

Bachelorarbeit

Fedja Stührenberg

Energetische und betriebswirtschaftliche Betrachtung zum Einsatz eines Blockheizkraftwerks mit Kälteauskopplung für einen Industriebetrieb

Fedja Stührenberg
Energetische und betriebswirtschaftliche
Betrachtung zum Einsatz eines
Blockheizkraftwerks mit Kälteauskopplung für
einen Industriebetrieb

Bachelorarbeit eingereicht im Rahmen der Bachelorprüfung

Im Studiengang Maschinenbau/ Energie- und Anlagensysteme
am Department Maschinenbau und Produktion
der Fakultät Technik und Informatik
der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg

in Zusammenarbeit mit:

ENERATIO
Ingenieurbüro für rationellen Energieeinsatz GbR
Alsterdorfer Straße 276
22297 Hamburg

Erstprüfer: Prof. Dr.-Ing. Heike Frischgesell
Zweitprüfer: Dipl.-Ing. Michael Hildmann

Abgabedatum: 28.07.2014

Zusammenfassung

Fedja Stührenberg

Thema der Bachelorarbeit

Energetische und betriebswirtschaftliche Betrachtung zum Einsatz eines Blockheizkraftwerks mit Kälteauskopplung für einen Industriebetrieb

Stichworte

Absorptionskältemaschine; Annuitäten; Blockheizkraftwerk; CO₂-Emission; EEG-Umlage; Kraft-Wärme-Kopplung; KWKG; Eigenstromerzeugung

Kurzzusammenfassung

Im Rahmen der Bachelorarbeit wird untersucht, inwieweit der Betrieb eines Blockheizkraftwerks bzw. eine Kombination aus Blockheizkraftwerk und Absorptionskältemaschine für den Industriebetrieb Johnson & Johnson Medical in Norderstedt sinnvoll ist. Es werden insgesamt vier Betriebsmodelle berechnet und verglichen. Die Ergebnisse der Arbeit zeigen, dass die Kraft-Wärme-(Kälte)-Kopplung aus energetischer Sicht sinnvoll ist, da ein großer Anteil des Energiebedarfs durch Eigenerzeugung abgedeckt wird und die CO₂-Emission gesenkt wird. Aus wirtschaftlicher Sicht, ist eine Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage vorteilhafter als eine Kraft-Wärme-Kälte-Kopplungs-Anlage. Insgesamt zeigt sich jedoch, dass die Einsparungen gegenüber einem herkömmlichen Kesselbetrieb mit Fremdstrombezug zu gering sind, als dass ein wirtschaftlicher Betrieb erreicht wird.

Bachelor Thesis title

Energetic and economically study about a combined heat and power plant with absorption chiller for an industrial company.

Keywords

Absorption chiller; Annuity; combined heat and power plant; CO₂-Emission; EEG-Apportionment; combined heat and power; KWKG; Power Generation

Abstract

In this Bachelor thesis is examine how far the operation of a combined heat and power plant or a combination with an absorption chiller for the industrial company Johnson & Johnson Medical is useful. There are four models calculated and compared. Seen from the energetic side, the results of the study show that combined heat and power is useful because a large amount of energy is produce through own production and the CO₂-Emission is also reduced. Seen from the economic side, the combined heat and power is more useful than a combination with an absorption chiller. All in all there are not enough savings for an economic operation.

I	NOMENKLATUR	4
II	ABKÜRZUNGEN	6
III	ABBILDUNGSVERZEICHNIS	7
IV	TABELLENVERZEICHNIS	8
1	AUFGABENSTELLUNG	10
2	BETEILIGTE UNTERNEHMEN	11
2.1	ENERATIO	11
2.2	Johnson & Johnson Medical	12
3	GRUNDLAGEN	13
3.1	Technische Grundlagen	13
3.1.1	Kraft-Wärme-Kopplung	13
3.1.2	Blockheizkraftwerk	15
3.1.3	Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung	17
3.2	Rechtliche Grundlagen & Förderungen	18
3.2.1	Einleitung	18
3.2.2	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz	19
3.2.3	Erneuerbare-Energien-Gesetz	23
3.2.4	EEG-Umlage	24
3.2.5	Ausblick EEG-Umlage	25
3.2.6	Energiesteuergesetz	26
3.2.7	Stromsteuergesetz	28
3.2.8	Konzessionsabgabeverordnung	29
3.2.9	Stromnetzentgeltverordnung	29
4	BESTANDSSITUATION UND ENERGIEBEDARF	30
4.1	Wärme	30
4.2	Elektrische Anlagen	35
4.3	Kälteanlagen	37
4.4	Wochenverläufe	39

5	AUSLEGUNG	41
5.1	BHKW	41
5.2	Speicher.....	45
5.3	Kältemaschine	46
6	ENERGETISCHE & ÖKOLOGISCHE BETRACHTUNG	47
6.1	Heutiger Betrieb	47
6.2	Erneuerung der Bestandsanlage	47
6.3	Variante 1 – Ein Modul KWK	48
6.4	Variante 2 – Zwei Module KWK	52
6.5	Variante 3 – Ein Modul KWKK.....	55
6.6	Variante 4 – Zwei Module KWKK.....	58
6.7	CO ₂ -Emission.....	61
7	WIRTSCHAFTLICHKEITSBETRACHTUNG NACH DER ANNUITÄTSMETHODE.....	63
7.1	Einleitung.....	63
7.2	Erneuerung der Bestandsanlage	64
7.2.1	Kapitalgebundene Kosten.....	64
7.2.2	Bedarfsgebundene Kosten	67
7.2.3	Betriebsgebundene Kosten	70
7.2.4	Sonstige Kosten.....	70
7.2.5	Erlöse	71
7.2.6	Annuität der Jahresgesamtzahlungen	71
7.3	Variante 1 – Ein Modul KWK	73
7.3.1	Kapitalgebundene Kosten.....	73
7.3.2	Bedarfsgebundene Kosten	74
7.3.3	Betriebsgebundene Kosten	75
7.3.4	Sonstige Kosten.....	76
7.3.5	Erlöse	77
7.3.6	Annuität der Jahresgesamtzahlungen	77

7.4	Variante 2 – Zwei Module KWK	78
7.4.1	Kapitalgebundene Kosten.....	78
7.4.2	Bedarfsgebundene Kosten	79
7.4.3	Betriebsgebundene Kosten	80
7.4.4	Sonstige Kosten.....	81
7.4.5	Erlöse	81
7.4.6	Annuität der Jahresgesamtzahlungen	81
7.5	Variante 3 – Ein Modul KWKK.....	83
7.5.1	Kapitalgebundene Kosten.....	83
7.5.2	Bedarfsgebundene Kosten	84
7.5.3	Betriebsgebundene Kosten	85
7.5.4	Sonstige Kosten.....	86
7.5.5	Erlöse	86
7.5.6	Annuität der Jahresgesamtzahlungen	86
7.6	Variante 4 – Zwei Module KWKK.....	88
7.6.1	Kapitalgebundene Kosten.....	88
7.6.2	Bedarfsgebundene Kosten	89
7.6.3	Betriebsgebundene Kosten	90
7.6.4	Sonstige Kosten.....	91
7.6.5	Erlöse	91
7.6.6	Annuität der Jahresgesamtzahlungen	91
7.7	Zusammenfassung	93
8	FAZIT.....	94
	QUELLEN.....	96
	ANLAGEN	98

I Nomenklatur

Symbol	Bedeutung	Einheit
a	Annuitätsfaktor	–
A_0	Investitionsbetrag	€
$A_1 \dots A_n$	Barwert der ersten, zweiten, ..., n – ten Ersatzbeschaffung	€
A_{IN}	betriebsgebundene Kosten im ersten Jahr für die Instandhaltung	€
A_N	Annuität der Jahresgesamtzahlung	€/a
$A_{N,B}$	Annuität der betriebsgebundenen Kosten	€/a
$A_{N,E}$	Annuität der Erlöse	€/a
$A_{N,K}$	Annuität der kapitalgebundenen Kosten	€/a
$A_{N,S}$	Annuität der sonstigen Kosten	€/a
$A_{N,V}$	Annuität der bedarfsgebundenen Kosten	€/a
A_{S1}	sonstige Kosten im ersten Jahr	€
A_{V1}	bedarfsgebundene Kosten im ersten Jahr	€/a
b	preisdynamischer Barwertfaktor	–
c	spezifische Wärmekapazität von Wasser	kJ/(kg · K)
$\Delta\theta$	Temperaturdifferenz Vorlauf – Rücklauf	K
E	Energie	kWh
G	Heizgradtage G15	Kd
H_s	Brennwert ("superior")	kWh/kg
H_i	Heizwert ("inferior")	kWh/kg
η	Anlagennutzungsgrad	–
$\eta_{kwk,el}$	elektrischer Wirkungsgrad der KWK	–
$\eta_{kwk,th}$	Wärmewirkungsgrad – Referenzwert der KWK – Erzeugung	–
$\eta_{ref,el}$	Wirkungsgrad – Referenzwert für die getrennte Stromerzeugung	–
$\eta_{ref,th}$	Wirkungsgrad – Referenzwert für die getrennte Wärmeerzeugung	–

Symbol	Bedeutung	Einheit
n	Anzahl der Ersatzbeschaffungen innerhalb des Betrachtungszeitraums	–
q	Zinsfaktor	%
Q	Wärmearbeit	kWh
Q _{3,Strom}	Stromaufwand	kWh/a
Q _{3,Wärme}	Energieaufwand der Wärmeerzeugung	kWh/a
Q̇ _{BHKW}	thermische Leistung BHKW	kW
Q _{ges}	bereinigter Gesamtenergieverbrauch	kWh
Q _{VgH}	außentemperaturabhängiger Anteil	kWh
Q _{VgP}	außentemperaturunabhängiger Anteil	kWh
Q _{VH}	bereinigter Heizenergieverbrauch	kWh
r	Preisänderungsfaktor	–
R _W	Restwert	€
t	Zeit	h
T	Betrachtungszeitraum	a
T _N	Nutzungsdauer der Anlagenkomponenten	a
V _{Sp,min}	minimales Speichervolumen	m ³

II Abkürzungen

AKM	Absorptionskältemaschine
AusglMechV	Ausgleichmechanismusverordnung
BHKW	Blockheizkraftwerk
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BMU	Bundesministerium für Umwelt
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
EEG	Erneuerbare-Energie-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EnergieStG	Energiesteuergesetz
HOAI	Honorarordnung für Architekten und Ingenieure
IWU	Institut für Wohnen und Umwelt
KAV	Konzessionsabgabeverordnung
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
KWKK	Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung
PEE	Primärenergieeinsparung
RK	Robert-Koch-Straße
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromStG	Stromsteuergesetz
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
VEA	Bundesverband der Energieabnehmer e.V.

III Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Typisches Energieflussdiagramm einer konventionellen Stromerzeugungsanlage (links) und einer KWK/BHKW-Anlage (rechts).	14
Abbildung 2: Aufbau eines Loganova BHKW-Moduls.....	15
Abbildung 3: Prinzipschaltbild einer KWK-Anlage auf Basis von Diesel-/Otto-Motoren	16
Abbildung 4: Kraft-Wärme-Kälte-Verbund mit BHKW und Absorptionskältemaschine	17
Abbildung 5: Förderinstrumente für KWK-Anlagen.....	18
Abbildung 6: KWK-Anlagen im Sinne des KWKG.....	19
Abbildung 7: Förderfähige Trasse bis zu Übergabestation	22
Abbildung 8: Entwicklung der EEG-Umlage	24
Abbildung 9: Mittlerer monatlicher Wärmebedarfsverlauf	34
Abbildung 10: Monatlicher Strombedarf	36
Abbildung 11: Monatlicher Kältebedarf	38
Abbildung 12: Durchschnittlicher Wochenverlauf für das Jahr 2012 für Strom und Wärme	39
Abbildung 13: Geordnete Jahresdauerlinie für Wärme	42
Abbildung 14: Kältearbeit in Abhängigkeit zur Kälteleistung.....	46
Abbildung 15: Wärmebedarfsdeckung - Variante 1	49
Abbildung 16: Strombedarfsdeckung - Variante 1	49
Abbildung 17: Wärmebedarfsdeckung – Variante 2	52
Abbildung 18: Strombedarfsdeckung – Variante 2	53
Abbildung 19: Wärmebedarfsdeckung – Variante 3	55
Abbildung 20: Strombedarfsdeckung - Variante 3	56
Abbildung 21: Wärmebedarfsdeckung - Variante 4	58
Abbildung 22: Strombedarfsdeckung - Variante 4	59
Abbildung 23: CO ₂ -Einsparung.....	62
Abbildung 24: Einsparungen gegenüber dezentralem Kesselbetrieb mit erneuerter Kesselanlage	93

IV Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Zuschlag und Dauer der Zahlung für KWK-Anlagen nach dem KWKG vom 19.03.2012.....	21
Tabelle 2: EEG-Umlage.....	24
Tabelle 3: Steuersätze nach dem EnergieStG.....	26
Tabelle 4: Steuerentlastung nach dem EnergieStG für Unternehmen des produzierenden Gewerbes.....	26
Tabelle 5: Energieverbrauch $E_{\text{gas}} (H_s)$	31
Tabelle 6: Energieverbrauch $E_{\text{gas}} (H_i)$	31
Tabelle 7: Wärmearbeit Q.....	31
Tabelle 8: Monatlicher Wärmebedarf 2011.....	33
Tabelle 9: Monatlicher Wärmebedarf 2012.....	33
Tabelle 10: Strombedarf der einzelnen Stationen.....	35
Tabelle 11: Jahreskältebedarf	37
Tabelle 12: Modulvergleich.....	43
Tabelle 13: Wärmebedarf mit Fernwärmeverlusten.....	48
Tabelle 14: Programm zur Bestimmung des eingespeisten Stroms	50
Tabelle 15: Jahresenergiebilanz - Variante 1	51
Tabelle 16: Jahresenergiebilanz - Variante 2	54
Tabelle 17: Jahresenergiebilanz Variante 3.....	57
Tabelle 18: Jahresenergiebilanz Variante 4.....	60
Tabelle 19: CO ₂ -Einsparung.....	61
Tabelle 20: Kapitalgebundene Annuitäten - Kesselanlage	66
Tabelle 21: Erdgaspreise.....	67
Tabelle 22: Strompreise.....	67
Tabelle 23: Brennstoffkosten - Kesselanlage	68
Tabelle 24: Elektrokosten - Kesselanlage.....	69
Tabelle 25: Bedarfsgebundene Kosten - Kesselanlage	69
Tabelle 26: Sonstige Kosten - Kesselanlage	71
Tabelle 27: Annuität der Jahresgesamtzahlung - Kesselanlage	72
Tabelle 28: Kapitalgebundene Annuitäten - Variante 1	73
Tabelle 29: Brennstoffkosten - Variante 1.....	74
Tabelle 30: Elektrokosten - Variante 1.....	75
Tabelle 31: Bedarfsgebundene Kosten - Variante 1	75
Tabelle 32: Betriebsgebundene Kosten - Variante 1	76

Tabelle 33: Sonstige Kosten - Variante 1	76
Tabelle 34: Erlöse - Variante 1	77
Tabelle 35: Annuität der Jahresgesamtzahlung - Variante 1	77
Tabelle 36: Kapitalgebundene Annuitäten - Variante 2	78
Tabelle 37: Brennstoffkosten - Variante 2.....	79
Tabelle 38: Elektrokosten - Variante 2.....	79
Tabelle 39: Bedarfsgebundene Kosten - Variante 2	80
Tabelle 40: Betriebsgebundene Kosten - Variante 2	80
Tabelle 41: Sonstige Kosten - Variante 2	81
Tabelle 42: Erlöse - Variante 2	81
Tabelle 43: Annuität der Jahresgesamtzahlung - Variante 2	82
Tabelle 44: Kapitalgebundene Kosten - Variante 3	83
Tabelle 45: Brennstoffkosten - Variante 3.....	84
Tabelle 46: Elektrokosten - Variante 3.....	84
Tabelle 47: Bedarfsgebundene Kosten - Variante 3	85
Tabelle 48: Betriebsgebundene Kosten - Variante 3	85
Tabelle 49: Sonstige Kosten - Variante 3	86
Tabelle 50: Erlöse - Variante 3	86
Tabelle 51: Annuität der Jahresgesamtzahlung - Variante 3	87
Tabelle 52: Kapitalgebundene Kosten - Variante 4	88
Tabelle 53: Brennstoffkosten - Variante 4.....	89
Tabelle 54: Elektrokosten - Variante 4.....	89
Tabelle 55: Bedarfsgebundene Kosten - Variante 4	90
Tabelle 56: Betriebsgebundene Kosten - Variante 4	90
Tabelle 57: Sonstige Kosten - Variante 4	91
Tabelle 58: Erlöse - Variante 4	91
Tabelle 59: Annuität der Jahresgesamtzahlung - Variante 4	92
Tabelle 60: Zusammenfassung Annuitäten	93

1 Aufgabenstellung

Im Rahmen der Bachelorthesis soll untersucht werden, ob der Bau und der Betrieb eines Blockheizkraftwerks ggf. mit einer Kälteauskopplung, bei der Firma Johnson & Johnson Medical in Norderstedt, technisch und wirtschaftlich sinnvoll ist.

Die Grundlage für die Untersuchung ist die Bestandsituation. Es soll daher eine Bestandanalyse des Primärenergiebedarfs und der vorhandenen technischen Anlagen durchgeführt werden. Die gesetzlichen Förderungen für Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen sollen aufgezeigt, beschrieben und angewendet werden. Außerdem sollen ein Blockheizkraftwerk sowie eine Absorptionskältemaschine ausgelegt werden und ein Konzept für die technische Einbindung erarbeitet werden. Die Berechnung des zukünftigen Primärenergiebedarfs soll Bestandteil der Bachelorthesis sein. Um einen Vergleich aufstellen zu können, sollen verschiedene Betriebsmodelle mit unterschiedlichen Blockheizkraftwerken untersucht und betriebswirtschaftlich verglichen werden. Grundlage für die betriebswirtschaftliche Berechnung wird das dynamische Annuitätsverfahren nach VDI 2067 sein.

2 Beteiligte Unternehmen

2.1 ENERATIO

ENERATIO ist ein Ingenieurbüro in Hamburg-Alsterdorf, das 1979 gegründet wurde. Der Firmenname steht dabei für „rationellen Energieeinsatz“.

Seit der Gründung hat sich das Büro ständig erweitert, sodass dort heute insgesamt zehn Ingenieure, vier technische Zeichner und zwei Sekretärinnen arbeiten.

Das Büro beschäftigt sich mit der Planung von technischen Anlagen, wobei die Schwerpunkte auf dem Gebiet der Technische Gebäudeausrüstung (kurz: TGA) und der Energietechnik liegen. Dazu gehört die Heizungs-, Lüftungs-, Klima- und Kältetechnik sowie der Brandschutz. Darüber hinaus plant ENERATIO Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen und Schwimmbäder.

