aufbereitung die Altholzklasse A1 besitzen, ist nicht förderschädlich. Sogar ein Einsatz von Altholz der Klasse A2 wäre förderrechtlich unbedenklich.



**Abbildung 50: Die Investitionskosten der Energieversorgungsvarianten inklusive der maximalen Fördersumme**

In Abbildung 51 werden die jährlichen Ausgaben der einzelnen Energieversorgungsvarianten detailliert dargestellt. Ein Großteil der jährlichen Ausgaben resultiert aus den Strombezugs-kosten, in Variante V0 bis V1.2 betragen diese rund 630.000 € in V2 und V3 rund 700.000 €. Diese höheren Stromkosten resultieren aus der Stilllegung der vorhandenen Mikrogasturbi-ne. Die Erdgaskosten für die Heißwasserbereitung für Produktionsprozesse werden als hell-blauer Balken dargestellt. Die Kosten für den Erdgaseinsatz im BHKW werden als dunkel-blauer Balken abgebildet. In Variante V1.1 und V1.2 wird Biomasse eingesetzt. Die Kosten in V1.1 stellen sich aus der Abholung, Lagerung sowie der Aufbereitung mit bedarfsgerechter Anlieferung der aktuell anfallenden Hackgutmenge zusammen, die aktuelle Menge wurde mit 500 t jährlichen Anfall in der Kalkulation hinterlegt. In V1.2 wurde der Biomassekessel an die vorhandene thermische Jahresdauerlinie ausgelegt, somit wird eine jährliche Hackgutmenge von rund 800 t benötigt. Die Differenz von 300 t Hackgut wird mit handelsüblichem Wald-hackgut kalkuliert, somit kann der Brennstoff regional bezogen werden und steigert hiermit die Wertschöpfungskette vor Ort. Die Wartungs- und Instandhaltungskosten werden in rot dargestellt, die Biomassekessel haben gegenüber den übrigen Varianten deutlich höhere Wartungskosten. Als oranger Balken wird die EEG-Umlage auf den eigengenutzten Strom dargestellt. Da die vorhandene Mikrogasturbine erst im Jahr 2014 installiert worden ist, muss für den eigengenutzten Strom auch 40 % der aktuell gültigen EEG-Umlage abgeführt wer-den. Der Kostenanteil bei den Varianten 0 bis V1.2 ist deutlich geringer als bei Variante V2, dies liegt an den häufigen Störungen der Mikrogasturbine, somit wird weniger Strom erzeugt und fallen weniger Kosten für die EEG-Umlage auf den eigengenutzten Strom an. In lila sind die sonstigen Kosten dargestellt, diese setzen sich aus Versicherungs- und Verwaltungskos-ten zusammen. Der zusätzliche Erdgasverbrauch für das Blockheizkraftwerk in V2 und V3 steigert die jährlichen Ausgaben deutlich.

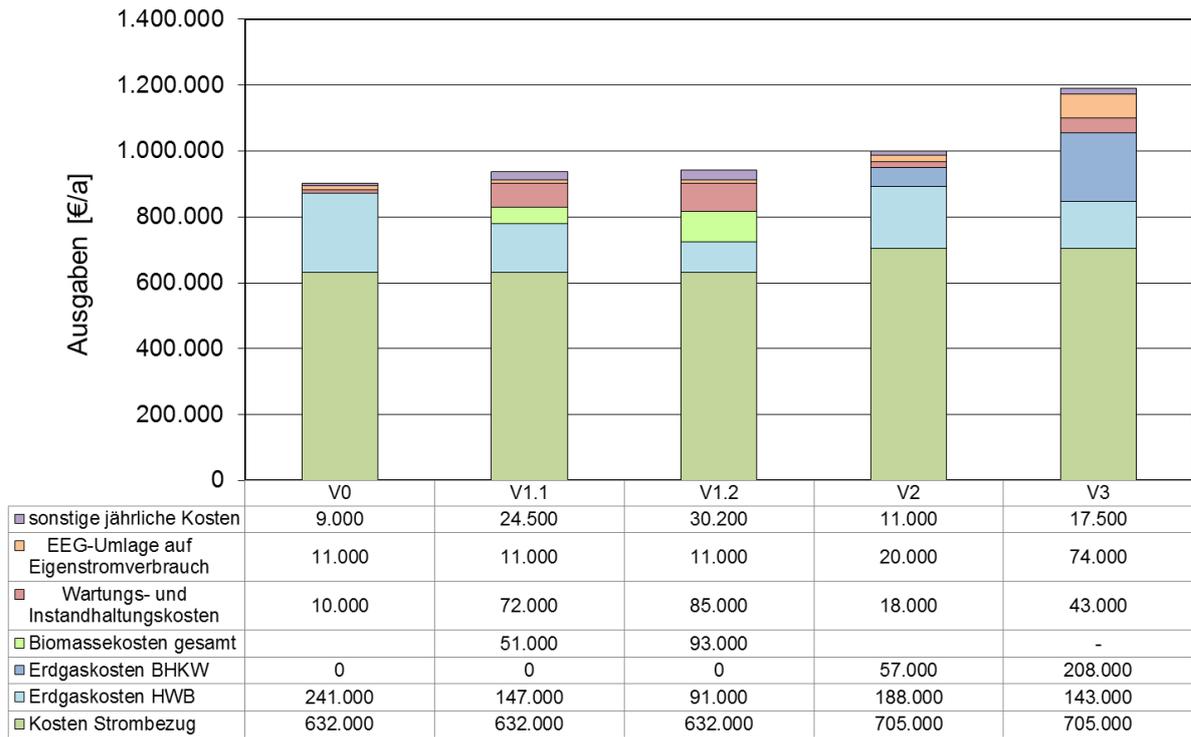


Abbildung 51: Die Aufstellung der jährlichen Ausgaben, 40 % EEG-Umlage

In Abbildung 52 werden die jährlichen Einnahmen der einzelnen Energieversorgungsvarianten mit einer Abgabe von 40 % der EEG-Umlage auf den eigenverbrauchten Strom dargestellt. Den größten Anteil stellen die vermiedenen Strombezugskosten aus der Eigenstromerzeugung des installierten BHKW in Variante V2 und V3 dar. Des Weiteren gibt es für die Variante V2 eine KWKG-Vergütung für das BHKW, diese wird laut KWKG 2017 bis 100 kW elektrischer Leistung gewährt. Die BHKW-Varianten V2 und V3 erhalten zusätzlich eine Energiesteuerrückerstattung auf das eingesetzte Erdgas in den Anlagen. Die Bedingung hierfür ist der „Hocheffizienznachweis“ nach § 53 aus dem Energiesteuergesetz, die Anlage muss dafür einen Jahresnutzungsgrad von mindestens 70 % aufweisen. Aufgrund der hohen elektrischen Leistung in Variante V3 kann das BHKW zeitweise Strom in das Stromnetz rückspeisen, die Vergütung für den eingespeisten Strom wird als blauer Balken dargestellt.