ENERATIO übernimmt die komplette Planung von technischen Anlagen, um dem Auftraggeber die Planung aus einer Hand zu ermöglichen. Dazu gehören die kompletten Leistungsphasen nach HOAI, wie z.B. Bestandsaufnahmen, Konzepterarbeitung, Bauüberwachung und Abnahmen. Ein weiteres Leistungsangebot ist die Überwachung und Optimierung von Bestandsanlagen.

ENERATIO ist Mitglied in der Hamburgischen Ingenieurkammer-Bau, im Verband Deutscher Ingenieure (VDI), im Verband Beratender Ingenieure (VBI) sowie anderen Verbänden. Zu den wichtigsten Kunden zählen Versorgungsunternehmen, Stadtwerksbetriebe, die Umweltbehörde Hamburg und Gewerbe- bzw. Industrieunternehmen.

2.2 Johnson & Johnson Medical

Johnson & Johnson ist ein international tätiger Konzern mit Sitz in New Brunswick USA, der hauptsächlich Konsumgüter, pharmazeutische Produkte und medizinische Produkte produziert und vertreibt. In Deutschland ist das Unternehmen in drei verschiedene Geschäftsbereiche aufgeteilt: Consumer, Medical und Pharmaceuticals.

Johnson & Johnson Medical hat seinen Sitz in der Robert-Koch-Straße in Norderstedt. In diesem Werk werden medizinische Produkte entwickelt, hergestellt und vertrieben. Bei den Produkten handelt es sich überwiegend um chirurgisches Nahtmaterial. Das Betriebsgelände umfasst insgesamt eine Fläche von ungefähr 5 ha und ist in der Anlage 1 dargestellt. Auf dem Betriebsgelände befinden sich Büros, Produktionsstätten, Labore und Lagerhallen.

3 Grundlagen

3.1 Technische Grundlagen

3.1.1 Kraft-Wärme-Kopplung

Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (kurz: KWK-Anlagen) sind Feuerungsanlagen, die für die gleichzeitige Bereitstellung von thermischer und elektrischer Energie eingesetzt werden. Eine KWK-Anlage besteht, vereinfacht gesagt, aus einer Kraft- und einer Arbeitsmaschine. Bei der Kraftmaschine handelt es sich üblicherweise um einen Kolbenmotor oder um eine Turbine, der/die durch einen Verbrennungsvorgang angetrieben wird. Als Brennstoff kommen verschiedene Energieträger, wie Stein- und Braunkohle, gasförmige- und flüssige Brennstoffe oder Biomasse in Frage. In einer KWK-Anlage wird die von der Kraftmaschine abgegebene mechanische Arbeit in einer Arbeitsmaschine (Generator) in elektrische Energie umgewandelt. Die bei der Verbrennung anfallende Wärme wird für die Heizwassererwärmung oder für die Dampfproduktion verwendet.

Beispiele für KWK-Anlagen sind:

- **Blockheizkraftwerk (BHKW) mit Otto-/Dieselmotor**
- Heizkraftwerk mit Dampfkessel und Dampfturbine/Dampfmotor (Dampf-/Wärmeauskopplung)
- Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk (GuD)
- Brennstoffzellen-Heizkraftwerk

Der wesentliche Vorteil einer KWK-Anlage gegenüber einem herkömmlichen Kondensationskraftwerk ist der deutlich bessere Nutzungsgrad. (Konstantin, 2013, S. 408-409). Das bedeutet, dass gegenüber einer getrennten Erzeugung von Strom und Wärme, bei einer gekoppelten Erzeugung bis zu einem Drittel an Primärenergie eingespart wird. In Abbildung 1 wird die konventionelle Stromerzeugung mit einer Verbrennungsmotorenanlage der Stromerzeugung in einer KWK/BHKW-Anlage mit Hilfe von Sankey-Diagrammen gegenübergestellt. Durch die effizientere Energieausnutzung und dem daraus resultierendem verringerten Primärenergieaufwand wird die Schadstoffemission, insbesondere die von Kohlenstoffdioxid, gesenkt.

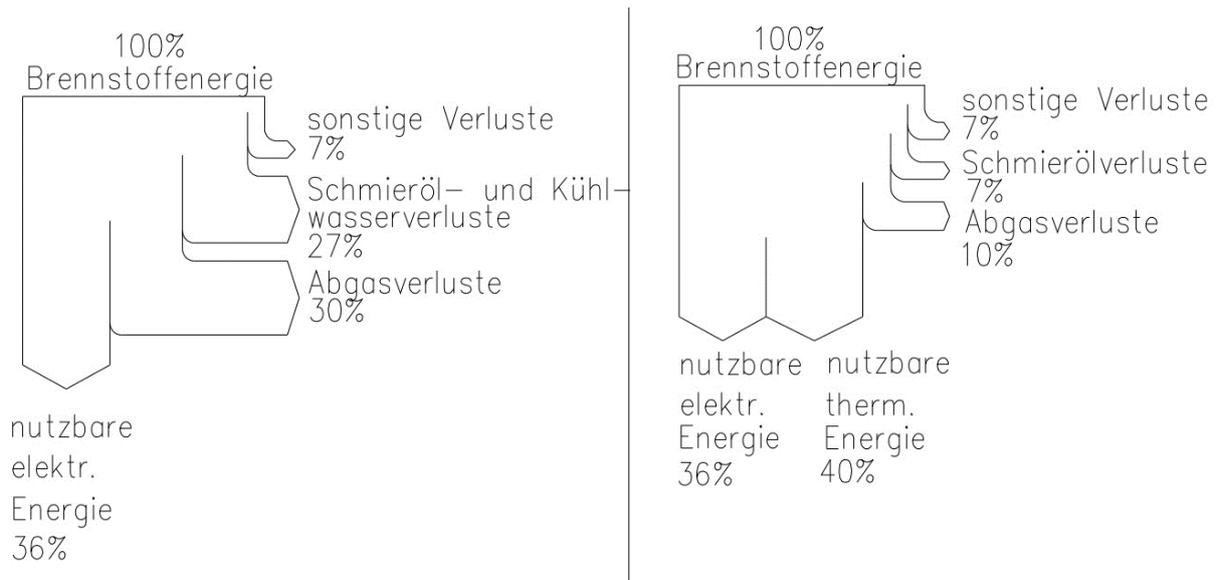


Abbildung 1: Typisches Energieflussdiagramm einer konventionellen Stromerzeugungsanlage (links) und einer KWK/BHKW-Anlage (rechts). (Schaumann, Schmitz, 2010, S. 11)

Das Leistungsspektrum von KWK-Anlagen reicht von kleinen Anlagen, sogenannten Mini-Blockheizkraftwerken ($1 \text{ kW}_{\text{el.}}$ – $50 \text{ kW}_{\text{el.}}$), die für die Versorgung von Einfamilienhäusern und kleinen Gewerbebetrieben eingesetzt werden, bis hin zu großen GuD-Anlagen (bis $600 \text{ MW}_{\text{el.}}$), die in der Regel von Energieversorgungsunternehmen (kurz: EVU) betrieben werden und der zentralen Versorgung von großen Versorgungsgebieten dienen. Im mittleren Leistungssegment haben sich kompakte KWK-Anlagen mit Kolbenmotoren ($50 \text{ kW}_{\text{el.}}$ – $2 \text{ MW}_{\text{el.}}$) bewährt. Diese werden für die dezentrale Versorgung von kleinen bis mittleren Versorgungsgebieten eingesetzt.

Zum Betrieb einer KWK-Anlage ist zu sagen, dass der optimale Einsatz einer KWK-Anlage gegeben ist, wenn zeitgleich ein Bedarf an thermischer und elektrischer Energie vorliegt. (Schaumann, Schmitz, 2010, S. 7).

3.1.2 Blockheizkraftwerk

„Aufgrund ihrer kompakten – oft in Modulform – Bauweise können Blockheizkraftwerke unterschiedlichsten Bedarfsfällen angepasst werden“. (Recknagel, Sprenger, Schramek, 2011, S. 782). In der Abbildung 2 ist beispielhaft ein BHKW inklusive verbauter Bauteile dargestellt. BHKW werden für die Versorgung mit Strom und Wärme in Verbrauchernähe betrieben. Der erzeugte Strom wird in das Mittel- oder Niederspannungsnetz eingespeist und von dort aus verteilt. Die Wärme gelangt über das Nah- oder Fernwärmenetz zu den Verbrauchern. Diese Anlagen sind wirtschaftlich besonders interessant für Einrichtungen, die ganzjährig einen hohen Strom- und Wärmebedarf haben und bei denen die Eigennutzung der abgegebenen Energien gewährleistet ist. (Recknagel, Sprenger, Schramek, 2011, S. 782). Beispiele sind:

- Industriebetriebe
- Krankenhäuser
- Schwimmbäder

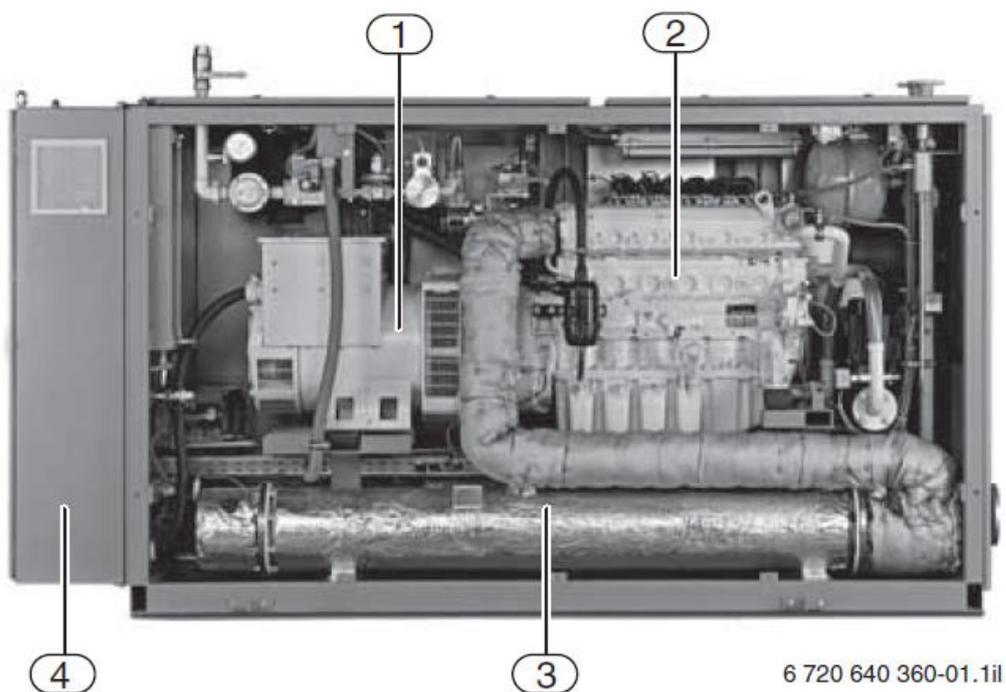


Abbildung 2: Aufbau eines Loganova BHKW-Moduls (Buderus-Planungsunterlagen, 2014)

- 1 Generator
- 2 Gasmotor
- 3 Abgaswärmetauscher
- 4 Schaltschrank mit Bedienelementen

Zum besseren Verständnis ist in der Abbildung 3 das Prinzip eines BHKW in einem Schaltbild dargestellt. Der Motor treibt unter Zufuhr von Brennstoff einen Generator an, der Strom erzeugt, der dann in das Netz eingespeist wird bzw. direkt für den Eigengebrauch genutzt wird. Die dabei im Motorkühlwasser, Ladeluftkühler, Ölkühler und Abgas des Motors anfallende Wärmeenergie wird mit Hilfe von Wärmeübertragern auf den Heizwasserkreislauf übertragen. Das erwärmte Wasser wird über das Nah- oder Fernwärmenetz zum Wärmeverbraucher geführt und gelangt über den Rücklauf zurück zu den Motoren. Da BHKW in der Regel für die Grundlast ausgelegt werden, wird parallel zu den Aggregaten eine Kesselanlage installiert, um die Spitzenlast abzudecken, beziehungsweise, um die Versorgung bei einer Störung des BHKW zu gewährleisten.

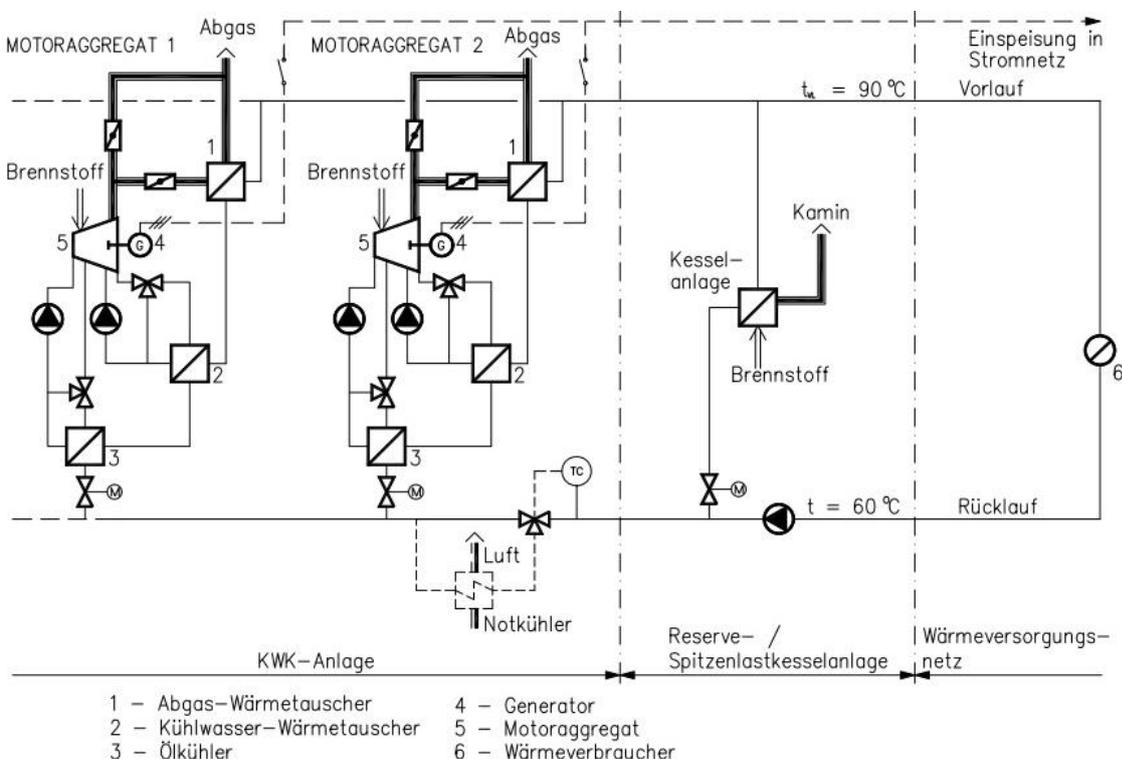


Abbildung 3: Prinzipschaltbild einer KWK-Anlage auf Basis von Diesel-/Otto-Motoren (Schaumann, Schmitz, 2010, S. 55)

Bei einem BHKW wird eine hohe Laufzeit angestrebt, denn je länger die Betriebszeit des BHKW, desto wahrscheinlicher ist ein wirtschaftlicher Betrieb. (Zahoransky, 2010, S. 240). Die Laufzeit eines BHKW kann zum Beispiel durch den Einsatz eines Wärmespeichers verlängert werden. Der Wärmespeicher speichert die überschüssige Wärme und verhindert somit ein Ein- und Ausschalten (Takten) des Motors. Die gespeicherte Wärme kann zu einem späteren Zeitpunkt wieder entnommen und genutzt werden.

3.1.3 Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung

Üblicherweise sinkt der Wärmebedarf in den Sommermonaten aufgrund der steigenden Außentemperaturen, und die Wärme des BHKW kann vom Wärmeverbraucher nicht abgenommen werden. Das BHKW würde außer Betrieb gehen. Um die Laufzeit des BHKW in dieser Zeit zu erhöhen, gibt es die Möglichkeit, das BHKW mit einer Absorptionskältemaschine (kurz: AKM) zu kombinieren. Bei einer AKM kann die Wärmezufuhr über jede Wärmequelle realisiert werden, daher bietet es sich an, die Abwärme des BHKW für den Antrieb des Austreibers zu nutzen. Ein typisches Schaltungsbeispiel ist in Abbildung 4 dargestellt. Durch die Absorptions-Kälteanlage werden eine Reduzierung des elektrischen Leistungsbedarfs und eine Verbesserung der Auslastung der Wärmeversorgungsnetze im Sommerbetrieb erreicht. (Schaumann, Schmitz, 2011, S. 203). Wirtschaftlich gesehen, liegen die Vorteile einer AKM, gegenüber einer herkömmlichen Kompressionskältemaschine in dem deutlich geringeren Stromverbrauch, den geringeren Wartungs- und Instandhaltungskosten aufgrund weniger bewegter Teile und eine sehr hohe Lebensdauer. (Wosnitza, Hilgers, 2012, S. 308). Nachteilig sind die hohen Investitionskosten, daher muss anhand einer projektspezifischen Wirtschaftlichkeitsbetrachtung entschieden werden, ob es sinnvoll ist eine AKM einzusetzen.

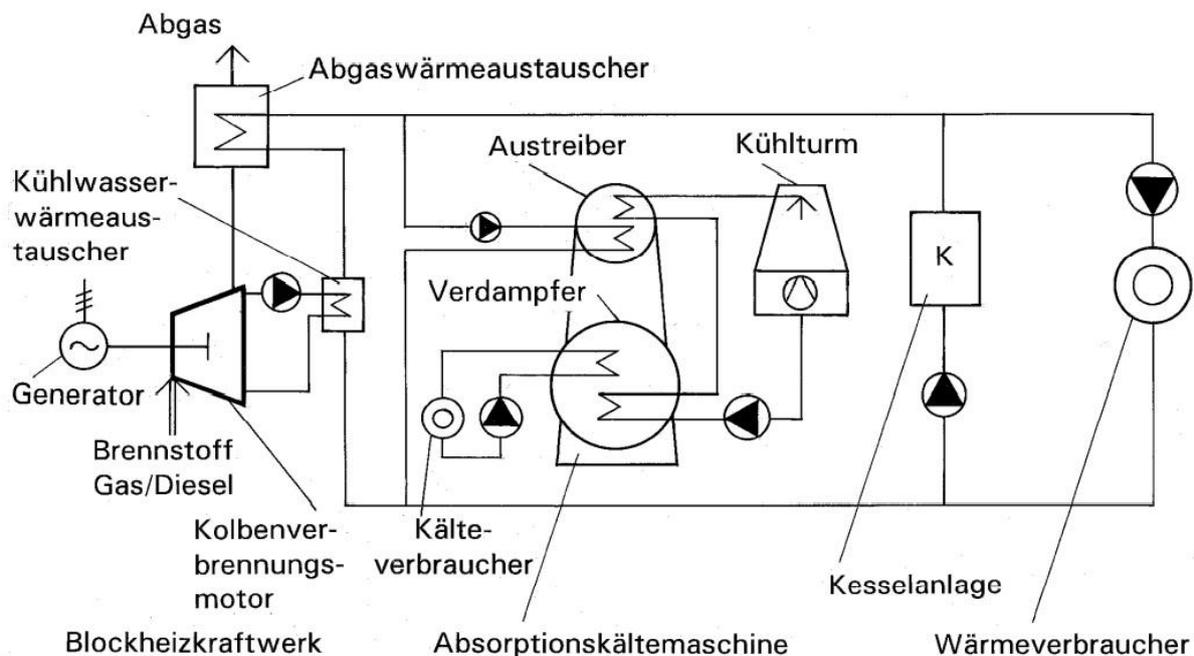


Abbildung 4: Kraft-Wärme-Kälte-Verbund mit BHKW und Absorptionskältemaschine (Recknagel, Sprenger, Schramek, 2011, S. 786)

3.2 Rechtliche Grundlagen & Förderungen

3.2.1 Einleitung

Für die energetische und wirtschaftliche Untersuchung des Blockheizkraftwerks ist es notwendig, sich mit den relevanten Gesetzen, Verordnungen und Richtlinien vertraut zu machen, da der Neu- und Ausbau von KWK-Anlagen auf Bundesebene durch verschiedene Förderinstrumente vorangetrieben wird. Die Förderungen müssen in der Untersuchung berücksichtigt werden, da sich dadurch die Wirtschaftlichkeit der Anlage verbessert und somit ein besseres Ergebnis erzielt wird. In der nachfolgenden Abbildung 5 ist eine Übersicht der Förderinstrumente für KWK-Anlagen auf Bundesebene dargestellt. Zusätzlich bieten einige Bundesländer Förderungsprogramme an, die mit den Förderungen auf Bundesebene kombiniert werden können.