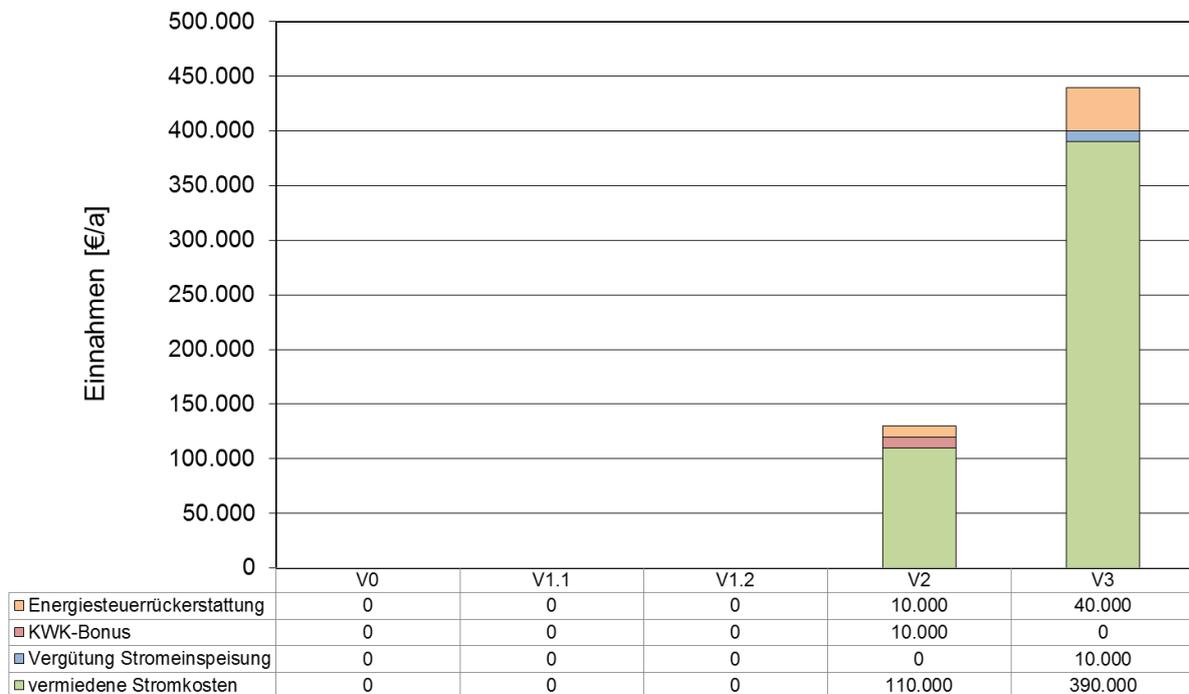


Abbildung 52: Die Aufstellung der jährlichen Einnahmen

In Abbildung 53 werden die Jahresgesamtkosten als oranger Balken dargestellt. Die EEG-Umlage auf den eigenverbrauchten Strom ist mit 40 % angenommen. Aufgrund der hohen jährlichen Wartungskosten für den Biomassekessel haben diese beiden Varianten die höchsten Jahresgesamtkosten. Die Jahresgesamtkosten für die Variante V3 sind am geringsten, da hier mit günstigem Erdgas Strom zur Eigennutzung produziert wird. Das bedeutet, die Erdgaskosten steigen zwar deutlich an, der Strombezug kann dahingegen deutlich gesenkt werden. Der gelbe Balken berücksichtigt die Förderung nach BAFA, Modul 2 - Prozesswärme aus erneuerbaren Energien.

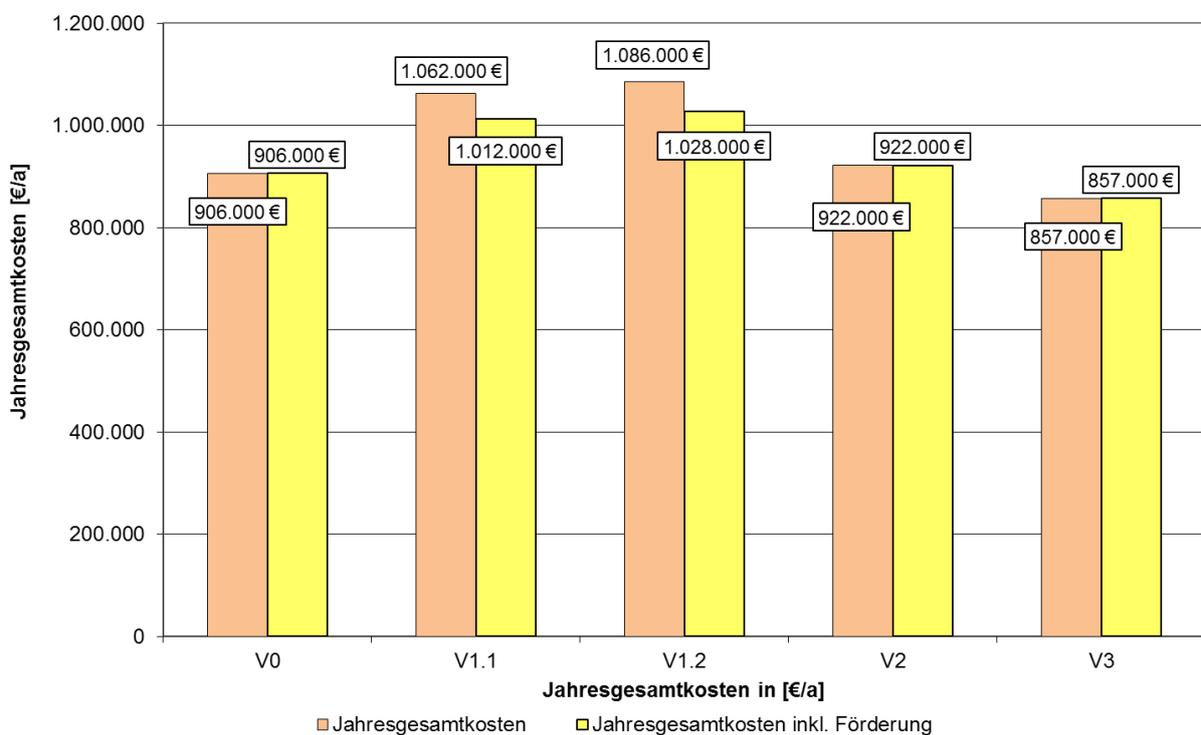


Abbildung 53: Die Jahresgesamt- und Wärmegestehungskosten

In der nachfolgenden Abbildung 54 ist die Amortisationsdauer der Varianten dargestellt. Die Jahresgesamtkosten der Ausgangsvariante V0 sind aufgrund der geringen Wartungskosten der bestehenden Erdgaskessel und nahezu keinen Investitionskosten sehr gering. Als Investitionskosten wurde bei V0 lediglich eine Erneuerung des Brenners hinterlegt. Die Biomassevarianten besitzen aufgrund der teuren Technik zur Brennstoffförderung mit anschließender Abgasreinigung höhere Jahresgesamtkosten, der einsetzbare Brennstoff ist jedoch kostengünstig und fällt als Abfall im Werk an. Es muss auch berücksichtigt werden, dass der Restholzanfall mittlerweile nicht mehr kostenlos abgegeben werden kann, im Gegensatz zu einer Betrachtung im Jahr 2017. Die Varianten mit Blockheizkraftwerk haben die niedrigsten Jahresgesamtkosten aufgrund der Stromproduktion aus dem relativ günstigen Brennstoff „Erdgas“, gleichzeitig kann hier Wärme erzeugt werden. Der Strombedarf und die Stromerzeugung sollte dieselbe Firma sein, da diese ansonsten als Energieerzeuger eingestuft wird und weitere Abgaben fällig werden.