Geförderte Erzeugung	Art der Förderung	Anreiz	Rechtliche Grundlage
Strom aus KWK-Anlagen	Einmaliger Investitionszuschuss	Mini-KWK-Zuschuss	BMU-Richtlinie zu Mini-KWK
	Laufende Einnahmen	KWK-Vergütung	KWKG §3 Abs. 3 (fossile Brennstoffe)
		EEG-Vergütung	EEG §24-27 (biogene Brennstoffe)
		Vermiedene Netznutzungsentgelte	§18 StromNEV
	Steuererleichterungen	Befreiung von der Energiesteuer	§53 EnergieStG
		Befreiung von der Stromsteuer	§9 StromStG
	Einsparung durch Eigenverbrauch	Einsparung der EEG-Umlage	EEG §37, AusglMechV §3
		Einsparung der KWK-Umlage	KWKG §9 Abs. 7
		Einsparung der Konzessionsabgaben	KAV

Abbildung 5: Förderinstrumente für KWK-Anlagen (modifiziert nach: <http://www.effiziente-energiesysteme.de/beispiele/kwk/kraft-waerme-kopplung/foerderinstrumente/einsparungen-eigenverbrauch.html> [Stand: 03.02.2014])

3.2.2 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz

Das Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung, auch Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (kurz: KWKG) genannt, wurde eingeführt, um die Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung bis zum Jahr 2020 auf 25 Prozent zu erhöhen und um die Klimaschutzziele der Bundesregierung zu erreichen. (KWKG, 2002, §1). Das Gesetz regelt die Abnahme und Vergütung von erzeugtem Strom aus KWK-Anlagen. Dabei kann die Anlage mit Stein- oder Braunkohle, Abfall, Biomasse, gasförmigen- oder flüssigen Brennstoffen befeuert werden. (KWKG, 2002, §2). Das Gesetz berücksichtigt zudem die Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung, bei der eine thermisch angetriebene Kältemaschine eingesetzt wird, die die Wärme der KWK-Anlage nutzt. In der Abbildung 6 sind die KWK-Anlagen dargestellt, die unter das KWKG fallen.

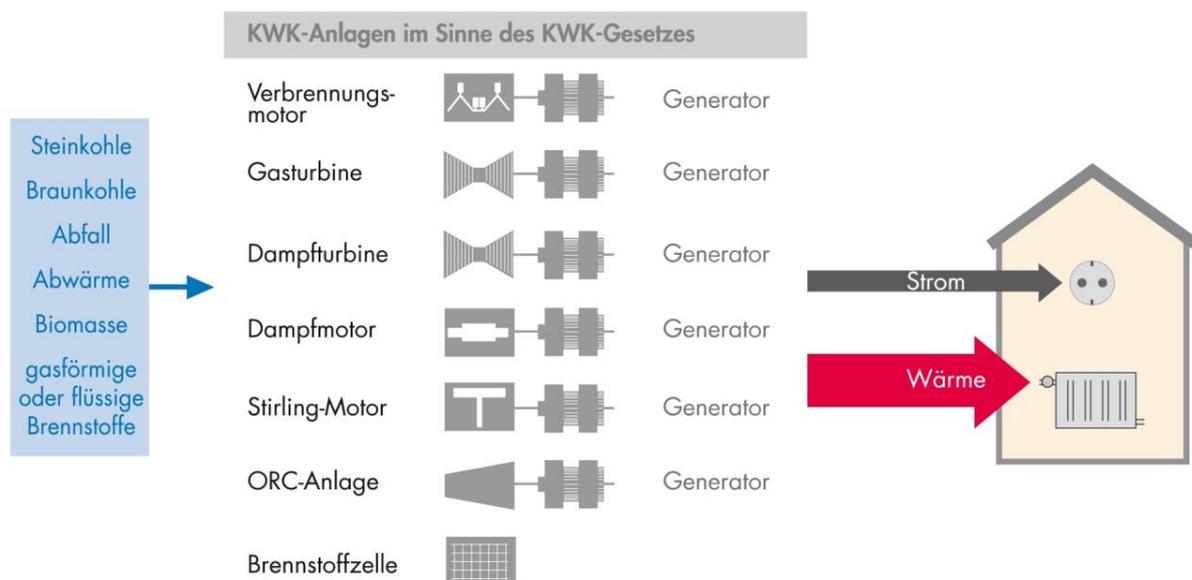


Abbildung 6: KWK-Anlagen im Sinne des KWKG
(http://asue.de/cms/upload/inhalte/blockheizkraftwerke/grafiken/grafik-05a-2009-001_f.jpg; [Stand: 06.01.2014])

Wird der in einer KWK-Anlage erzeugte Strom in ein öffentliches Netz eingespeist, so muss der Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber, diesen aufgenommenen Strom, bezahlen. Der Preis für den aufgenommenen Strom wird zwischen dem Netzbetreiber und Anlagenbetreiber vereinbart. Sollte es zu keiner Einigung kommen, gilt der an der Strombörse in Leipzig EEX erzielte durchschnittliche Baseload-Preis des jeweils vorangegangenen Quartals. (KWKG, 2002, §4)

Zusätzlich müssen vermiedene Netznutzungsentgelte vom Netzbetreiber entrichtet werden (s. Kapitel 3.2.9). Anschließend ist es den Netzbetreibern freigestellt, ob sie den aufgenommenen Strom zur Deckung des Eigenbedarfs verwenden oder ihn verkaufen. (KWKG, 2002, §4 Abs. 2).

Für den Strom der in hocheffizienten neuen oder modernisierten KWK-Anlagen erzeugt wird, erhält der Anlagenbetreiber vom Netzbetreiber zusätzlich eine Vergütung. In diesem Zusammenhang bedeutet hocheffizient, dass eine Anlage die Richtlinie 2004/8/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung im Energiebinnenmarkt erfüllen muss. Im Wesentlichen heißt es in dieser Richtlinie, dass eine KWK-Anlage hocheffizient ist, wenn eine Energieeinsparung von mindestens 10 Prozent gegenüber der getrennten Erzeugung von Wärme und Strom, erreicht wird. (Richtlinie 2004/8/EG, Abs. 11). Die Berechnung der Primärenergieeinsparung erfolgt anhand folgender Formel:

$$PEE = \left(1 - \frac{1}{\frac{\eta_{kwk,th}}{\eta_{ref,th}} + \frac{\eta_{kwk,el}}{\eta_{ref,el}}} \right) \cdot 100\% \quad (1)$$

Die Vergütung muss, unabhängig davon, ob der Strom in das öffentliche Netz eingespeist wird oder selbst verbraucht wird, vom Netzbetreiber bezahlt werden. Für kleine KWK-Anlagen bis 50 kW_{el} beträgt der KWK-Zuschlag 5,41 ct/kW_{el} und wird wahlweise für 10 Jahre oder 30.000 Vollbenutzungsstunden ab Erstaufnahme des Dauerbetriebs gezahlt. Die Auszahlungsart wird im Antrag auf Zulassung der KWK-Anlage unwiderruflich festgelegt. Für Anlagen mit einer Leistung größer 50 kW_{el} wird die Vergütung ausschließlich für 30.000 Vollbenutzungsstunden ab Erstaufnahme des Dauerbetriebs gezahlt. Die KWK-Zuschläge für größere Anlagen, beziehungsweise für die verschiedenen Leistungsanteile, sind in der Tabelle 1 zusammengestellt.

Tabelle 1: Zuschlag und Dauer der Zahlung für KWK-Anlagen nach dem KWKG vom 19.03.2012

Leistungsanteil von... bis...		Förderung	Dauer der Zahlung	
kW _{el.}	kW _{el.}	ct/kW _{el.}	h	a
0	50	5,41	30.000	10
50	250	4,00	30.000	-
250	2.000	2,40	30.000	-
2.000	>2.000	1,80	30.000	-

Um die Förderungen zu erhalten, ist es notwendig, die KWK-Anlage rechtzeitig beim Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (kurz: BAFA) anzumelden. Der Antrag auf Zulassung der Anlage muss vom Anlagenbetreiber zusammen mit dem Inbetriebnahmeprotokoll und einem Datenblatt des Herstellers nach der Inbetriebnahme eingereicht werden.

Im KWKG ist unter anderem auch festgelegt, dass Wärmenetzbetreiber (in diesem Fall Johnson & Jonsons Medical) für den Neu- oder Ausbau von Wärmenetzen, gegenüber dem öffentlichen Netzbetreiber einen Anspruch auf Zahlung eines Zuschlags haben. (KWKG, 2002, §5a Abs. 1). Die Trasse, also alle Komponenten die zum Wärmenetz gehören, ist bis zur Hausübergabestation zuschlagsberechtigt. Die Abbildung 7 zeigt beispielhaft die einzelnen Abschnitte auf. Förderberechtigt ist dabei nur der Vorlauf der neu verlegten Leitung. Voraussetzung für die Zahlung ist, dass an das Wärmenetz mindestens ein Abnehmender angeschlossen ist, der nicht gleichzeitig Eigentümer oder Betreiber des Netzes ist. (KWKG, 2002, §3 Abs. 13). Bei Johnson & Johnson Medical in Norderstedt wird kein externer Abnehmer an das Wärmenetz angeschlossen. Aus diesem Grund entfällt der Anspruch auf Zahlung eines Zuschlags. Dieser Absatz ist entsprechend für den Ausbau von Kältenetzen gültig. Es gibt daher auch keinen Zuschlag für den Ausbau des Kältenetzes.

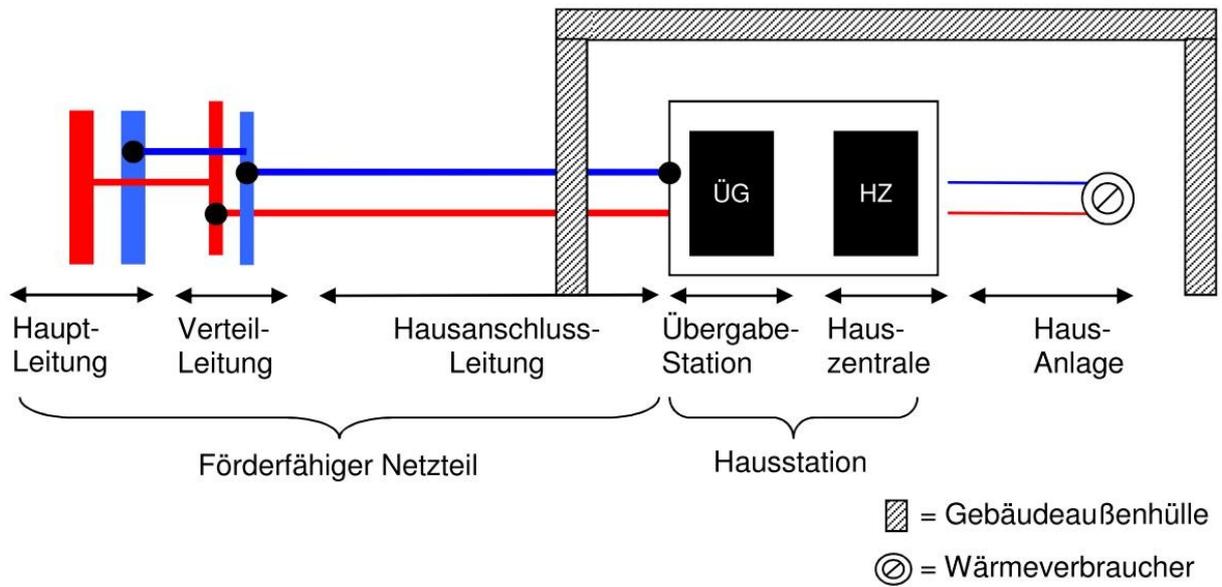


Abbildung 7: Förderfähige Trasse bis zu Übergabestation (Merkblatt Wärme- und Kältenetze zur Darlegung der Zulassungsvoraussetzungen nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz)

3.2.3 Erneuerbare-Energien-Gesetz

Das „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien“ (kurz: EEG) wurde eingeführt um eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen und um den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2050 auf 80 Prozent zu erhöhen. (EEG, 2008, §1 Abs. 1 und Abs. 2). Das Gesetz besagt, dass Netzbetreiber vorrangig Anlagen, die Strom aus erneuerbaren Energien erzeugen, an das Stromnetz anschließen müssen. (EEG, 2008, §2 Punkt 1). Darüber hinaus, regelt das Gesetz die vorrangige Abnahme, Übertragung, Verteilung und Vergütung von EEG-Strom durch den Netzbetreiber. (EEG, 2008, §2 Punkt 2). Unter das Gesetz fallen folgende Anlagen:

- Wasserkraftanlagen
- Geothermieanlagen
- Windkraftanlagen
- Photovoltaikanlagen
- KWK-Anlagen, die mit Klär-, Gruben- oder Deponiegas betrieben werden.
- KWK-Anlagen, die mit Biomasse betrieben werden.

Die Netzbetreiber müssen Anlagenbetreibern eine Vergütung auf ihren Strom aus erneuerbaren Energien zahlen. Die Höhe der Vergütung wird anhand der Bemessungsleistung oder der installierten Leistung der Anlage bestimmt. (EEG, 2008, §2 Abs. 1).

Das EEG fördert unter anderem den Bau von BHKW, solange diese mit biogenen Brennstoffen betrieben werden. Es soll an dieser Stelle aber nicht weiter auf die Vergütung von BHKW nach dem EEG eingegangen werden, da im Laufe der Arbeit ausschließlich mit Erdgas betriebene Aggregate untersucht werden.

3.2.4 EEG-Umlage

Durch die im vorherigen Kapitel beschriebene Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien entstehen hohe Kosten. Diese Kosten werden in Form einer EEG-Umlage von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen über die Übertragungsnetzbetreiber auf die Endverbraucher umgelegt.

Eine Übersicht über die Entwicklung der EEG-Umlage ist in der nachfolgenden Tabelle 2 bzw. Abbildung 8 dargestellt. Der Wert für 2015 ist dabei ein Prognosewert.

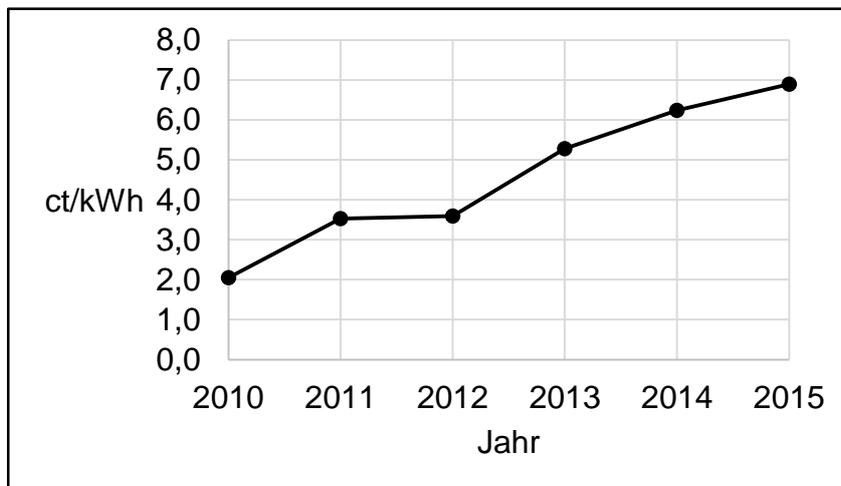


Tabelle 2: EEG-Umlage

Jahr	Betrag
-	ct/kWh
2010	2,0470
2011	3,5300
2012	3,5920
2013	5,2770
2014	6,2400
2015	6,8900

Abbildung 8: Entwicklung der EEG-Umlage

Grundsätzlich ist jeder dazu verpflichtet, die EEG-Umlage zu bezahlen. Eine Ausnahme besteht für stromintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes. Diese Unternehmen fallen unter die sogenannte „Besondere Ausgleichsregel“ und werden von der EEG-Umlage entlastet. Grundvoraussetzung ist, dass die Menge des selbstverbrauchten Stroms mindestens 1GWh pro Jahr beträgt. Auch bei dem Betrieb eines BHKW kann die EEG-Umlage eingespart werden. Im EEG heißt es: „Breibt die Letztverbraucherin oder der Letztverbraucher die Stromerzeugungsanlage als Eigenerzeuger und verbraucht den erzeugten Strom selbst, so entfällt der Anspruch der Übertragungsnetzbetreiber auf Zahlung der EEG-Umlage (...)“ (EEG, 2008, §7 Abs.3). Das heißt, für Strom, der in einem BHKW erzeugt wird und der anschließend selbst verbraucht wird, muss keine beziehungsweise neuerdings ein bestimmter Anteil (s. Kapitel 3.2.5) der EEG-Umlage an den Netzbetreiber bezahlt werden.

3.2.5 Ausblick EEG-Umlage

Die Bundesregierung hat im Januar eine Reform des EEG angestoßen, um den Ausbau von erneuerbaren Energien weiter voranzutreiben. Die genauen Änderungen des EEG wurden am 21.01.2014 im Dokument „Eckpunkte für die Reform des EEG“ und in der zugehörigen Anlage veröffentlicht.