Die Variante 3 ist somit die einzige Variante mit geringeren Jahresgesamtkosten als die Referenzvariante V0. Mit einer Einsparung von 49.000 € erreicht diese Variante eine Amortisationsdauer von rund 20 Jahren.

Die Energiekosten haben jedoch sehr starke Auswirkungen auf die Amortisationsdauer der Varianten, deshalb werden die Energiepreis in der nachfolgenden Sensitivitätsanalyse variiert und der Einfluss auf die Jahresgesamtkosten dargestellt.

		Variante 0	Variante 1.1	Variante 1.2	Variante 2	Variante 3
		Mikrogasturbine	Mikrogasturbine	Mikrogasturbine	BHKW 100 kW <sub>el</sub>	BHKW 400 kW <sub>el</sub>
		Erdgaskessel	Biomassekessel 500 kW	Biomassekessel 800 kW	Erdgaskessel	Erdgaskessel
			Erdgaskessel	Erdgaskessel	Mikrogasturbine stillgelegt	Mikrogasturbine stillgelegt
		V0	V1.1	V1.2	V2	V3
Jahresgesamtkosten inkl. Förderung	[€/a]	906.000	1.012.000	1.028.000	922.000	857.000
Einsparung gegenüber Referenzvariante	[€/a]	0	- 106.000	- 122.000	-16.000	49.000
statische Amortisationsdauer	[a]	-	-	-	-	19,8

Abbildung 54: Die Amortisationsdauer der Varianten

## 5.3 Sensitivitätsanalyse der Energieversorgungsvarianten

### 5.3.1 Die Sensitivitätsanalyse der Variante 0

In Abbildung 55 ist die Sensitivitätsanalyse der aktuellen Energieversorgung mit bestehenden dezentralen Erdgaskesseln im Ausgangszustand dargestellt. Die bestehende Mikrogasturbine wird ebenfalls betrieben, aufgrund häufiger Störungen erreicht diese im Jahr 2018 jedoch nur rund 5.000 Betriebsstunden. Im Istzustand belaufen sich die Jahresgesamtkosten der Variante 0 auf 906.000 €. Wenn die Erdgaskosten um 50 % ansteigen, steigen die Jahresgesamtkosten auf bis zu 1.026.500 € an. Wenn die Erdgaskosten um 50 % fallen, sinken die Jahresgesamtkosten auf 785.500 €. Steigen die Stromkosten um 50 % an, so steigen die Jahresgesamtkosten auf 1.222.000 €. Sollten die Stromkosten um 50 % fallen, dann sinken die Jahresgesamtkosten auf 590.000 €.

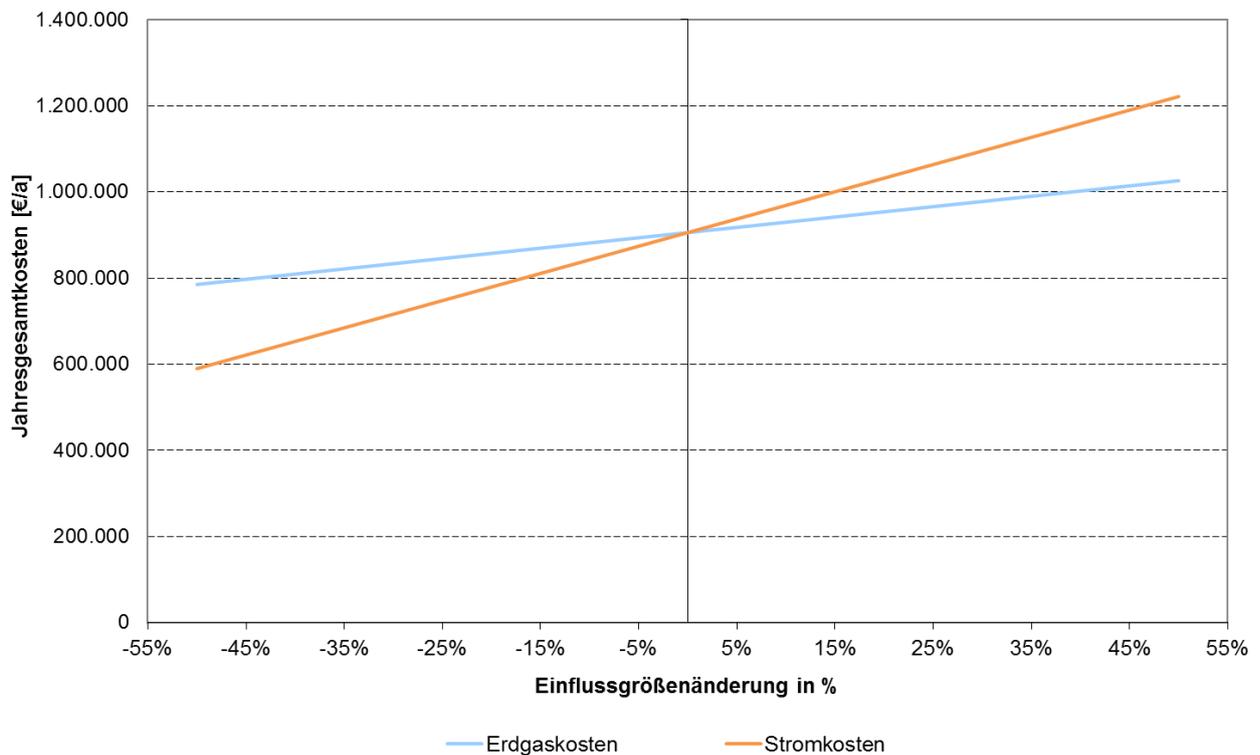


Abbildung 55: Die Sensitivitätsanalyse der Variante 0

### 5.3.2 Die Sensitivitätsanalyse der Variante 1.1

Die Abbildung 56 zeigt die Sensitivitätsanalyse für die Variante 1.1. Zusätzlich zu den bestehenden Erdgaskesseln wird ein zentraler Heißwasserbiomassekessel mit einer thermischen Leistung von 500 kW<sub>th</sub> installiert, welcher das bestehende Altholz aus den anfallenden Einwegholzpaletten verwertet. Die Baugröße des Kessels wurde an die aktuell im Werk anfallende Menge an Restholz angepasst. Aufgrund des schwierigen Brennstoffs und der aufwendigen Technik fallen hier jedoch deutlich höhere Wartungs- und Instandhaltungskosten gegenüber einem Erdgaskessel an. Die Mikrogasturbine wird wie in Variante V0 weiterbetrieben. Die thermische Energie des Heißwasserkessels kann aufgrund der Vorlauftemperatur von max. 160 C direkt für die Beheizung der Produktionsprozesse eingesetzt werden. Der Biomassekessel erreicht eine Laufzeit von 7.000 Betriebsstunden im Jahr. Im Istzustand belaufen sich die Jahresgesamtkosten der Variante 1.1 auf 1.012.000 €. Wenn die Erdgaskosten um 50 % ansteigen, steigen die Jahresgesamtkosten auf bis zu 1.085.500 € an. Wenn die Erdgaskosten um 50 % fallen, sinken die Jahresgesamtkosten auf 938.500 €. Steigen die Stromkosten um 50 % an, so steigen die Jahresgesamtkosten auf 1.328.000 €. Sollten die Stromkosten um 50 % fallen, dann sinken die Jahresgesamtkosten auf 696.000 €. Der Anstieg der Jahresgesamtkosten bei steigenden Erdgaskosten steigt weniger stark an als in der Referenzvariante, dies liegt am Einsatz der Biomasse.