Im neuen EEG soll zwischen Alt- und Neuanlagen unterschieden werden. Die Übergangsregel legt fest, dass für alle Neuanlagen, die entweder nach dem 22. Januar 2014 genehmigt wurden oder die nach dem 31. Dezember 2014 in Betrieb genommen werden, die neuen Regelungen gelten. Für Altanlagen gelten die bisherigen Regelungen des EEG. Die besondere Ausgleichsregelung für stromintensive Unternehmen wird es weiterhin geben um die Wettbewerbsfähigkeit zu gewährleisten. (VEA, Newsletter vom 28.01.2014, S. 1)

Es ist geplant, dass in Zukunft die gesamte Eigenstromerzeugung an der EEG-Umlage beteiligt wird. Es wird dabei zwischen Alt- und Neuanlagen unterschieden. Altanlagen müssen die Differenz aus der aktuellen und der EEG-Umlage von 2013 bezahlen (6,24 ct/kWh – 5,277 ct/kWh). Neuanlagen müssen 90 Prozent der aktuellen EEG-Umlage bezahlen, bzw. 70 Prozent, wenn es sich um eine KWK- oder EEG-Anlage handelt (Stand Januar 2014). In Zahlen ausgedrückt, müssen folgende Beträge gezahlt werden:

- Altanlagen: 0,963 ct/kWh
- Neuanlagen (KWK-Anlage): 4,368 ct/kWh

Zusätzlich wird eine sogenannte „Bagatellgrenze“ eingeführt, die besagt, dass für Neu- und Altanlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 10 kW und einer jährlichen Stromerzeugung von höchstens 10 MWh keine EEG-Umlage bezahlt werden muss. (Anlage zu den „Eckpunkten für die Reform des EEG“, 2014, Punkt 7).

Sollte das Gesetz in dieser Form in Kraft treten, so würden hohe Kosten auf die Anlagenbetreiber zukommen. Inzwischen hat der Bundestag in der 2. Und 3. Lesung das reformierte EEG verabschiedet. In dem reformierten EEG wird die Eigenstromerzeugung nur noch mit 40 Prozent an der EEG-Umlage beteiligt. (Stand Juni 2014). Für die wirtschaftliche Betrachtung in der Bachelorarbeit wird jedoch mit einer Beteiligung von 70 Prozent gerechnet.

3.2.6 Energiesteuergesetz

Das Energiesteuergesetz (kurz: EnergieStG) regelt die Besteuerung von Energieerzeugnissen, wie zum Beispiel von Kohle oder von Erdgas. Bei der Energiesteuer handelt es sich um eine Mengensteuer, das heißt, es muss pro verkaufte Mengeneinheit ein bestimmter Betrag gezahlt werden. Die Energiesteuer ist Bestandteil der Ökosteuer und muss grundsätzlich von jedem gezahlt werden, der aus dem Leitungsnetz Erdgas entnimmt. Eine Ausnahmeregelung besteht für Unternehmen des produzierenden Gewerbes; sie sind von der Energiesteuer zum Teil befreit. Die Befreiung der Steuer wurde eingeführt, um die hohe Steuerbelastung im internationalen Vergleich auszugleichen. Zuständig für die Regelung der Energiesteuer sind der Bund und die zuständigen Hauptzollämter.

Johnson & Johnson Medical ist bisher nicht von der Energiesteuer befreit.

In der Tabelle 3 sind die Steuersätze für bekannte Energieträger aufgelistet; in der Tabelle 4 sind die zugehörigen Steuerentlastungen aufgelistet.

Tabelle 3: Steuersätze nach dem EnergieStG

leichtes Heizöl	schweres Heizöl	Erdgas	Kohle
€/m ³	€/t	€/MWh	€/GJ
61,35	25,00	5,50	0,33

Tabelle 4: Steuerentlastung nach dem EnergieStG für Unternehmen des produzierenden Gewerbes

leichtes Heizöl	schweres Heizöl	Erdgas	Kohle
€/m ³	€/t	€/MWh	€/GJ
15,34	-	1,38	-

Nach §53a des EnergieStG sind Anlagen, die gekoppelt Kraft und Wärme erzeugen, – darunter fallen BHKW – vollständig von der Energiesteuer befreit, wenn die Anlage

1. *Hocheffizient* gemäß Richtlinie 2004/8/EG ist. (s.a. 3.2.2 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz). Und
2. einen *Monats- oder Jahreswirkungsgrad von mindestens 70 Prozent* erreicht.

Die Berechnung des PEE erfolgt nach Formel (1).

$$\eta_{kww,th} = 45,8\% \quad \text{Jenbacher Modul}$$

$$\eta_{kww,el} = 42,8\% \quad \text{Jenbacher Modul}$$

$$\eta_{kww,th} = 51,5\% \quad \text{Sokratherm Modul}$$

$$\eta_{kww,el} = 38,8\% \quad \text{Sokratherm Modul}$$

$$\eta_{ref,th} = 94\% \quad \text{Kesselnutzungsgrad}$$

$$\eta_{ref,el} = 41,0\% \quad \text{el. Wirkungsgrad des Netzstroms (BMWi Stand: 2010)}$$

Für das Jenbacher Modul

$$PEE = \left(1 - \frac{1}{\frac{0,458}{0,94} + \frac{0,428}{0,41}} \right) \cdot 100\% = 34,7\%$$

Für das Sokratherm Modul

$$PEE = \left(1 - \frac{1}{\frac{0,515}{0,94} + \frac{0,388}{0,41}} \right) \cdot 100\% = 33,1\%$$

Das Ergebnis zeigt, dass die PEE beider BHKW-Module größer als 10 % ist. Johnson & Johnson Medical ist als Betreiber der BHKW also vollständig von der Energiesteuer befreit.

3.2.7 Stromsteuergesetz

Das Stromsteuergesetz (kurz: StromStG) regelt die Besteuerung vom verbrauchten Strom. Bei der Stromsteuer handelt es sich, wie bei der Energiesteuer, um eine Mengensteuer und sie ist ebenfalls Teil der Ökosteuer. Verwaltet wird die Stromsteuer vom Bund und den zuständigen Hauptzollämtern.

Die Stromsteuer beträgt aktuell 20,50 €/MWh.

Unternehmen des produzierenden Gewerbes erhalten eine Steuerentlastung, wenn sie auf einem der unten aufgeführten Gebiete tätig sind:

- Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden
- Verarbeitendes Gewerbe
- Energie- und Wasserversorgung
- Baugewerbe

Johnson & Johnson Medical ist in dem Bereich „Verarbeitendes Gewerbe“ tätig und ist teilweise von der Stromsteuer befreit. Die Ermäßigung beträgt 5,13 €/MWh_{el}.

In §9 des StromStG ist definiert, welcher Strom vollständig von der Steuer befreit ist:

- 1) Strom aus erneuerbaren Energieträgern, (...);
- 2) Strom, der zur Stromerzeugung entnommen wird;
- 3) Strom, der in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu zwei Megawatt erzeugt wird und
 - a. Vom Betreiber der Anlage als Eigenerzeuger (...) entnommen wird oder
 - b. von demjenigen, der die Anlage betreibt oder betreiben lässt, an Letztverbraucher geleistet wird, (...);
- 4) Strom, der in Anlagen erzeugt wird, soweit diese der vorübergehenden Stromversorgung im Falle des Ausfalls oder der Störung der sonst üblichen Stromversorgung dienen. (Notstromanlagen);
- 5) (...);

Aus Punkt 3 folgt, dass Blockheizkraftwerke mit einer Leistung von bis zu zwei Megawatt, von der Stromsteuer befreit sind, wenn der Anlagenbetreiber den selbsterzeugten Strom selbst verbraucht oder entnimmt.

3.2.8 Konzessionsabgabeverordnung

Die Konzessionsabgabeverordnung (kurz: KAV) ist eine Verordnung, die die Konzessionsabgaben regelt. Es handelt sich bei den Konzessionsabgaben um sogenannte Entgelte, die bezahlt werden müssen, damit öffentliche Verkehrswege benutzt werden dürfen und Leitungen verlegt und betrieben werden dürfen. Die KAV dient dazu, die Versorgung von Letztverbrauchern mit Strom und Gas zu gewährleisten.

Die Höhe der Konzessionsabgabe ist von der Einwohnerzahl der Gemeinde und dem Vertrag mit den Energieversorgungsunternehmen abhängig.

Der Betreiber eines BHKW ist von den Konzessionsabgaben befreit.

3.2.9 Stromnetzentgeltverordnung

Netznutzungsentgelte sind Kosten, die der Übertragungsnetzbetreiber in Rechnung stellt und die der Letztverbraucher trägt. Das Netznutzungsentgelt umfasst alle Kosten für die Vorhaltung und den Betrieb des Netzes. (<http://www.amprion.net/netznutzungsentgelte> [Stand: 05.02.2014]).

Die Höhe des Netznutzungsentgelts ergibt sich aus der Dauer und der Höhe seiner individuellen Stromabnahme. (<http://www.amprion.net/netznutzungsentgelte> [Stand: 05.02.2014]).

Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen erhalten vom Betreiber des Elektrizitätsverteilnetzes, (...), ein Entgelt. (StromNEV, 2005, §18 Abs. 1). Diese Zahlung erhält der Anlagenbetreiber nur, wenn der erzeugte Strom in ein öffentliches Netz eingespeist wird. Wird der erzeugte Strom dagegen für den Eigengebrauch verwendet, so entfällt die Zahlungspflicht des Netzbetreibers.

4 Bestandssituation und Energiebedarf

4.1 Wärme

Zurzeit wird das Werk Johnson & Johnson Medical in Norderstedt über die Stadtwerke Norderstedt mit Erdgas versorgt. Die Wärmeerzeugung erfolgt dezentral in fünf Heizungszentralen, wobei ausschließlich erdgasbefeuerte Kessel installiert sind. Die Gesamtwärmeleistung der Kessel beträgt 3.890 kW. Eine Übersicht der vorhandenen Kessel ist in der Anlage 2 dargestellt. Die rechnerische Nutzungsdauer von Kesseln beträgt nach der VDI 2067 20 Jahre. Die Nutzungsdauer wird von der Mehrheit der Kessel überschritten, deshalb werden sie als abgängig deklariert. Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, muss in naher Zukunft in die Erneuerung der Kesselanlagen investiert werden. Die durch die Modernisierung anfallenden Investitionskosten werden später in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung berücksichtigt.

Eine Grundlage der Energiewirtschaftlichen Untersuchung bildet der Jahreswärmebedarf. Für die Berechnung des Jahreswärmebedarfs stehen die Erdgasverbräuche aus den Jahren 2010, 2011 und 2012 als Monatswerte zur Verfügung. Für die Berechnung der Wärmearbeit wird das Verhältnis von Brennwert zu Heizwert mit 1,11 angenommen und der Anlagennutzungsgrad η wurde aufgrund des hohen Alters der Kessel und der Anlagenkomponenten auf 85% festgelegt.

$$Q = \frac{E_{gas}}{\frac{H_s}{H_i}} \cdot \eta \quad (2)$$

$$Q = \frac{E_{gas}}{1,11} \cdot 0,85$$

In den nachfolgenden Tabellen 5, 6 und 7 ist der Gasverbrauch und die Wärmearbeit der drei Jahre dargestellt.

Tabelle 5: Energieverbrauch E_{gas} (H_s)

	RK 1			RK 3			RK 7			RK 11			RK 15			Gesamt		
	MWh			MWh			MWh			MWh			MWh			MWh		
Jahr	2010	2011	2012	2010	2011	2012	2010	2011	2012	2010	2011	2012	2010	2011	2012	2010	2011	2012
Januar	0	415	380	0	308	337	0	148	163	0	47	45	0	447	435	0	1.364	1.360
Februar	0	384	344	0	293	426	0	141	162	0	44	44	0	408	435	0	1.270	1.412
März	0	364	233	0	291	233	0	86	121	0	35	30	0	368	336	0	1.144	954
April	0	227	217	0	181	222	0	67	104	0	16	24	0	192	285	0	684	852
Mai	281	157	140	205	143	137	46	34	52	21	13	12	207	169	155	759	515	496
Juni	128	125	119	141	112	111	22	14	41	7	9	11	99	117	122	397	377	405
Juli	73	126	94	118	105	86	16	17	26	3	8	8	62	114	93	272	372	307
August	113	125	88	119	100	90	21	18	26	6	9	7	70	97	83	329	348	294
September	175	130	125	157	108	139	38	19	32	13	12	13	114	124	127	498	393	436
Oktober	270	207	198	218	228	208	74	47	75	25	22	24	230	237	218	816	740	723
November	370	306	245	275	253	252	124	100	93	38	36	34	358	336	312	1.164	1.030	936
Dezember	520	352	365	435	263	297	175	153	122	60	42	48	553	382	436	1.743	1.192	1.267
Summe	1.930	2.920	2.549	1.667	2.384	2.539	516	844	1.018	173	291	299	1.693	2.991	3.037	5.978	9.430	9.441

Tabelle 6: Energieverbrauch E_{gas} (H_i)

	RK 1			RK 3			RK 7			RK 11			RK 15			Gesamt		
	MWh			MWh			MWh			MWh			MWh			MWh		
Jahr	2010	2011	2012	2010	2011	2012	2010	2011	2012	2010	2011	2012	2010	2011	2012	2010	2011	2012
Januar	0	374	343	0	277	303	0	133	146	0	42	40	0	402	392	0	1.229	1.225
Februar	0	346	310	0	264	384	0	127	146	0	40	40	0	368	392	0	1.144	1.272
März	0	328	210	0	262	210	0	78	109	0	31	27	0	332	303	0	1.031	859
April	0	205	196	0	163	200	0	61	94	0	14	22	0	173	257	0	616	768
Mai	253	142	126	185	129	124	42	30	46	19	11	11	186	152	140	684	464	447
Juni	116	113	108	127	101	100	20	13	37	7	8	10	89	105	110	358	339	364
Juli	66	114	84	106	95	78	14	16	24	3	8	7	56	103	83	245	335	276
August	102	112	79	107	90	81	19	16	24	5	8	6	63	87	74	296	314	265
September	157	117	113	142	98	126	35	17	29	12	10	12	103	112	114	448	354	393
Oktober	243	187	178	196	205	187	67	42	68	22	19	21	207	213	197	735	667	652
November	333	275	221	247	228	227	112	90	84	34	32	30	323	302	281	1.049	928	843
Dezember	468	318	328	392	237	267	158	138	110	54	38	43	498	344	393	1.570	1.074	1.142
Summe	1.738	2.630	2.296	1.502	2.148	2.287	465	760	917	156	262	269	1.525	2.695	2.736	5.386	8.495	8.506

Tabelle 7: Wärmearbeit Q

	RK 1			RK 3			RK 7			RK 11			RK 15			Gesamt		
	MWh			MWh			MWh			MWh			MWh			MWh		
Jahr	2010	2011	2012	2010	2011	2012	2010	2011	2012	2010	2011	2012	2010	2011	2012	2010	2011	2012
Januar	0	318	291	0	236	258	0	113	124	0	36	34	0	342	333	0	1.045	1.041
Februar	0	294	264	0	224	327	0	108	124	0	34	34	0	312	333	0	972	1.081
März	0	279	179	0	223	178	0	66	93	0	27	23	0	282	257	0	876	730
April	0	174	166	0	139	170	0	52	80	0	12	18	0	147	218	0	524	653
Mai	215	121	107	157	109	105	35	26	39	16	10	9	158	129	119	582	395	380
Juni	98	96	91	108	86	85	17	11	31	6	7	8	76	90	94	304	288	310
Juli	56	97	72	90	81	66	12	13	20	3	7	6	47	88	71	208	285	235
August	87	96	67	91	76	69	16	14	20	4	7	5	54	74	63	252	267	225
September	134	99	96	120	83	107	29	14	25	10	9	10	87	95	97	381	301	334
Oktober	207	159	152	167	175	159	57	36	58	19	16	18	176	181	167	625	567	554
November	283	234	188	210	194	193	95	77	71	29	27	26	274	257	239	892	789	716
Dezember	398	270	279	333	201	227	134	117	94	46	32	37	424	292	334	1.335	913	971
Summe	1.478	2.236	1.952	1.277	1.826	1.944	395	646	779	132	222	229	1.296	2.291	2.326	4.578	7.221	7.230

Für die nachstehenden Berechnungen werden die Daten aus den Jahren 2011 und 2012 herangezogen, da die Daten aus dem Jahr 2010 unvollständig sind. Für das Jahr 2011 ergibt sich ein Wärmebedarf von 7.221 MWh/a und für das Jahr 2012 ein Wärmebedarf von 7.230 MWh/a. Dieser Wärmebedarf setzt sich aus einem außentemperaturabhängigen (Heizwärmebedarf) und einem außentemperaturunabhängigen (Warmwasserbereitung bzw. Prozesswärme) Anteil zusammen. Der außentemperaturunabhängige Wärmebedarf wird aus den Sommermonaten abgeleitet. Die außentemperaturabhängigen monatlichen Wärmemengen werden über das Verhältnis von Heizgradtagen G15 zum langjährigen Mittel in Anlehnung an die VDI 3807 witterungsbereinigt, um die außentemperaturbedingten Einflüsse zu berücksichtigen. Die Daten dafür stammen vom Deutschen Wetterdienst von der Wetterstation Hamburg-Fuhlsbüttel.

Im nachfolgenden wird beispielhaft der Wärmebedarf für den Monat Januar im Jahr 2011 berechnet.

$$Q = 1.045 \text{ MWh}$$

$$Q_{VgP} = Q_{august} = 267 \text{ MWh}$$

$$Q_{VgH} = Q - Q_{VgP} \tag{3}$$

$$Q_{VgH} = 778 \text{ MWh}$$

$$Q_{VH} = Q_{VgH} \cdot \frac{G_{m,jan}}{G_{2011,jan}} \tag{4}$$

$$Q_{VH} = 778 \text{ MWh} \cdot \frac{424 \text{ Kd}}{400 \text{ Kd}}$$

$$Q_{VH} = 825 \text{ MWh}$$

$$Q_{ges} = Q_{VH} + Q_{VgP} \tag{5}$$

$$Q_{ges} = 825 \text{ MWh} + 267 \text{ MWh}$$

$$Q_{ges} = 1.092 \text{ MWh}$$

Die Ergebnisse sind in der Tabelle 8 und 9 zusammengefasst.

Tabelle 8: Monatlicher Wärmebedarf 2011

Monat	Q	Q _{VgH}	Q _{VgP}	G15 ₂₀₁₁	G15 _m	Q _{VH}	Σ Q _{VgP} + Q _{VH}
	MWh	MWh	MWh	Kd	Kd	MWh	MWh
Jan	1.045	778	267	400	424	825	1.092
Feb	972	705	267	382	375	694	960
Mrz	876	609	267	328	327	607	874
Apr	524	257	267	101	209	529	796
Mai	395	128	267	67	89	171	438
Jun	288	22	267	10	32	67	334
Jul	285	18	267	7	9	23	290
Aug	267	0	267	9	9	0	267
Sep	301	34	267	24	55	79	346
Okt	567	300	267	154	170	331	597
Nov	789	522	267	282	289	536	802
Dez	913	646	267	314	390	801	1.068
Summe	7.221	4.020	3.201	2.077	2.376	4.663	7.864

Tabelle 9: Monatlicher Wärmebedarf 2012

Monat	Q	Q _{VgH}	Q _{VgP}	G15 ₂₀₁₂	G15 _m	Q _{VH}	Σ Q _{VgP} + Q _{VH}
	MWh	MWh	MWh	Kd	Kd	MWh	MWh
Jan	1.041	816	225	379	424	914	1.139
Feb	1.081	856	225	435	375	738	963
Mrz	730	505	225	243	327	679	904
Apr	653	428	225	215	209	415	640
Mai	380	155	225	77	89	179	404
Jun	310	85	225	46	32	59	284
Jul	235	10	225	6	9	14	239
Aug	225	0	225	1	9	0	225
Sep	334	109	225	57	55	105	330
Okt	554	329	225	169	170	331	556
Nov	716	491	225	271	289	523	749
Dez	971	745	225	414	390	702	927
Summe	7.230	4.528	2.701	2.312	2.376	4.658	7.360

Die Abbildung 9 zeigt den mittleren monatlichen Wärmebedarf. Die Abbildung stellt die Mittelwerte der Ergebnisse aus den Tabellen 8 und 9 dar.