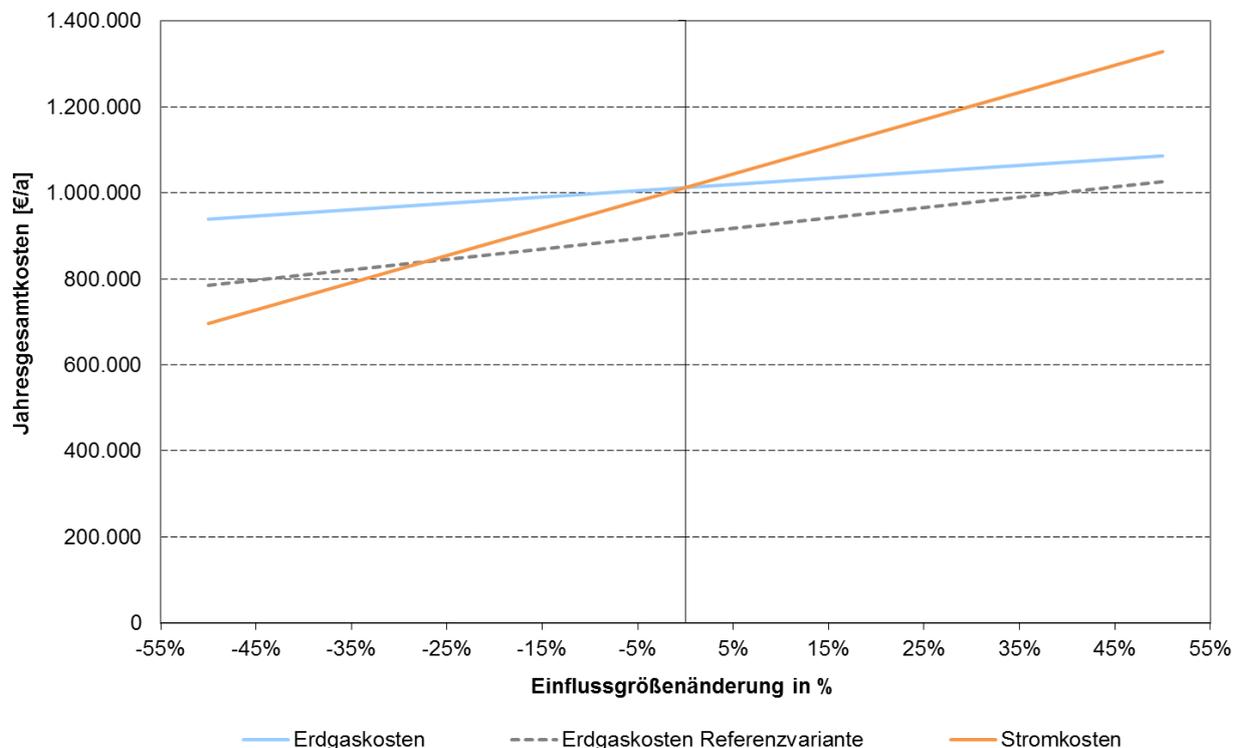


Abbildung 56: Die Sensitivitätsanalyse der Variante 1.1

### 5.3.3 Die Sensitivitätsanalyse der Variante 1.2

Die Abbildung 57 zeigt die Sensitivitätsanalyse für die Variante 1.2. Zusätzlich zu den bestehenden Erdgaskesseln wird ein zentraler Heißwasserbiomassekessel mit einer thermischen Leistung von  $800 \text{ kW}_{\text{th}}$  installiert, welcher das bestehende Altholz aus den anfallenden Einwegholzpaletten verwertet. Die Baugröße des Kessels wurde an die thermisch geordnete Jahresdauerlinie für Heißwasser des LAMILUX Werk 2 und 4 angepasst, siehe Abbildung 44. Der zusätzliche Brennstoffbedarf wird über einen regionalen Brennstoffzukauf realisiert. Aufgrund des Brennstoffs aus Altholz, welcher noch Fremdstoffe wie z.B. Nägel enthalten kann und der aufwendigen Technik fallen hier jedoch deutlich höhere Wartungs- und Instandhaltungskosten gegenüber einem Erdgaskessel an. Die Mikrogasturbine wird wie in Variante V0 weiterbetrieben. Die thermische Energie des Heißwasserkessels kann aufgrund der Vorlauftemperatur von max.  $160 \text{ C}$  direkt für die Beheizung der Produktionsprozesse eingesetzt werden. Der Biomassekessel erreicht eine Laufzeit von 7.000 Betriebsstunden im Jahr, eine Leistungsmodulation ist hier berücksichtigt. Im Istzustand belaufen sich die Jahresgesamtkosten der Variante 1.2 auf 1.028.000 €. Wenn die Erdgaskosten um 50 % ansteigen, steigen die Jahresgesamtkosten auf bis zu 1.073.500 € an. Wenn die Erdgaskosten um 50 % fallen, sinken die Jahresgesamtkosten auf 982.500 €. Steigen die Stromkosten um 50 % an, so steigen die Jahresgesamtkosten auf 1.344.000 €. Sollten die Stromkosten um 50 % fallen, dann sinken die Jahresgesamtkosten auf 712.000 €. Der Anstieg der Jahresgesamtkosten bei steigenden Erdgaskosten steigt weniger stark an als in der Referenzvariante, dieses liegt am Einsatz der Biomasse.