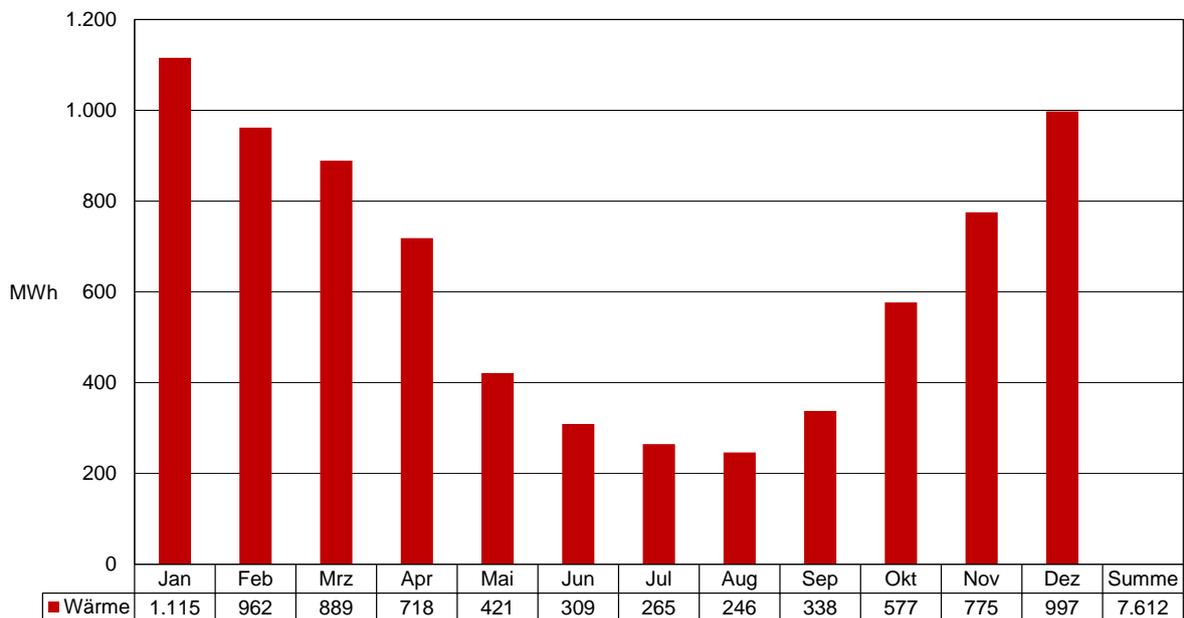


Abbildung 9: Mittlerer monatlicher Wärmebedarfsverlauf

Anhand der Abbildung ist gut zu erkennen, dass der Wärmebedarf jahreszeitenabhängig ist. In den Wintermonaten besteht, aufgrund der niedrigeren Außentemperaturen, ein deutlich höherer Wärmebedarf, um die Raumtemperaturen konstant zu halten. In den Sommermonaten wird dagegen die meiste Wärme für die Warmwasserbereitung und Prozesswärme benötigt. Insgesamt beträgt die berechnete Jahreswärmearbeit 7.612 MWh/a.

4.2 Elektrische Anlagen

Das Werk in Norderstedt wird von den Stadtwerken Norderstedt über eine 11 kV Leitung mit Strom versorgt. Die Leitungen gehören den Stadtwerken und speisen den Strom im Gebäude RK1, RK3, RK7 und RK15 ein. Die elektrische Spannung wird über Transformatoren runtertransformiert. Die Versorgung von RK11 erfolgt über einen 400 V Anschluss. Hierfür kommt ebenfalls ein Transformator zum Einsatz, der den Strom auf 0,4 kV umspannt. Jede Trafostation besitzt eine eigene Zählung, somit ist eine Erfassung des Verbrauchs für die einzelnen Gebäude möglich. In der Tabelle 10 ist der Strombedarf der einzelnen Stationen aufgeführt. Für die weiteren Berechnungen wurde darauf verzichtet, RK 11 in den Gesamtjahresstrombedarf mit einzubeziehen, da der Strombedarf sehr gering ist (0,4 % vom Gesamtjahresbedarf) und eine Anbindung an das BHKW nicht wirtschaftlich wäre.

Tabelle 10: Strombedarf der einzelnen Stationen

Monat	RK 1	RK 3	RK 7	RK 11	RK 15	Gesamt (ohne RK 11)
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Januar	589	192	246	6	465	1.492
Februar	543	173	238	6	433	1.388
März	590	183	244	6	461	1.478
April	539	169	218	6	425	1.352
Mai	574	178	232	6	460	1.444
Juni	565	179	235	6	471	1.450
Juli	608	181	252	6	492	1.533
August	607	191	249	6	503	1.550
September	546	172	249	6	458	1.425
Oktober	537	179	218	6	463	1.398
November	519	177	221	6	449	1.366
Dezember	475	149	196	6	409	1.228
Summe	6.690	2.123	2.801	74	5.489	17.103

In der Abbildung 10 ist die Summe des Bedarfs an elektrischer Energie für die einzelnen Monate dargestellt. Es ist zu erkennen, dass der Bedarf an elektrischer Energie, über das Jahr gesehen, relativ konstant ist. Der Gesamtjahresstrombedarf beträgt 17.103 MWh/a.

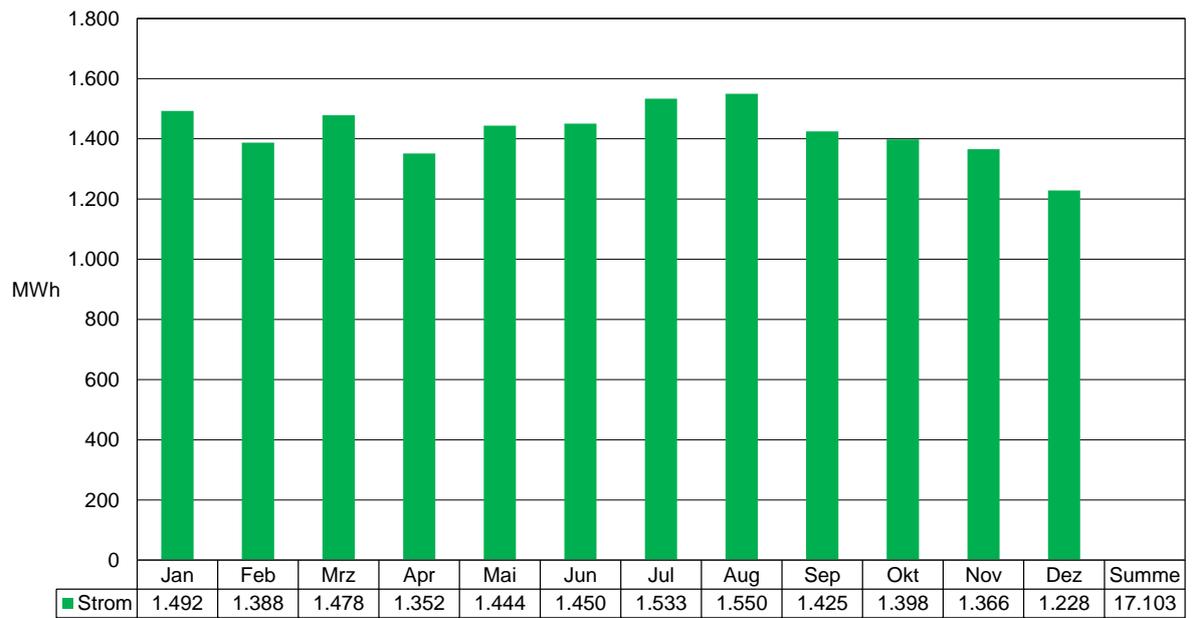


Abbildung 10: Monatlicher Strombedarf

4.3 Kälteanlagen

Die Kälteversorgung erfolgt zurzeit durch dezentral installierte Kältemaschinen sowie durch eine größere zentral aufgestellte Kältemaschine vom Hersteller Carrier, die im März 2013 in Betrieb genommen wurden. Für Kälte liegen keine Verbrauchswerte vor, da diese nicht gemessen werden. Der Jahreskältebedarf wird aus diesem Grund überschlägig aus den Leistungen der Verdichterstufen und den zugehörigen Betriebsstunden der zentralen Kältemaschinen ermittelt. Die Maschinen haben jeweils eine Leistung von 522 kW und zwei Kreisläufe. Mit den Betriebsstunden aus Tabelle 11 und einem Teillastfaktor, der das reale Verhalten der Kältemaschine berücksichtigt, ergibt sich ein Jahreskältebedarf von 1.200 MWh.

Tabelle 11: Jahreskältebedarf

	Leistung kW	Betriebs- Stunden h	Erzeugte Kälte MWh
Kältemaschine 1			
Kreislauf A	261	989	258
Kreislauf B	261	1.490	389
Kältemaschine 2			
Kreislauf A	261	1.020	266
Kreislauf B	261	2.036	531
Summe	1.044		1.445
Teillastfaktor 0,8			1.156
Gewählt			1.200

Die monatliche Kältebedarfsverteilung konnte aufgrund der fehlenden Messwerte nur überschlägig berechnet bzw. angenommen werden. Für die Berechnung wurden die durchschnittlichen monatlichen Temperaturen betrachtet. Anhand der Temperaturen und einem angenommenen Grundkältebedarf von 70 MWh pro Monat wurde eine prozentuale Verteilung des Kältebedarfs aufgestellt. Die prozentuale Verteilung wurde mit dem im vorherigen berechneten Jahreskältebedarf von 1.200 MWh verrechnet. Die Abbildung 11 zeigt den sich daraus resultierenden Kältebedarf für die einzelnen Monate. Es ist zu erkennen, dass der Kältebedarf in den Sommermonaten steigt und in den Wintermonaten konstant niedrig bleibt.

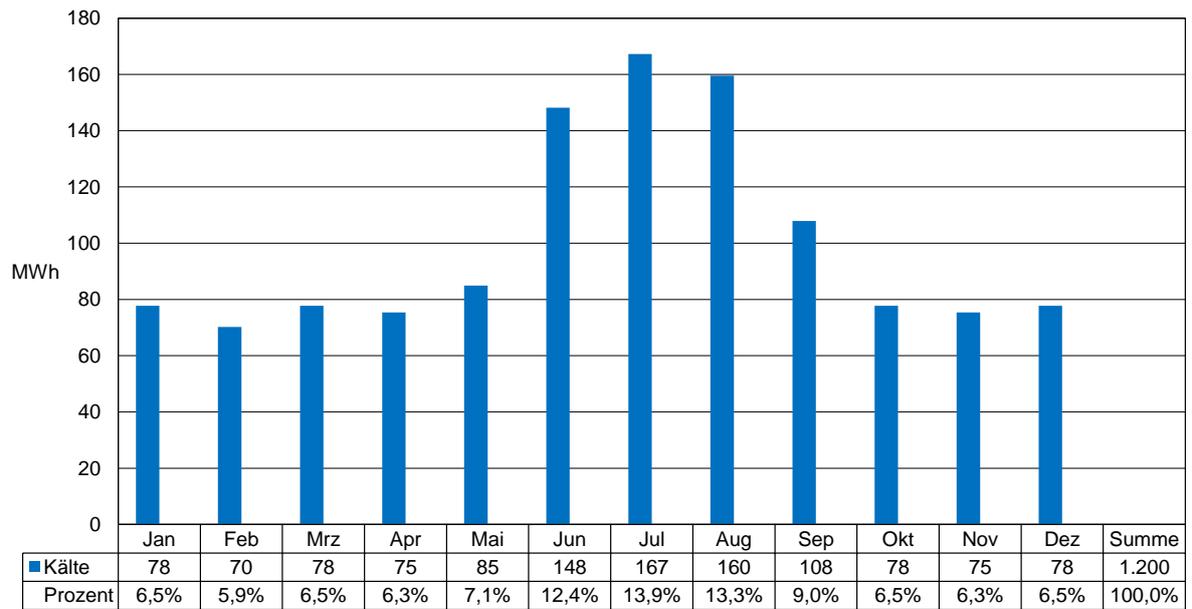


Abbildung 11: Monatlicher Kältebedarf

4.4 Wochenverläufe

Die Wochenverläufe ergeben sich aus den Stundenwerten der Wärmeleistung bzw. den Viertelstundenwerten der elektrischen Leistung aus dem Jahr 2012. Die Werte wurden als Grundlage zur Verfügung gestellt. Sie geben Auskunft über den benötigten Leistungsbedarf. Aus den in der Anlage 3.1 bis 3.6 dargestellten durchschnittlichen Wochenverläufen von Wärme und Strom für die Monate Januar bis Dezember bzw. aus den Abrechnungen der Stadtwerke Norderstedt, lassen sich für die elektrische Leistung und für die Wärmeleistung folgende Kennwerte festhalten.

- Grundlast Elektro: 1200 kW
- Spitzenlast Elektro: 2900 kW
- Grundlast Wärme: 200 kW
- Spitzenlast Wärme: 2300 kW

In der Abbildung 12 ist beispielhaft der durchschnittliche Wochenverlauf für Strom und Wärme über das gesamte Jahr 2012 dargestellt.

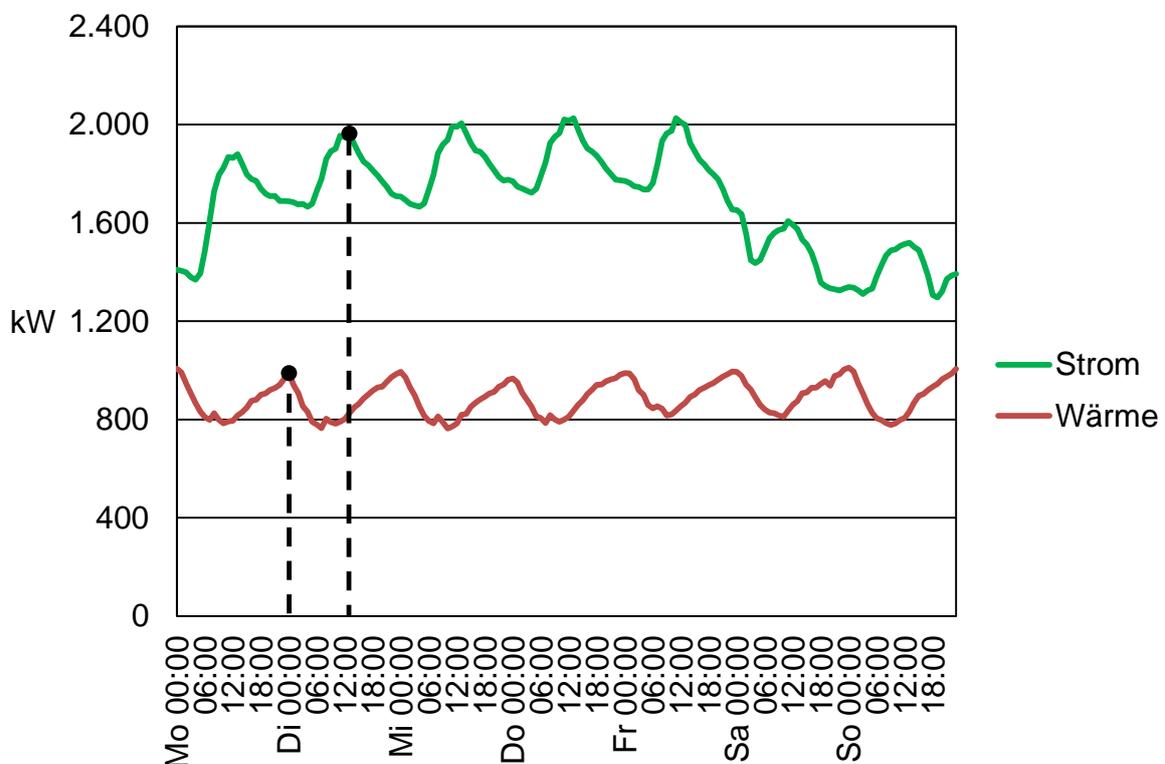


Abbildung 12: Durchschnittlicher Wochenverlauf für das Jahr 2012 für Strom und Wärme

Es lässt sich feststellen, dass über das Jahr gesehen, der elektrische Leistungsbedarf deutlich höher ist als der Wärmeleistungsbedarf. Der Wochenverlauf für Strom zeigt deutliche Leistungsspitzen während der Arbeitszeiten (07:00 – 16:00 Uhr). Außerdem stellt man eine Abnahme der Leistung am Wochenende fest. Daraus lässt sich schließen, dass der Strombedarf produktionsabhängig ist. Vergleicht man die Kurven für Strom in den Anlagen 3.1 bis 3.6, so lässt sich erkennen, dass die Jahreszeit nur einen geringen Einfluss auf den maximalen Leistungsbedarf hat. Der Strombedarf ist nahezu jahreszeitunabhängig. Im Gegensatz zum Strom, sinkt der Leistungsbedarf für Wärme am Wochenende nicht. Des Weiteren treten die Leistungsspitzen nicht während der Arbeitszeiten, sondern in den Nächten auf, da auch in der Nacht die Raumtemperatur konstant bleiben soll. Aus diesen beiden Beobachtungen ergibt sich, dass der Wärmebedarf produktionsunabhängig ist.

5 Auslegung

5.1 BHKW

Die Größe des BHKW ist abhängig vom elektrischen und thermischen Energiebedarf und muss diesen angepasst werden. Durch die richtige Dimensionierung sollen zwei Kriterien erfüllt werden. Zum einen soll eine möglichst lange Laufzeit für einen wirtschaftlichen Betrieb erreicht werden und zum anderen soll die Strombedarfsdeckung durch Eigenstromerzeugung so hoch wie möglich sein. Beide Kriterien gleichzeitig optimal zu erfüllen ist nicht möglich, deshalb wird ein Kompromiss zwischen den beiden Kriterien geschlossen.

Für die Auslegung des BHKW ist festzulegen, welche Betriebsweise gefahren wird. In unserem Fall wird das BHKW wärmegeführt betrieben. Das bedeutet, dass der Wärmebedarf die Führungsgröße für die Leistungsabgabe ist. Das BHKW wird bei dieser Betriebsweise für die Grundlast ausgelegt, sodass ein großer Teil des Wärmebedarfs abgedeckt wird. Reicht die thermische Leistung des BHKW zu bestimmten Zeiten nicht aus, wird ein Spitzenlastkessel dazu geschaltet. Sollte es bei dieser Betriebsweise dazu kommen, dass mehr Strom erzeugt, als benötigt wird, so wird der Überschuss in das öffentliche Netz eingespeist.