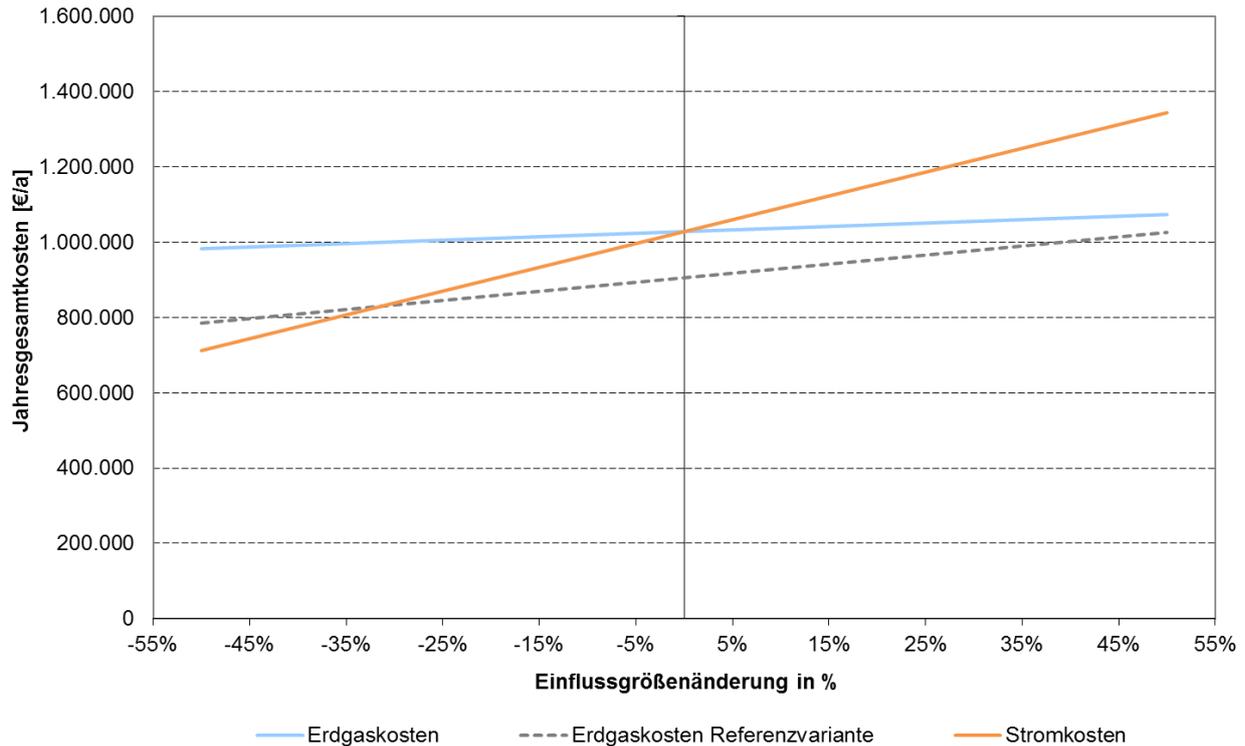


Abbildung 57: Die Sensitivitätsanalyse der Variante 1.2

### 5.3.4 Die Sensitivitätsanalyse der Variante 2

In Abbildung 58 ist die Sensitivitätsanalyse für die Variante 2 dargestellt. Hier wird aufgrund häufiger Störungen die Mikrogasturbine stillgelegt und durch ein Blockheizkraftwerk mit identischer elektrischer Leistung ersetzt. Diese Größenklasse von 100 kW elektrischer Leistung erhält eine Förderung nach dem KWKG 2017, wie auf Seite 59 beschrieben. Der Stromverbrauch kann zu 100 % intern verbraucht werden, diese Variante berücksichtigt eine Abgabe von 40 % der aktuellen EEG-Umlage auf den eigenverbrauchten Strom, siehe Seite 60. Die Laufzeit des BHKW ist mit 8.000 h auf eine maximale Jahreslaufzeit für ein BHKW ausgelegt. Die Anlage hat eine thermische Leistung von 110 kW bei einer Vorlauftemperatur von max. 90°C, dies ergibt eine Wärmemenge von rund 896.000 kWh an thermischer Leistung welche somit nur für Heizzwecke eingesetzt werden kann. Die thermische Niedertemperaturleistung wird nur zur Hälfte (450.000 kWh), als Erdgasersatz gutgeschrieben. Die anfallende Niedertemperaturwärme muss teilweise für Heizzwecke eingesetzt werden um einen Jahresnutzungsgrad von mindestens 70 % zu erreichen. Ein Nutzungsgrad größer 70 % berechtigt eine Energiesteuerrückerstattung welche im Erdgaspreis bereits enthalten ist, siehe Punkt 5.1. Im Istzustand belaufen sich die Jahresgesamtkosten der Variante 2 auf 922.000 €.

Wenn die Erdgaskosten um 50 % ansteigen, steigen die Jahresgesamtkosten auf bis zu 1.044.500 € an. Wenn die Erdgaskosten um 50 % fallen, sinken die Jahresgesamtkosten auf 799.500 €. Steigen die Stromkosten um 50 % an, so steigen die Jahresgesamtkosten auf 1.220.000 €. Sollten die Stromkosten um 50 % fallen, dann sinken die Jahresgesamtkosten auf 624.000 €. Die Erdgaskosten sind nahezu identisch zu der Referenzvariante, da hier die Mikrogasturbine durch ein BHKW mit gleicher elektrischer Leistung ersetzt wird, lediglich die Jahresbetriebsstunden steigen an. Die Stromkosten sind ebenfalls relativ ähnlich, lediglich aufgrund der längeren Laufzeit des BHKW schneidet die orange Linie die Stromkosten der Referenzvariante, da mehr Strom produziert und als Eigenstromnutzung eingesetzt werden kann.