Würde man das BHKW stromgeführt betreiben, so wäre der Strombedarf die Führungsgröße für die Leistungsabgabe des BHKW. Bei dieser Betriebsweise müsste die überschüssige Wärme ggf. in einem Rückkühlwerk vernichtet werden. (Schaumann, Schmitz, 2010, S. 32). Das würde dazu führen, dass die Anlage unwirtschaftlich läuft. Außerdem ist im Hinblick auf die Einsparung von Primärenergie und CO₂-Emission, gegenüber der Wärmeerzeugung in Kesselanlagen, ein wärmegeführter Betrieb vorteilhafter (Schaumann, Schmitz, 2010, S. 32).

Als Grundlage für die Auslegung der Aggregate kann die sogenannte geordnete Jahresdauerkennlinie herangezogen werden. Sie stellt dar, wie viele Stunden im Jahr eine bestimmte Wärmeleistung benötigt wird. Die Fläche unter der Kurve entspricht dabei der Wärmearbeit. In der Abbildung 13 ist die geordnete Jahresdauerkennlinie für Wärme dargestellt. In unserem Fall ist der Leistungsbedarf der elektrischen Energie sehr viel größer als für Wärme (s. Wochenverläufe), so wird sichergestellt, dass der Anteil des eingespeisten Stroms, gegen null geht.

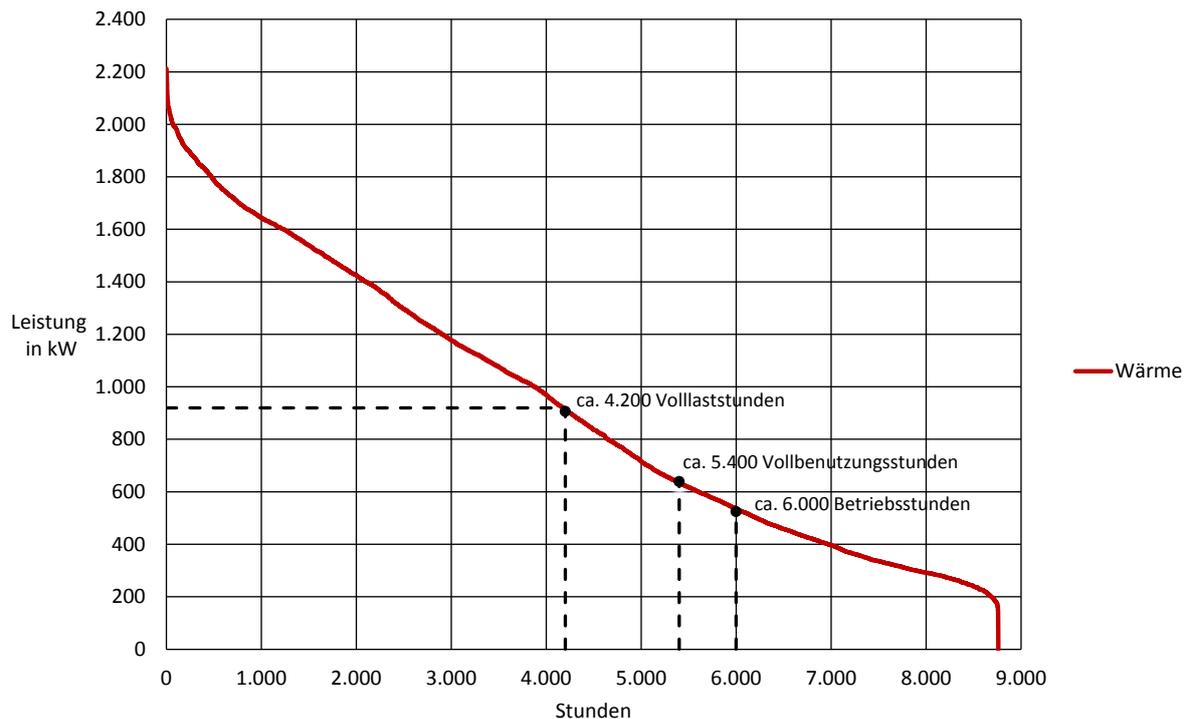


Abbildung 13: Geordnete Jahresdauerlinie für Wärme

Für die betriebswirtschaftliche Untersuchung wird ein BHKW mit einer thermischen Leistung um 920 kW ausgewählt (siehe Abbildung 13). Das BHKW würde auf ca. 4.200 Volllaststunden kommen. Durch den Einsatz eines Pufferspeichers soll die Laufzeit angehoben werden, sodass 5.400 Volllaststunden erreicht werden. Zudem können kurzzeitige Schwankungen im Wärmebedarf ausgeglichen werden. Insgesamt werden dadurch ca. 6.000 Betriebsstunden erreicht. Diese Betriebsstunden enthalten dabei auch Teillaststunden.

In der Tabelle 12 sind zwei Module gegenübergestellt, die später auf ihre Wirtschaftlichkeit überprüft werden.

Tabelle 12: Modulvergleich

Hersteller:		Jenbacher	Sokratherm
Typ / Baureihe:		JMS 412	GG 402
Anzahl der Module :		1	2
Drehzahl :	U/min	1500	1500
Stickoxid-Emissionen :	mg/Nm ³	500	
Abgastemperatur :	°C	391	440
Motorleistung :	kW	875	
elektrische Wirkleistung :	kW	850	405
Generator Wirkungsgrad :	%	97,1	96,4
el. Wirkungsgrad	%	42,8%	38,8%
Heizleistung			
- Kühlwasser :	kW	213	
- Öl :	kW	112	
- Abgas (auf 80 °C) :	kW	435	
- Gemischkühler :	kW	150	
Heizleistung (ges.) :	kW	910	538
therm. Wirkungsgrad		45,8%	51,5%
Nutzleistung :	kW	1760	943
Brennstoffbedarf :	kW(H _i)	1986	1045
Gesamtwirkungsgrad	%	88,6%	90,2%
techn. Verfügbarkeit :	%	90	90
Schmierölinhalt :	Liter	315	82
Ölwechselintervalle	Vh	2000	1500
Schmierölverbrauch :	g/kWh el.	0,36	0,36

Für die Zukunft ist geplant, dass die Wärmeversorgung nur noch über eine Heizzentrale erfolgt. Dafür wird ein neues Gebäude gebaut, indem sich das BHKW, die zusätzlichen Spitzenlastkessel und weitere Anlagentechnik befinden. Durch diese Zentralisierung werden Wartungskosten eingespart. Die dezentralen Kessel werden zunächst noch weiter in Betrieb bleiben und decken die Spitzenleistung ab. Sobald die alten Kessel erneuert werden müssen, werden sie abgeschaltet und das entsprechende Gebäude wird ausschließlich über die neue Heizzentrale versorgt. In der Anlage 4 ist das Prinzipschema der zukünftigen Wärmeversorgung dargestellt.

Die ausgewählten BHKW werden elektrisch über einen Transformator an das Mittelspannungsnetz angeschlossen.

Die Einbindung erfolgt nach dem Prinzip der Eigennutzung mit Rückeinspeisung und Restbezug. Das BHKW wird direkt an den Stromkreis angeschlossen, sodass der erzeugte Strom von den angeschlossenen Stromverbrauchern direkt genutzt werden kann. Ist der Strombedarf höher als die Stromerzeugung des BHKW, so wird der benötigte Strom aus dem Netz der Stadtwerke Norderstedt bezogen. Die zukünftige elektrische Versorgung und der Anschluss des BHKW sind in einem Prinzipschema in der Anlage 5 veranschaulicht.

5.2 Speicher

Der Einsatz eines Wärmespeichers ist notwendig, um die Laufzeit der BHKW Module zu erhöhen und somit die Wirtschaftlichkeit zu steigern. Der Wärmespeicher dient zur Speicherung von Überschusswärme und kann ggf. Wärmespitzen abdecken. Durch Speicherung der Überschusswärme ist gewährleistet, dass das BHKW nicht sofort abschaltet, sobald der Wärmebedarf unter die abgegebene Leistung des BHKW fällt. Das Takten wird somit vermieden. Die Berechnung der MindestspeichergroÙe erfolgt anhand Formel 7. Der Speicher sollte bei maximaler thermischer Leistung des BHKW eine volle Stunde beladen werden können.

$$V_{Sp,min} = \frac{\dot{Q}_{BHKW} \cdot t}{c \cdot \Delta\vartheta} \quad (6)$$

$$V_{Sp,min} = \frac{\dot{Q}_{BHKW} \cdot 860}{30} \quad (7)$$

Mit

$$\dot{Q}_{BHKW} = 910 \text{ kW} \quad (\text{Jenbacher Modul})$$

$$\dot{Q}_{BHKW} = 538 \text{ kW} \quad (\text{Sokratherm Modul})$$

$$t = 1 \text{ h}$$

$$c = \frac{1 \text{ kWh}}{860 \text{ l} \cdot \text{K}}$$

$$\Delta\vartheta = 30 \text{ K}$$

Es ergibt sich für das Jenbacher Modul ein minimales Speichervolumen von 27 m³.

$$V_{Sp,min} = 26.087 \text{ l} \cong 26.087 \text{ m}^3$$

$$V_{Sp,min,gewählt} = 27 \text{ m}^3$$

Für ein Sokratherm Modul ergibt sich ein minimales Speichervolumen von 16 m³.

$$V_{Sp,min} = 15.423 \text{ l} \cong 15,423 \text{ m}^3$$

$$V_{Sp,min,gewählt} = 16 \text{ m}^3$$

5.3 Kältemaschine

Es ist geplant, dass die AKM ausschließlich über das BHKW mit Wärme versorgt wird. Für die Auslegung der Kältemaschinen wird ein iteratives Verfahren angewendet. Hierfür wird der monatliche Kältebedarf betrachtet und überprüft in welchen Monaten Wärme aus dem BHKW für den Absorber zur Verfügung steht. Das trifft auf die Sommermonate zu, da in den Wintermonaten die Wärme direkt für Heizzwecke benötigt wird. Während des Verfahrens wird die Leistung der Kältemaschine variiert und die jeweilige erzeugte Jahreskältearbeit notiert. Es lässt sich feststellen, dass die Leistung, ab einer gewissen Größe, keinen Einfluss mehr auf die erzeugte Jahreskältearbeit hat (s. Abbildung 14). Zwar steigt die Leistung der Kältemaschine, da aber das BHKW nicht gleichzeitig mehr Wärme erzeugt, ist ab einer gewissen Leistung das Maximum der jährlich möglichen erzeugbaren Kältearbeit erreicht. Die mögliche erzeugbare Kältearbeit ist also vom Jahreskältebedarf (-verlauf), von der Größe des BHKW, vom Jahreswärmebedarf und von der Größe der Kältemaschine abhängig. Anhand der Abbildung 14 wird für die Untersuchung eine Kältemaschine mit einer Leistung von 250 kW zugrunde gelegt. In der Anlage 6 sind die technischen Daten der AKM nachzulesen.

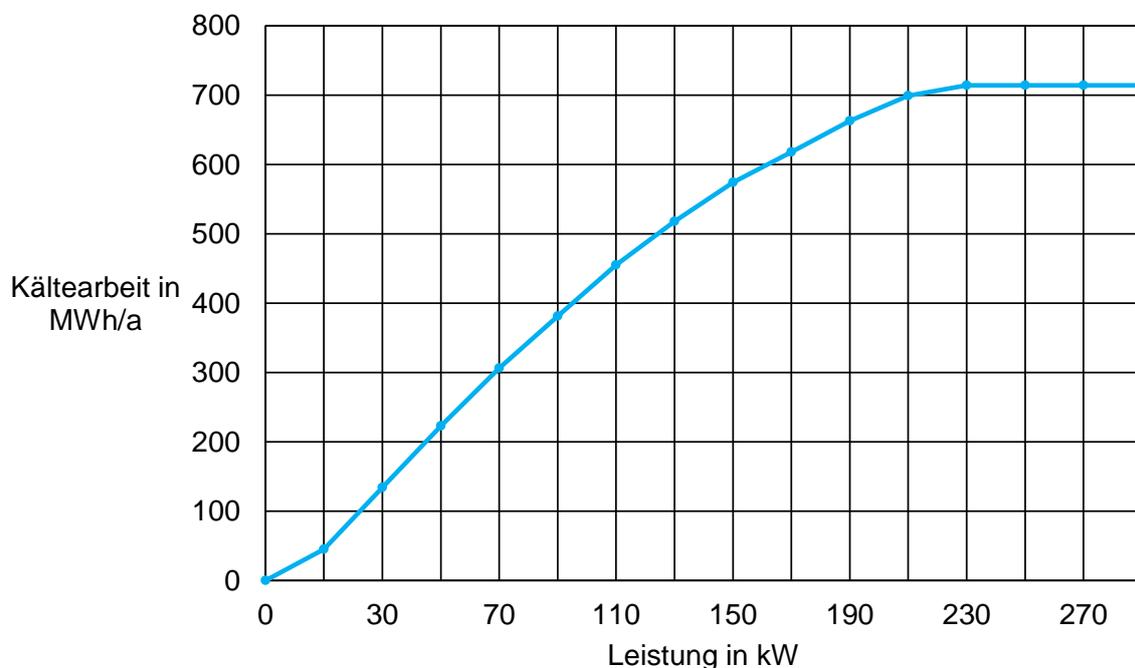


Abbildung 14: Kältearbeit in Abhängigkeit zur Kälteleistung

6 Energetische & Ökologische Betrachtung

6.1 Heutiger Betrieb

Der heutige Betrieb bildet die Grundlage für die energetische und ökologische Betrachtung. Der Wärmebedarf wird heute zu 100% von den Bestandskesseln abgedeckt. Dieser entspricht dem Wärmebedarf aus Abbildung 9. Das Gleiche gilt für den Strom, er wird zu 100% aus dem Versorgungsnetz der Stadtwerke-Norderstedt bezogen. Er ist in Abbildung 10 dargestellt.

6.2 Erneuerung der Bestandsanlage

Durch die dezentrale Erneuerung der Bestandsanlage verändert sich der Wärme- und Strombedarf nicht. Der Wärmebedarf ist in Abbildung 9 dargestellt. Der Strombedarf ist in Abbildung 10 dargestellt.

6.3 Variante 1 – Ein Modul KWK

Bei der Variante 1 wird das Jenbacher BHKW aus Tabelle 12 untersucht. Durch die zentrale Aufstellung des BHKW müssen Fernwärmetrassen für die Versorgung der anliegenden Gebäude verlegt werden. In der Anlage 7 sind die Trassen in den Geländeplan eingezeichnet. Die Leitungen haben eine Länge von 890 Metern und haben einen Wärmeverlust von rund 30 W/m (Wärmeverlust von Isoplus-Doppelrohr zwischen DN100 und DN125 siehe Anlage 8). Der sich dadurch geänderte Jahreswärmebedarf ist in der Tabelle 13 dargestellt.

Tabelle 13: Wärmebedarf mit Fernwärmeverlusten

	Jahreswärmebedarf		Verluste MWh	Jahreswärmebedarf	
	%	MWh		%	MWh
Jan	14,7%	1.116	19	14,5%	1.135
Feb	12,6%	962	19	12,5%	981
Mär	11,7%	889	19	11,6%	909
Apr	9,4%	718	19	9,4%	738
Mai	5,5%	421	19	5,6%	440
Jun	4,1%	309	19	4,2%	328
Jul	3,5%	265	19	3,6%	284
Aug	3,2%	246	19	3,4%	265
Sep	4,4%	338	19	4,6%	357
Okt	7,6%	577	19	7,6%	596
Nov	10,2%	775	19	10,1%	795
Dez	13,1%	997	19	13,0%	1.017
Summe					
Prozent	100,0%	7.613	234	100,0%	7.847
		97%	3%		100%

Das BHKW deckt einen Großteil des Jahreswärmebedarfs ab. Für die Berechnung der Wärmebedarfsdeckung in Abbildung 15 wurde eine technische Verfügbarkeit der Module von 90% angenommen, um Wartungsarbeiten und ggf. Reparaturen zu berücksichtigen. Das BHKW stellt 71% der benötigten Wärme zur Verfügung. Das entspricht einer Jahreswärmemenge von 5.602 MWh/a.

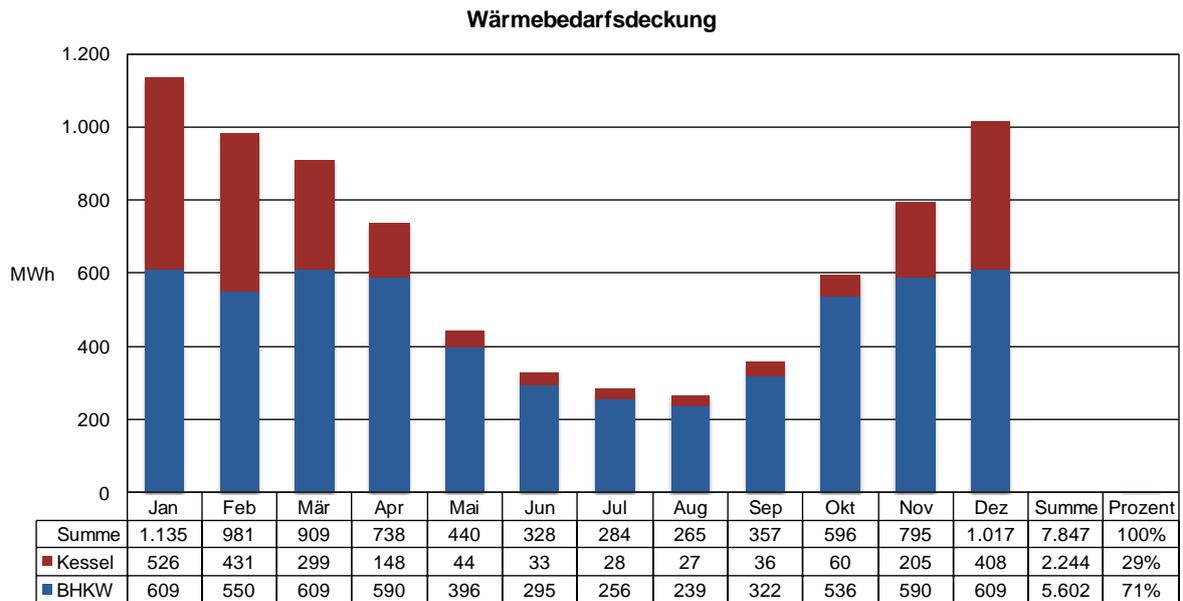


Abbildung 15: Wärmebedarfsdeckung - Variante 1

Das BHKW erzeugt nur Strom wenn der Motor läuft, deshalb kann in den Sommermonaten aufgrund des niedrigen Wärmebedarfs weniger Strom erzeugt werden, als im Winter. In der Abbildung 16 ist die monatliche Strombedarfsdeckung abgebildet.

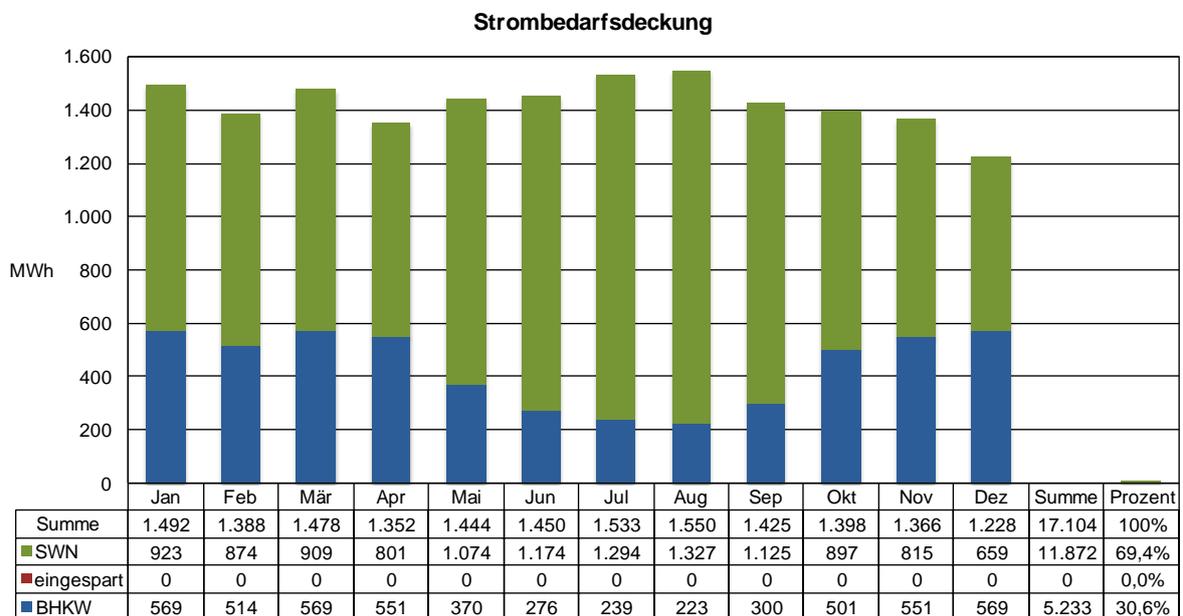


Abbildung 16: Strombedarfsdeckung - Variante 1

Durch den Einsatz des BHKW wird 30,6% des Strombedarfs durch Eigenproduktion gedeckt. Das entspricht 5.233 MWh Strom. Die restlichen 69,4% werden aus dem Versorgungsnetz der Stadtwerke Norderstedt bezogen. In der Tabelle 15 ist die

Jahresenergiebilanz aufgezeigt, die die erzeugten Energien zusammenfasst. Bei dieser Variante würde das BHKW eine Laufzeit von 6.156 Jahresvolllaststunden erreichen. Der Eigenbedarf an elektrischer Energie wird nach Herstellerangaben für alle BHKW mit 1% der Wärmearbeit festgelegt. Die Einspeisung von elektrischer Energie in das öffentliche Netz ist minimal und wurde überschlägig mit einem selbst geschriebenen Excel-Programm berechnet. In dem Programm wird der stündliche Wärmebedarf (Werte aus dem Jahr 2012) mit der erzeugten Wärme vom BHKW verglichen. Wird mehr Wärme erzeugt, so wird die überschüssige Wärme in einem Speicher gespeichert. Sollte der Speicher voll sein und kein Wärmebedarf vorliegen, so schaltet das BHKW aus. Der während des Betriebes erzeugte Strom wird mit dem stündlichen Strombedarf verglichen. Entweder wird der erzeugte Strom selbst verbraucht (Strombedarf > Stromproduktion) oder in das öffentliche Netz eingespeist (Strombedarf < Stromproduktion). Diese Betrachtung erfolgt für 8.760 Stunden. Der eingespeiste Strom wird ins Verhältnis zum erzeugten Strom gesetzt. Das Ergebnis ergibt, dass 0,01% der Bruttoerzeugung in das öffentliche Netz eingespeist werden. In der Tabelle 14 ist ein Ausschnitt des Programms zu erkennen.

Tabelle 14: Programm zur Bestimmung des eingespeisten Stroms

Monat	Datum	Zeit	Wärmebedarf	Strombedarf	erzeugte Wärme	Speicherfüllung	erzeugter Strom	selbstverbraucher Strom	eingespeister Strom
			kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Sep 12	01.09.2012	00:00	496	1.784	910	414	889	889	0
	01.09.2012	01:00	432	1.680	910	892	889	889	0
	01.09.2012	02:00	423	1.476	910	1.379	889	889	0
	01.09.2012	03:00	368	1.421	0	1.011	0	0	0
	01.09.2012	04:00	394	1.413	0	617	0	0	0
	01.09.2012	05:00	362	1.446	0	255	0	0	0
	01.09.2012	06:00	339	1.659	910	826	889	889	0
	01.09.2012	07:00	348	1.698	910	1.388	889	889	0
	01.09.2012	08:00	358	1.769	0	1.030	0	0	0
	01.09.2012	09:00	304	1.745	0	726	0	0	0
	01.09.2012	10:00	302	1.803	0	424	0	0	0
	01.09.2012	11:00	334	1.772	0	90	0	0	0
	01.09.2012	12:00	302	1.771	910	698	889	889	0
	01.09.2012	13:00	277	1.712	910	1.330	889	889	0
	01.09.2012	14:00	400	1.699	0	931	0	0	0
	01.09.2012	15:00	404	1.694	0	527	0	0	0
	01.09.2012	16:00	459	1.630	0	68	0	0	0
	01.09.2012	17:00	505	1.534	910	473	889	889	0
	01.09.2012	18:00	505	1.468	910	877	889	889	0
	01.09.2012	19:00	519	1.459	910	1.268	889	889	0
	01.09.2012	20:00	523	1.425	0	745	0	0	0
	01.09.2012	21:00	484	1.376	0	261	0	0	0
	01.09.2012	22:00	543	1.360	910	628	889	889	0
	01.09.2012	23:00	571	1.352	910	968	889	889	0

Tabelle 15: Jahresenergiebilanz - Variante 1

	[MWh/a]	[%]
Jahreswärmebedarf Q_h	7.613	
Verluste Q_v (Fernwärmeleitung)	234	
Gesamtjahreswärmebedarf $Q_{h,ges}$	7.847	
Gesamtjahreswärmearbeit $Q_{h,ges}$		
Gesamtjahreswärmearbeit $Q_{h,ges}$	7.847	100%
Anteil Kessel $Q_{h,Kessel}$	2.244	29%
Anteil BHKW $Q_{h,BHKW}$	5.602	71%
Brennstoffbedarf		
Kessel (H_i)	2.388	16,3%
BHKW (H_i)	12.226	83,7%
Gesamt (H_i)	14.614	
Gesamt (H_s)	16.075	
Betriebszeit BHKW in Vh		
Betriebszeit BHKW in Vh	6.156	
Gesamtjahreskältearbeit Q_o		
Gesamtjahreskältearbeit Q_o	1.200	
Anteil Absorber $Q_{o,Absorber}$	0	
Anteil Kompressionskälte $Q_{o,Kompr}$	1.200	
Elektroerzeugung		
Gesamterzeugung	5.233	
Eigenbedarf Heizwerk	78	1% von Q_h
Nettoerzeugung	5.154	
eingespeist	0,523	0,01% v. Bruttoerz.

6.4 Variante 2 – Zwei Module KWK

Die Variante 2 beinhaltet die Untersuchung der zwei Sokratherm BHKW aus Tabelle 12. Der Wärmebedarf bleibt gegenüber dem ersten Modell unverändert und ist in Tabelle 13 dargestellt. Durch die etwas größere Wärmeleistung der beiden Sokratherm BHKW (1.076 kW), ergibt sich eine Änderung bei der Wärmebedarfsdeckung. Durch die größere Wärmeleistung kann in den Wintermonaten mehr Wärme durch die BHKW bereitgestellt werden. Der Anteil der, durch das BHKW, erzeugten Wärme erhöht sich auf 79%. Das entspricht einer Wärmemenge von 6.218 MWh. Die restlichen 21% (1.629 MWh) werden von den Kesseln bereitgestellt.

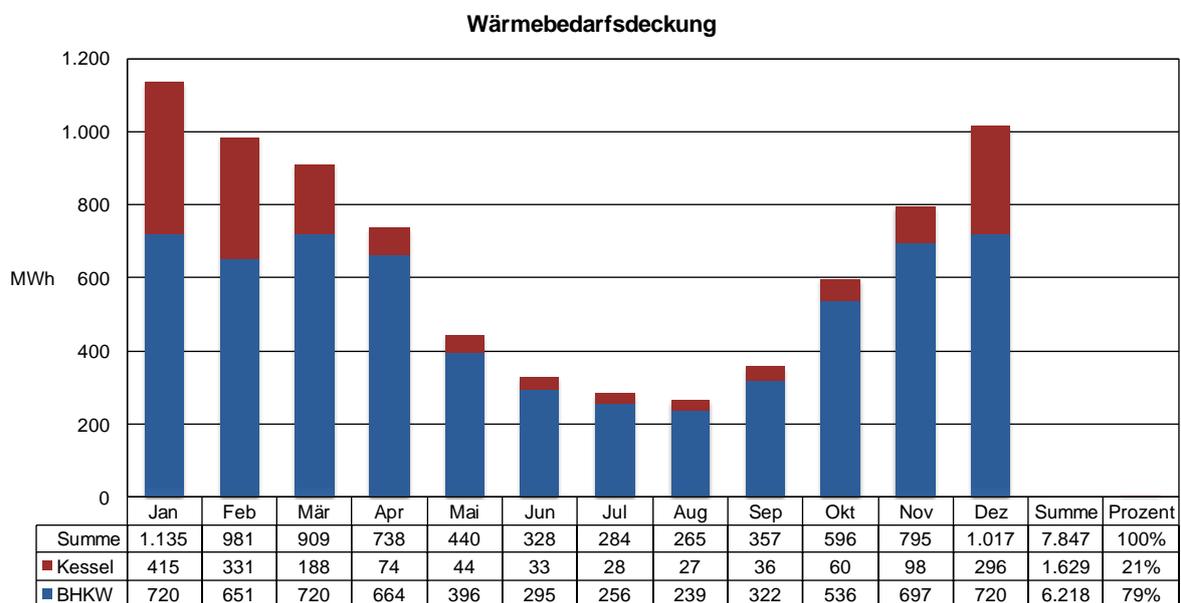


Abbildung 17: Wärmebedarfsdeckung – Variante 2

Die Sokratherm BHKW haben einen geringeren elektrischen Wirkungsgrad und eine geringer elektrische Leistung, daher ist der Anteil des selbst erzeugten Stroms niedriger als in Variante 1. In der Abbildung 18 ist die Strombedarfsdeckung dargestellt. Bei dieser Variante decken die BHKW 27,4 % des Strombedarfs. Das entspricht 4.681 MWh Strom. Über die Stadtwerke Norderstedt werden 72,6 % (12.424 MWh) bezogen.

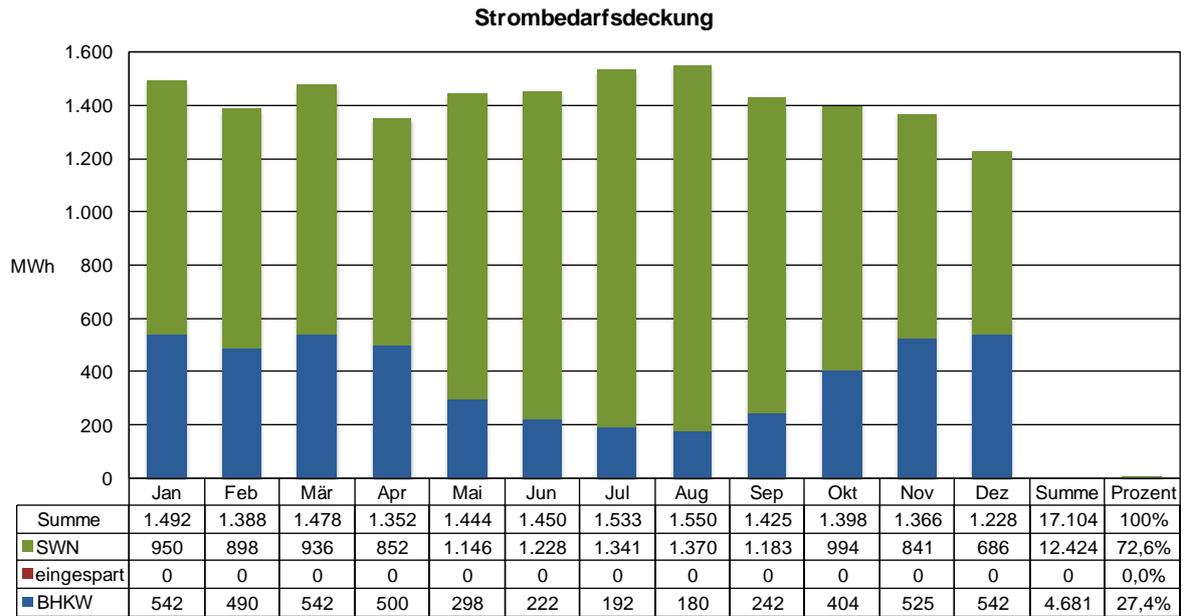


Abbildung 18: Strombedarfsdeckung – Variante 2

Die Jahresenergiebilanz für die Variante 2 ist in der Tabelle 16 dargestellt und wurde entsprechend Variante 1 erstellt. Die Sokratherm BHKW kommen auf 5.779 Volllaststunden.

Tabelle 16: Jahresenergiebilanz - Variante 2

	[MWh/a]	[%]
Jahreswärmebedarf Q_h	7.613	
Verluste Q_v (Fernwärmeleitung)	234	
Gesamtjahreswärmebedarf $Q_{h,ges}$	7.847	
Gesamtjahreswärmearbeit $Q_{h,ges}$	7.847	100%
Anteil Kessel $Q_{h,Kessel}$	1.629	21%
Anteil BHKW $Q_{h,BHKW}$	6.218	79%
Brennstoffbedarf		
Kessel (H_i)	1.733	12,5%
BHKW (H_i)	12.078	87,5%
Gesamt (H_i)	13.810	
Gesamt (H_s)	15.191	
Betriebszeit BHKW in Vh	5.779	
Gesamtjahreskältearbeit Q_o	1.200	
Anteil Absorber $Q_{o,Absorber}$	0	
Anteil Kompressionskälte $Q_{o,Kompr}$	1.200	
Elektroerzeugung		
Gesamterzeugung	4.681	
Eigenbedarf Heizwerk	1% von Q_h	78
Nettoerzeugung		4.602
eingespeist	0,01% v. Bruttoerz.	0,468

6.5 Variante 3 – Ein Modul KWKK

Für die Variante 3 wird das Jenbacher BHKW in Kombination mit der AKM aus der Anlage 6 untersucht. Durch den Einsatz der Kältemaschine erhöht sich der Wärmebedarf auf 8.970 MWh/a. Vergleicht man Abbildung 15 mit Abbildung 19, so kann man deutlich erkennen, dass durch die Kältemaschine insbesondere der Wärmebedarf in den Sommermonaten angehoben wird. Das führt zu einem gleichmäßigeren Jahreswärmebedarfsverlauf. Es wird 73% der Wärme vom BHKW bereitgestellt. Die restlichen 27% werden von den Kesseln abgedeckt.

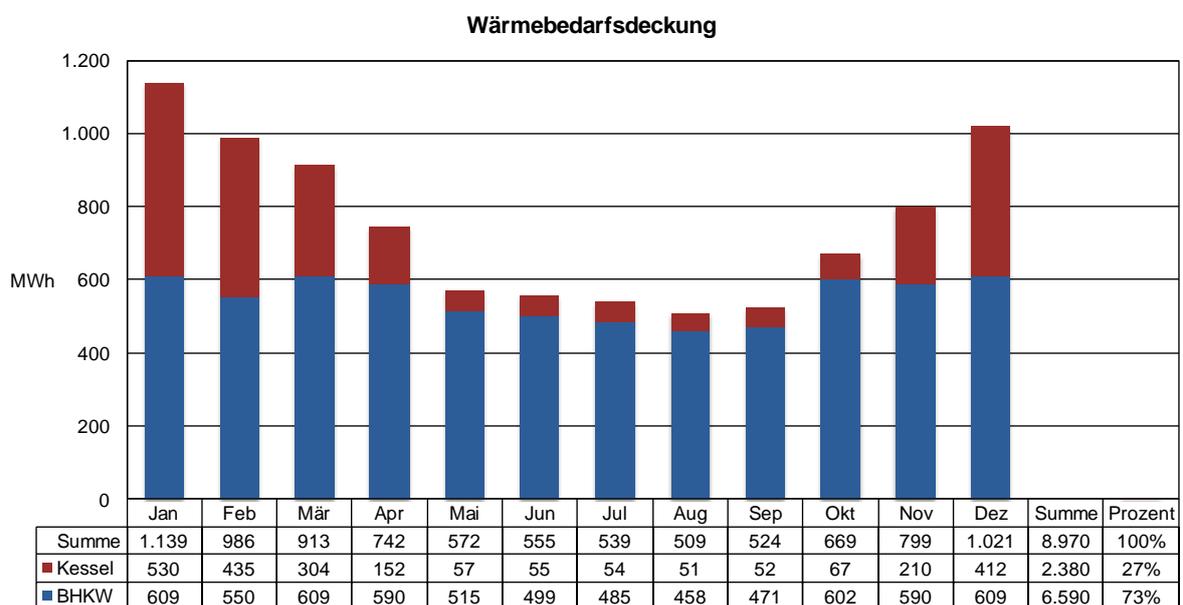


Abbildung 19: Wärmebedarfsdeckung – Variante 3

Durch den Einsatz der AKM wird Strom eingespart, da ein Teil der Kälte nicht mehr durch die Kompressionskältemaschine bereitgestellt werden muss. Es ergibt sich bei dieser Variante eine Stromeinsparung von 1,1% (181 MWh). Das BHKW deckt 36% des Strombedarfs ab. Das entspricht 6.155 MWh. 63% (10.768 MWh) des Strombedarfs wird über die Stadtwerke Norderstedt bezogen. In Abbildung 20 ist der Sachverhalt dargestellt.