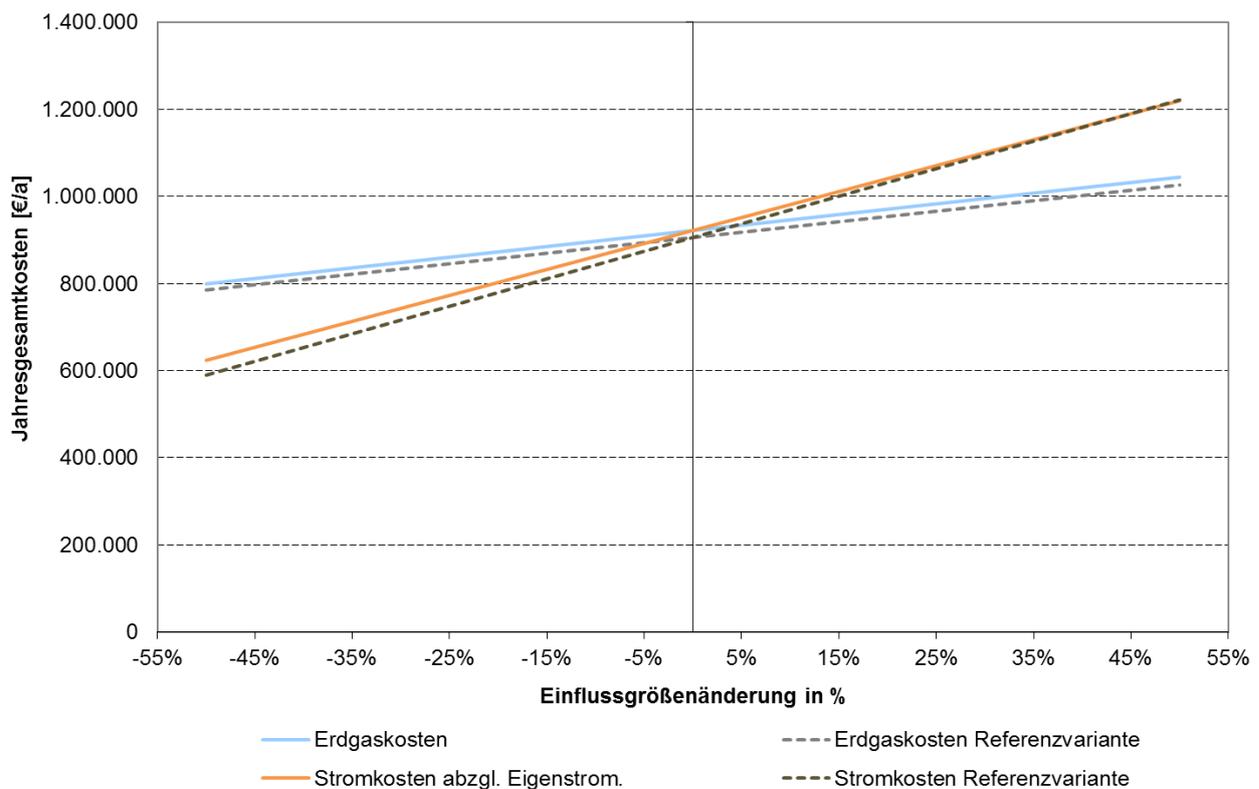


Abbildung 58: Die Sensitivitätsanalyse der Variante 2

### 5.3.5 Die Sensitivitätsanalyse der Variante 3

In Abbildung 59 ist die Sensitivitätsanalyse für die Variante 3 dargestellt. Hier wird aufgrund häufiger Störungen die Mikrogasturbine stillgelegt und durch ein Blockheizkraftwerk ersetzt. Diese Größenklasse des BHKW ist auf eine maximale Eigenstromnutzung ausgelegt siehe Abbildung 11. Die Stromproduktion kann zu 90 % intern verbraucht werden, diese Variante berücksichtigt ebenfalls eine Abgabe von 40 % der aktuellen EEG-Umlage auf den eigenverbrauchten Strom, Definition siehe Seite 60. Die Laufzeit des BHKW ist mit 7.500 h auf eine maximale Eigenstromnutzung ausgelegt. Eine Leistungsmodulation ist berücksichtigt. Die Anlage hat eine thermische Leistung von 158 kW als Heißwasser mit einer Vorlauftemperatur von 160 C und eine thermische Niedertemperaturleistung von rund 310 kW bei einer Vorlauftemperatur von max. 90°C welche somit nur für Heizzwecke eingesetzt werden kann. In der Abbildung 47 ist eine Möglichkeit zur Niedertemperaturnutzung aus dem BHKW für Prozesswärme dargestellt, dafür wäre jedoch ein Umbau der Prozesswärmebereitstellung notwendig. Die thermische Niedertemperaturleistung wird nur anteilig (450.000 kWh) identisch wie in V2, als Erdgasersatz gutgeschrieben. Die anfallende Niedertemperaturwärme muss teilweise für Heizzwecke eingesetzt werden um einen Jahresnutzungsgrad von mindestens 70 % zu erreichen. Ein Nutzungsgrad größer 70 % berechtigt eine Energiesteuerrückerstattung welche im Erdgaspreis bereits enthalten ist, siehe Punkt 5.1. In der vorhergehenden Messreihe von Anlage 12 ist ersichtlich, dass rund 30 % der benötigten Wärmemenge mit einer maximalen Vorlauftemperatur von 90 C beheizt werden kann. Im Istzustand belaufen sich die Jahresgesamtkosten der Variante 3 auf 857.000 €. Wenn die Erdgaskosten um 50 % ansteigen, steigen die Jahresgesamtkosten auf bis zu 1.032.500 € an. Wenn die Erdgaskosten um 50 % fallen, sinken die Jahresgesamtkosten auf 681.500 €. Steigen die Stromkosten um 50 % an, so steigen die Jahresgesamtkosten auf 1.007.000 €. Sollten die Stromkosten um 50 % fallen, dann sinken die Jahresgesamtkosten auf 707.000 €. Ein Anstieg der Stromkosten um 50 % hat geringere Auswirkungen, da ein Großteil der benötigten elektrischen Energie mit dem BHKW aus Erdgas erzeugt wird, dieser Unterschied ist an der Stromkosten gegenüber der Referenzvariante ersichtlich. Die Jahresgesamtkosten steigen somit stärker an, wenn der Erdgaspreis um 50 % steigen sollte.

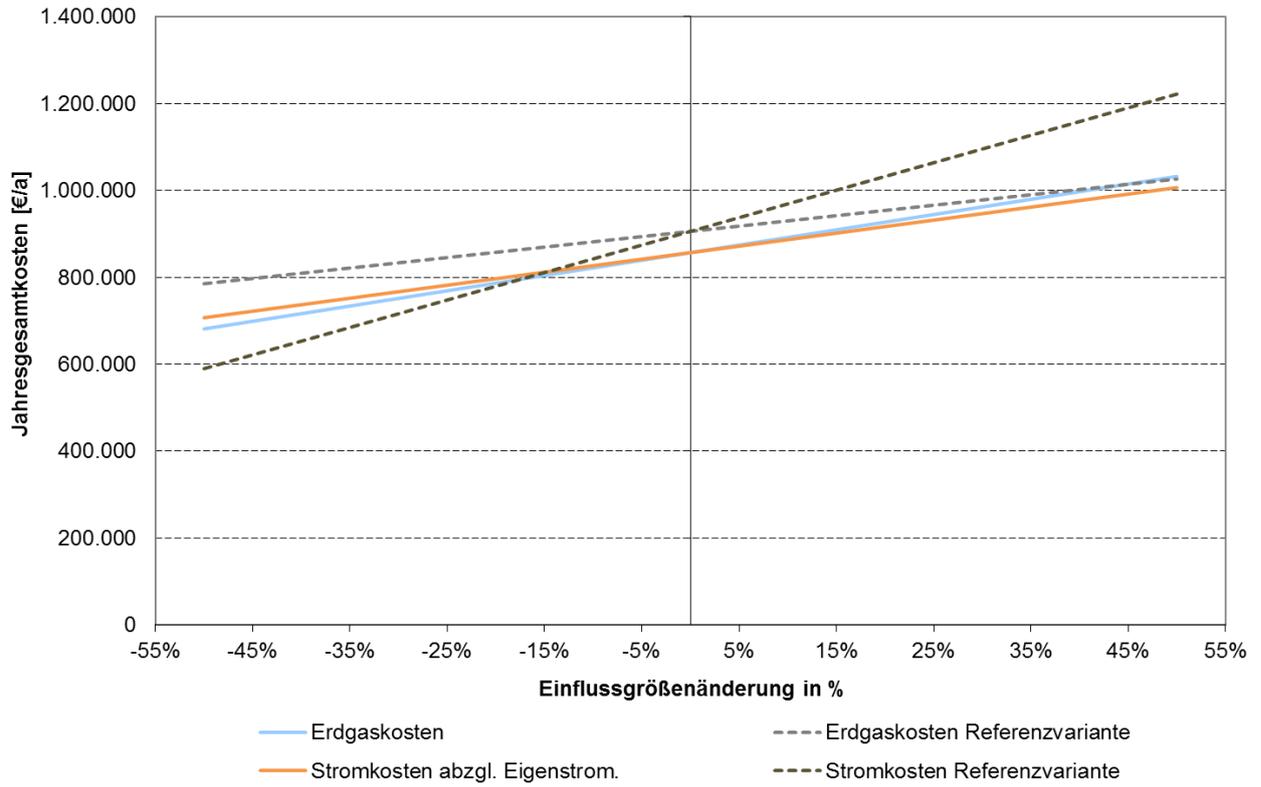


Abbildung 59: Die Sensitivitätsanalyse der Variante 3

## 6 Die CO<sub>2</sub>-Bilanz der Energieversorgungsvarianten

Die Abbildung 60 stellt die CO<sub>2</sub>-Bilanz der einzelnen Energieversorgungsvarianten dar. Der CO<sub>2</sub>-Ausstoß wird mithilfe des Programms GEMIS 4.9 (Globales Emissions-Modell integrierter Systeme) berechnet. Hierbei werden sowohl die eingesetzten Brennstoffe als auch der Stromverbrauch einberechnet, die Stromherstellung aus dem Blockheizkraftwerk wird gegengerechnet. Durch den Einsatz von Biomasse in Variante 1.1 und Variante 1.2 kann der CO<sub>2</sub>-Ausstoß gegenüber Variante V0 deutlich gesenkt werden, im Ausgangszustand wird fossiles Erdgas für die Beheizung eingesetzt. Das Diagramm setzt sich aus der gelben Säule, dem CO<sub>2</sub>-Ausstoß für Erdgas und der grünen Säule dem CO<sub>2</sub>-Ausstoß für den benötigten Strom zusammen. Der orange Balken stellt den CO<sub>2</sub>-Ausstoß für Hackgut dar, dieser Ausstoß beinhaltet den Energieverbrauch für die Verarbeitung der eingesetzten Biomasse. Die Variante V2 ist nahezu identisch zu Variante V0, hier wird die Mikrogasturbine durch ein Blockheizkraftwerk mit identischer elektrischer Leistung ersetzt, lediglich der Wirkungsgrad des BHKW ist deutlich besser. In Variante V3 sinkt der CO<sub>2</sub>-Ausstoß, da ein Großteil des benötigten Stroms mit einem Blockheizkraftwerk erzeugt werden kann, der dafür notwendige Erdgaseinsatz schlägt sich jedoch negativ nieder.

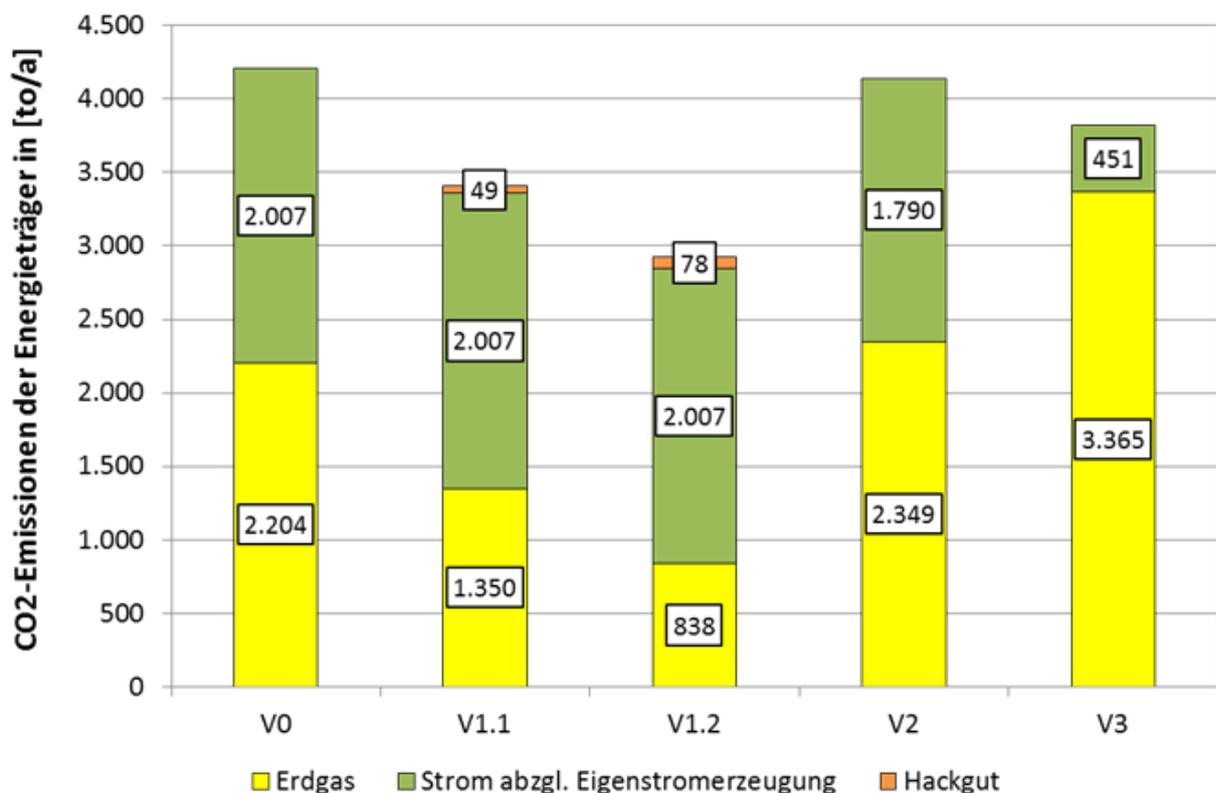


Abbildung 60: Die CO<sub>2</sub>-Bilanz der Energieversorgungsvarianten

## 7 Zusammenfassung

Im Rahmen des vorliegenden Energiekonzeptes wurde das LAMILUX Werk 2 und Werk 4 in Rehau einer umfassenden energetischen Bestandsaufnahme unterzogen, in welcher die thermische und elektrische Energieversorgung, der CO<sub>2</sub>-Ausstoß, sowie die Gesamtenergiekosten mit anschließender Sensitivitätsanalyse dargestellt wurden.

Auf Basis der umfangreichen **Messungen** an den Anlagen 11 und 12 wurden verschiedene Potentiale und Optimierungsmaßnahmen berechnet sowie bisher unbekannte Energieströme gemessen und quantifiziert.

Die erarbeiteten **Optimierungsmaßnahmen** beziehen sich zum Beispiel auf eine Nutzung der anfallenden Altholzpaletten. Das Material fällt bei der Rohstofflieferung an und wird momentan nur teilweise im Werk verwendet, da die verbaute Technik mittlerweile sehr anfällig und wartungsintensiv ist. Um die Kosten für die Zerkleinerung in einem Rollpacker mit anschließender Abholung, Aufbereitung und Wiederanlieferung zu minimieren, wurde ein System zur internen Verarbeitung dargestellt. Die Auslegung basiert auf einer nachträglichen Verwendung in einem Biomassekessel in Heißwasserausführung. Dieser Biomassekessel wird anschließend in die Wärmeversorgung über die vorhandenen Erdgasheizwasserkessel an den einzelnen Anlagen eingebunden. Die Nutzung der anfallenden Biomasse in einem Hacker verdrängt somit die Kosten der externen Aufbereitung eines Dienstleisters und reduziert des Weiteren deutlich den CO<sub>2</sub>-Ausstoß welches immer mehr an Bedeutung gewinnt.

Auf Grundlage der Bedarfsermittlung wurden anschließend die verschiedenen **Energieversorgungsvarianten** entwickelt und im Rahmen einer Berechnung auf ihre Wirtschaftlichkeit hin untersucht und in einer Sensitivitätsanalyse betrachtet. Zusätzlich zur ökonomischen Betrachtung wurde eine ökologische Bewertung hinsichtlich des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes der einzelnen Varianten durchgeführt, siehe Abbildung 60.

Die Kalkulation der Energieversorgungsvarianten kann in folgenden **Resultaten** zusammengefasst werden. Die Referenzvariante berücksichtigt eine Weiterverwendung der aktuell verbauten Erdgasheizwasserkessel, die Investitionskosten sind somit sehr gering. Die Biomassevarianten besitzen aufgrund der teuren Technik zur Brennstoffförderung, hohen Wartungskosten mit anschließender Abgasreinigung höhere Jahresgesamtkosten, der einsetzbare Brennstoff ist jedoch kostengünstig und fällt als Abfall im Werk an.

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen können damit deutlich gesenkt werden und der Bau eines Biomassekessels wird nach BAFA, Modul 2 „Prozesswärme aus erneuerbaren Energien“ bis zu 45 % bezuschusst. Es muss auch berücksichtigt werden, dass der Restholzanfall mittlerweile nicht mehr kostenlos abgegeben werden kann, im Gegensatz zu einer Betrachtung im Jahr 2017.

Die Varianten mit Blockheizkraftwerk haben die niedrigsten Jahresgesamtkosten aufgrund der Stromproduktion aus dem relativ günstigen Brennstoff „Erdgas“, gleichzeitig kann hier Wärme erzeugt werden. Der Strombedarf und die Stromerzeugung sollte jedoch dieselbe Firma sein, da diese ansonsten als Energieerzeuger eingestuft wird und weitere Abgaben fällig werden. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen können nur gering gesenkt werden, da in den BHKW-Varianten fossiles Erdgas in der Kalkulation hinterlegt ist.

## 8 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Das Luftbild der LAMILUX Werk 2 und Werk 4 in Rehau .....	6
Abbildung 2: Die Darstellung der Energieversorgung von Werk 2 und Werk 4 .....	8
Abbildung 3: Der elektrische Lastgang des Jahres 2017 .....	10
Abbildung 4: Der elektrische Lastgang von August 2017.....	11
Abbildung 5: Der elektrische Lastgang von November 2017.....	12
Abbildung 6: Die geordnete Jahresdauerlinie des elektrischen Energiebedarfs der Jahre 2017 und 2018 .....	13
Abbildung 7: Der elektrische Lastgang des Jahres 2017 .....	15
Abbildung 8: Der elektrische Lastgang von August 2017.....	16
Abbildung 9: Der elektrische Lastgang von November 2017.....	17
Abbildung 10: Die geordnete Jahresdauerlinie des elektrischen Energiebedarfs der Jahre 2017 und 2018 .....	18
Abbildung 11: Der sortierte Gesamtstrombezug des Jahres 2018 .....	19
Abbildung 12: Die Stromproduktion der Mikrogasturbine des Jahres 2017 .....	20
Abbildung 13: Die Stromproduktion der Mikrogasturbine des Jahres 2018 .....	20
Abbildung 14: Die Übersicht der Gasturbine des Jahres 2018.....	21
Abbildung 15: Die Photovoltaikanlage 1 .....	22
Abbildung 16: Die Stromproduktion der Photovoltaikanlage 1 .....	22
Abbildung 17: Der Erdgasbezugslastgang für Anlage 10 von Werk 2.....	24
Abbildung 18: Der geordnete Erdgasbezugslastgang für Anlage 10 von Werk 2 .....	25
Abbildung 19: Der Erdgasbezugslastgang für Anlage 11 von Werk 2 .....	27
Abbildung 20: Der geordnete Erdgasbezugslastgang für Anlage 11 von Werk 2 .....	28
Abbildung 21: Der Erdgasbezugslastgang und die geordnete Jahresdauerlinie für das Werk 4 .....	30
Abbildung 22: Der gestapelte Erdgasverbrauch von Werk 4 und Werk 2.....	31
Abbildung 23: Die Übersicht des LAMILUX Werk 2 und Werk 4 .....	33
Abbildung 24: Der Heizkreisverteiler mit Heißwasserkessel von Anlage 11 .....	34

Abbildung 25: Die Beheizung aus Heißwasser für die Heizzone „Grube“ .....	35
Abbildung 26: Der Gasverbrauch von Anlage 11 .....	36
Abbildung 27: Die Kälteversorgung der Heizzone Grube.....	36
Abbildung 28: Die elektrische Leistungsaufnahme der Kältemaschinen für die Heizzone Grube.....	37
Abbildung 29: Die Wärmerückgewinnung der Warmwasser Heizung .....	38
Abbildung 30: Das Heißwasser aus der Nachverbrennungsanlage, RNV .....	39
Abbildung 31: Die Kälte für die Heizzone Grube.....	40
Abbildung 32: Die Kältemaschine vor dem Pufferspeicher .....	41
Abbildung 33: Der Heißwasserkessel von Anlage 12 .....	42
Abbildung 34: Die Beheizung aus dem Heißwasserkessel .....	43
Abbildung 35: Die Beheizung aus dem Heißwasserkessel mit thermischer Leistung.....	44
Abbildung 36: Die Wärmerückgewinnung der Nachverbrennung.....	45
Abbildung 37: Der Heißwasserbedarf der Produktionsmaschine .....	46
Abbildung 38: Der Wärmetauscher von Heißwasser in Warmwasser .....	46
Abbildung 39: Die Wärmerückgewinnung der Produktionsmaschine .....	47
Abbildung 40: Die Übersicht der thermischen Leistung von Anlage 12 .....	48
Abbildung 41: Die Energieversorgungsvarianten .....	51
Abbildung 42: Die Variante 0, der Wärmelastgang von Werk 2 und Werk 4 .....	53
Abbildung 43: Die Variante 1.1 der Biomassekessel mit 500 kW thermischer Leistung .....	54
Abbildung 44: Die Variante 1.2 der Biomassekessel mit 800 kW thermischer Leistung .....	55
Abbildung 45: Die Variante 1.3 das BHKW mit 100 kW elektrischer Leistung.....	56
Abbildung 46: Die Variante 3 das BHKW mit 400 kW elektrischer Leistung.....	58
Abbildung 47: Die Optimierung der Wärmenutzung aus einem BHKW .....	59
Abbildung 48: Die Entwicklung des "üblichen Preises" für die KWK-Stromvergütung .....	61
Abbildung 49: Die Investitionskosten der Energieversorgungsvarianten.....	64
Abbildung 50: Die Investitionskosten der Energieversorgungsvarianten inklusive der maximalen Fördersumme.....	65
Abbildung 51: Die Aufstellung der jährlichen Ausgaben, 40 % EEG-Umlage.....	67

Abbildung 52: Die Aufstellung der jährlichen Einnahmen.....68

Abbildung 53: Die Jahresgesamt- und Wärmegestehungskosten.....69

Abbildung 54: Die Amortisationsdauer der Varianten .....70

Abbildung 55: Die Sensitivitätsanalyse der Variante 0.....71

Abbildung 56: Die Sensitivitätsanalyse der Variante 1.1 .....72

Abbildung 57: Die Sensitivitätsanalyse der Variante 1.2.....74

Abbildung 58: Die Sensitivitätsanalyse der Variante 2.....75

Abbildung 59: Die Sensitivitätsanalyse der Variante 3.....77

Abbildung 60: Die CO<sub>2</sub>-Bilanz der Energieversorgungsvarianten.....78

## 9 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Der monatliche Stromverbrauch des Jahres 2017 von Anlage 10 und Werk 4 .....	9
Tabelle 2: Der monatliche Stromverbrauch des Jahres 2017 von Anlage 11 .....	14
Tabelle 3: Der monatliche thermische Energieverbrauch von Anlage 10 und der Abgasturbine .....	24
Tabelle 4: Der monatliche thermische Energieverbrauch von Anlage 11 .....	26
Tabelle 5: Der monatliche thermische Energieverbrauch von Werk 4.....	29
Tabelle 6: Die Endenergie-, Primärenergie- und CO <sub>2</sub> -Bilanz im Ist-Zustand .....	32