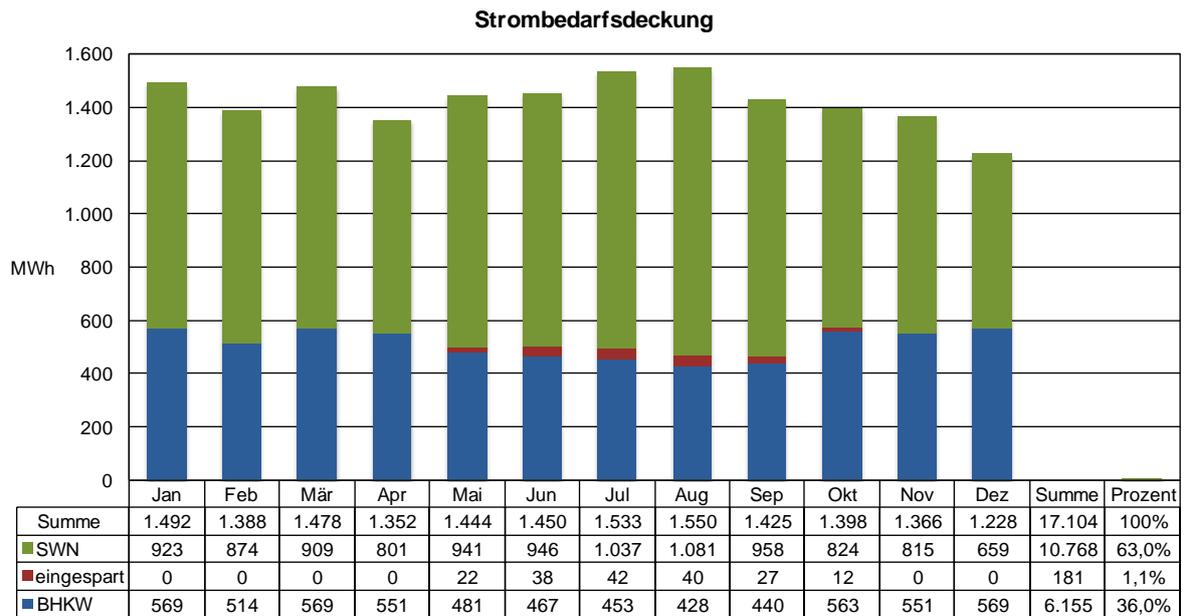


Abbildung 20: Strombedarfsdeckung - Variante 3

Durch den Einsatz der AKM soll die Laufzeit des BHKW erhöht werden (s. Kapitel 3.1.3). Durch die Integration der Kältemaschine kommt das BHKW bei der Variante 3 auf 7.241 Volllaststunden (s. Tabelle 17). Das entspricht, im Vergleich zur Variante 1, einer Steigerung von ungefähr 1.000 Betriebsstunden. Die AKM erzeugt 59,5% des Jahreskältebedarfs. Das entspricht einer 714 MWh Kälte. Die restlichen 40,5% (486 MWh) werden von den bereits vorhandenen zentralen Kompressionskältemaschinen erzeugt. Die Jahresenergiebilanz für dieses Betriebsmodell ist in Tabelle 17 dargestellt.

Tabelle 17: Jahresenergiebilanz Variante 3

	[MWh/a]	[%]
Jahreswärmebedarf Q_h	8.683	
Verluste Q_v (Fernwärmeleitung)	286	
Gesamtjahreswärmebedarf $Q_{h,ges}$	8.970	
Gesamtjahreswärmearbeit $Q_{h,ges}$	8.970	100%
Anteil Kessel $Q_{h,Kessel}$	2.380	27%
Anteil BHKW $Q_{h,BHKW}$	6.590	73%
Brennstoffbedarf		
Kessel (H_i)	2.532	15,0%
BHKW (H_i)	14.381	85,0%
Gesamt (H_i)	16.913	
Gesamt (H_s)	18.605	
Betriebszeit BHKW in Vh	7.241	
Gesamtjahreskältearbeit Q_o	1.200	
Anteil Absorber $Q_{o,Absorber}$	714	59,5%
Anteil Kompressionskälte $Q_{o,Kompr}$	486	40,5%
Elektroerzeugung		
Gesamterzeugung	6.155	
Eigenbedarf Heizwerk	1% von Q_h	90
Nettoerzeugung		6.065
eingespeist	0,01% v. Bruttoerz.	0,616

6.6 Variante 4 – Zwei Module KWKK

Diese Variante beinhaltet die Untersuchung der Sokratherm BHKW aus Tabelle 12 in Kombination mit der AKM aus Anlage 6. Der Anteil der erzeugten Wärme vom BHKW beträgt bei diesem Betriebsmodell 80%. Das entspricht einer Wärmemenge von 7.279 MWh. Die zusätzlich installierten Kessel decken 20% (1.768 MWh) des Wärmebedarfs. In der Abbildung 21 ist die Wärmebedarfsdeckung dargestellt.

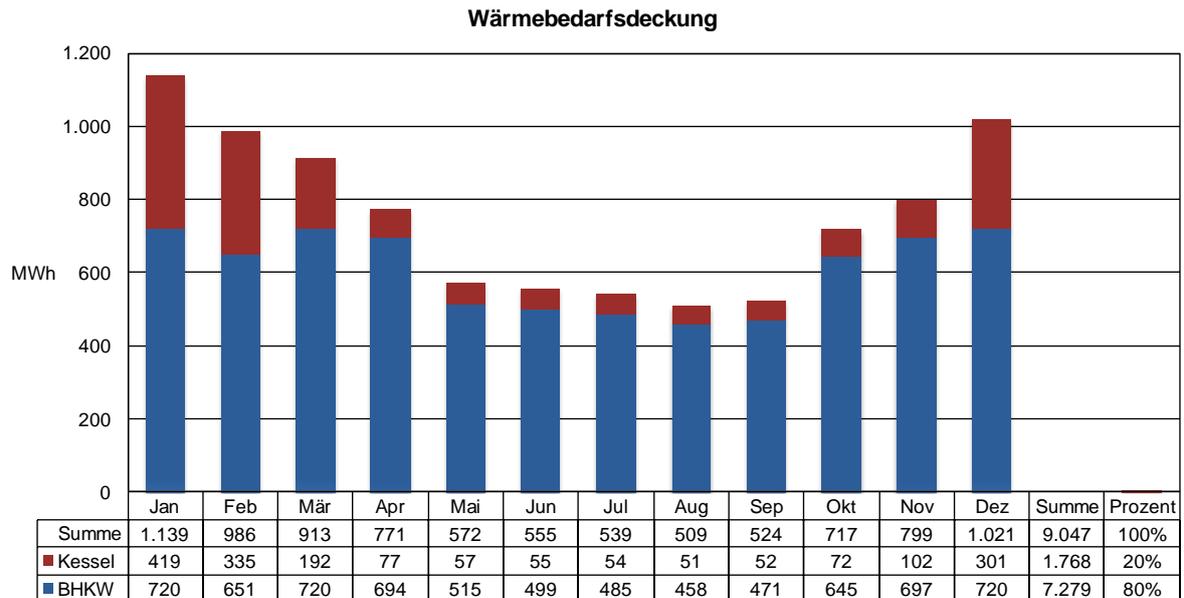


Abbildung 21: Wärmebedarfsdeckung - Variante 4

In der Abbildung 22 ist die Strombedarfsdeckung der Variante 4 dargestellt. Das BHKW deckt 32% (5.479 MWh) des Bedarfs. Durch den Einsatz der AKM wird 1,1% (194 MWh) Strom eingespart. 66,8% (11.431 MWh) des Strombedarfs wird aus dem Netz der Stadtwerke Norderstedt bezogen.

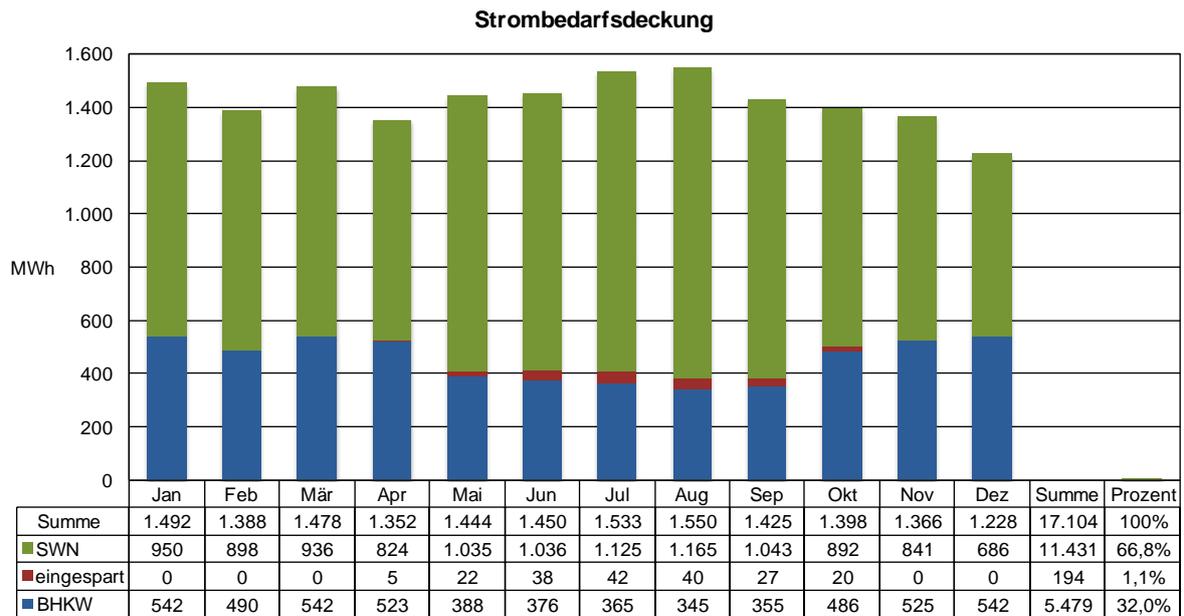


Abbildung 22: Strombedarfsdeckung - Variante 4

Durch den Einsatz der AKM erreichen die Sokratherm Module eine Betriebszeit von 6.764 Volllaststunden. In der Tabelle 18 ist die Jahresenergiebilanz für die vierte Variante dargestellt.

Tabelle 18: Jahresenergiebilanz Variante 4

	[MWh/a]	[%]
Jahreswärmebedarf Q_h	8.760	
Verluste Q_v (Fernwärmeleitung)	286	
Gesamtjahreswärmebedarf $Q_{h,ges}$	9.047	
Gesamtjahreswärmearbeit $Q_{h,ges}$	9.047	100%
Anteil Kessel $Q_{h,Kessel}$	1.768	20%
Anteil BHKW $Q_{h,BHKW}$	7.279	80%
Brennstoffbedarf		
Kessel (H_i)	1.881	11,7%
BHKW (H_i)	14.138	88,3%
Gesamt (H_i)	16.019	
Gesamt (H_s)	17.621	
Betriebszeit BHKW in Vh	6.764	
Gesamtjahreskältearbeit Q_o	1.200	
Anteil Absorber $Q_{o,Absorber}$	765	63,8%
Anteil Kompressionskälte $Q_{o,Kompr}$	435	36,2%
Elektroerzeugung		
Gesamterzeugung	5.479	
Eigenbedarf Heizwerk	1% von Q_h	90
Nettoerzeugung	5.389	
eingespeist	0,01% v. Bruttoerz.	0,548

6.7 CO₂-Emission

Der Gesamtbetrag der CO₂-Emission setzt sich aus einem Anteil Emission-Gas und einem Anteil Emission-Strom zusammen. Die CO₂-Einsparung spielt eine entscheidende Rolle bei der Auswahl einer Anlagenvariante. Um die verschiedenen Varianten in Bezug auf ihre CO₂-Einsparung zu vergleichen, wird als Referenz die CO₂-Emission des heutigen Kesselbetriebs sowie die Emission durch den fremd bezogenen Strom berechnet. Für die Berechnung werden sogenannte CO₂-Äquivalente (Emissionsfaktoren) aus der Datenbank „GEMIS, Version 4.9“ verwendet. Die Datenbank wird vom „Institut Wohnen und Umwelt“ (kurz: IWU) bereitgestellt. Die Äquivalente berücksichtigen sämtliche Vorketten, wie zum Beispiel die Förderung, Aufbereitung und Transport der Energieträger. In der Tabelle 19 ist die CO₂-Emission bzw. Einsparung der jeweiligen Varianten dargestellt. Der Berechnung sind folgende Formeln zugrunde gelegt:

$$m_{CO_2} = m_{gas} + m_{strom} \quad (8)$$

$$m_{gas} = \left(E_{kessel,gas} (H_i) + E_{bhkw,gas} (H_i) \right) \cdot EF_{gas} \quad (9)$$

$$m_{strom} = E_{strom,fremd} \cdot EF_{strom} \quad (10)$$

Tabelle 19: CO₂-Einsparung

Betriebsmodell		Heute	Kessel neu	Variante 1 1 Modul KWK	Variante 2 2 Module KWK	Variante 3 1 Modul KWKK	Variante 4 2 Module KWKK
Elektroarbeit Fremdbezug	[MWh/a]	17.104	17.104	11.872	12.424	10.768	11.431
Elektroarbeit, netto BHKW	[MWh/a]	-	-	5.154	4.602	6.065	5.389
Elektroarbeit Einspeisung	[MWh/a]	-	-	0,5233	0,4681	0,6155	0,5479
Brennstoffarbeit H _i	[MWh/a]	8.956	8.138	14.614	13.810	16.913	16.019
CO ₂ -Emissionsfaktor Strom	[g/kWh]	606	606	606	606	606	606
CO ₂ -Emission Strom	[t/a]	10.365	10.365	7.194	7.528	6.525	6.927
CO ₂ -Emissionsfaktor Gas	[g/kWh]	247	247	247	247	247	247
CO ₂ -Emission Gas	[t/a]	2.212	2.010	3.610	3.411	4.178	3.957
CO₂-Emission gesamt	[t/a]	12.577	12.375	10.803	10.939	10.703	10.884
CO₂-Einsparung	[t/a]	-	202	1.774	1.638	1.874	1.693
Prozent			1,6%	14,1%	13,0%	14,9%	13,5%

Durch die Erneuerung der Kesselanlagen verbessert sich der Nutzungsgrad der Anlage von 85% auf geschätzte 94%. Aus der Nutzungsgradsteigerung folgt eine geringere Brennstoffarbeit mit einhergehender CO₂-Einsparung von 202 t/a (1,6 %).

Der thermische Wirkungsgrad des BHKW ist deutlich geringer als der eines herkömmlichen Gaskessels. Aus diesem Grund steigt, beim Einsatz des BHKW, der Brennstoffbedarf für den Betreiber stark an. Die Folge ist eine Erhöhung der CO₂-Emission Gas. Die eigentliche CO₂-Einsparung erfolgt über den eingesparten Strom, der nicht mehr aus dem öffentlichen Netz bezogen wird, sondern in einem hocheffizienten BHKW selbst erzeugt wird. Der Übersicht halber ist die CO₂-Einsparung in Abbildung 23 noch einmal grafisch veranschaulicht.

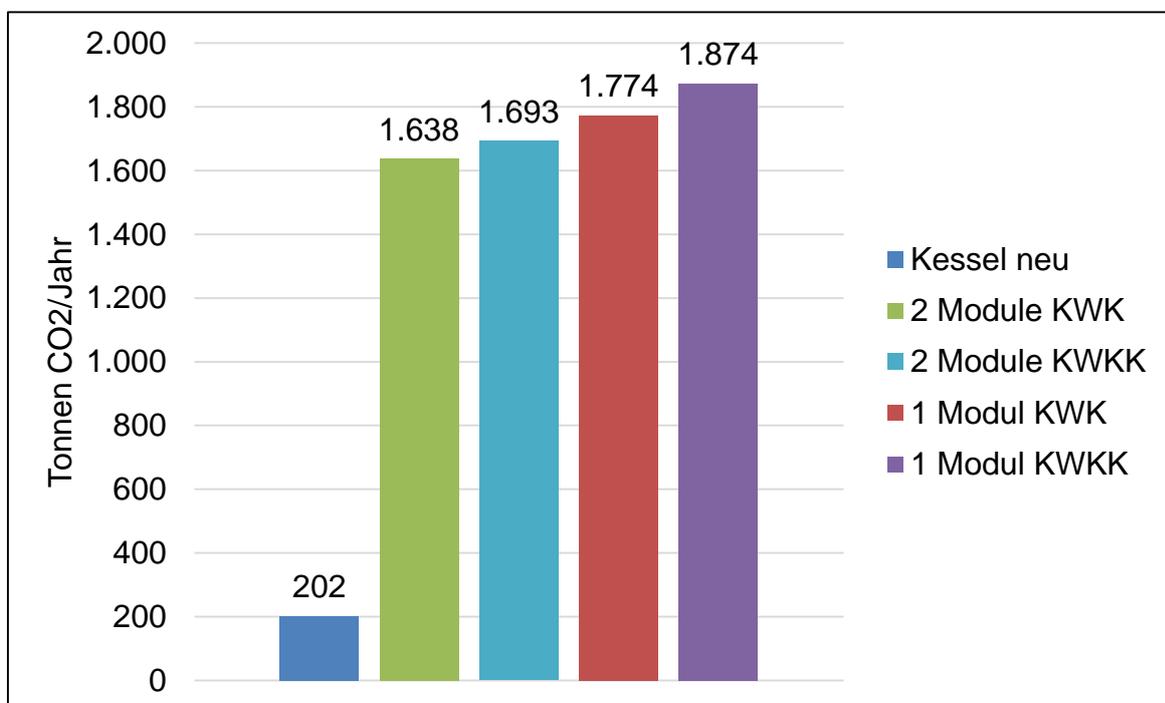


Abbildung 23: CO₂-Einsparung

7 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung nach der Annuitätsmethode

7.1 Einleitung

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung dient zur Beurteilung von Investitionen und kann mit verschiedenen Verfahren bestimmt werden. In diesem Fall wird die Wirtschaftlichkeit nach der Annuitätsmethode nach VDI 2067 bestimmt. Die Annuitätsmethode ist ein dynamisches Verfahren der Investitionsrechnung. Bei Annuitäten handelt es sich um regelmäßige jährliche Beträge während eines Betrachtungszeitraums. Die Zahlungen setzen sich aus Auszahlungen (Kosten) und Einzahlungen (Erlösen) zusammen.

Kosten

- *Kapitalgebundene Kosten (Investitionen für Anlagen, Anschlusskosten, ...)*
- *Bedarfsgebundene Kosten (Energiekosten, Kosten für Betriebsstoffe, ...)*
- *Betriebsgebundene Kosten (Wartungskosten, Instandhaltungskosten, ...)*
- *Sonstige Kosten (Planungskosten, Kosten für Versicherung, ...)*

Erlöse

- *Vergütungen*

7.2 Erneuerung der Bestandsanlage

Als Vergleichsmodell soll der heutige Betrieb dienen, wobei die Investitionen für die Erneuerung der Kesselanlagen mit einbezogen werden.

7.2.1 Kapitalgebundene Kosten

Mit Annuitäten wird der Kapitalwert einer Investition auf die Projektdauer verteilt. Es ist notwendig, vor der Berechnung einen Betrachtungszeitraum T festzulegen. Die Dauer kann zum Beispiel der Nutzungsdauer einer kapitalintensiven Investition entsprechen. In unserem Fall wird die Nutzungsdauer von einem Blockheizkraftwerk nach VDI 2067 verwendet.

$$T = 15 \text{ Jahre}$$

Die Annuität der kapitalgebundenen Kosten berechnet sich nach der VDI 2067 wie folgt:

$$A_{N,K} = (A_0 + A_1 + A_2 + \dots + A_N - R_W) \cdot a \quad (11)$$

Beispielhaft werden die Annuitäten anhand der Position 421 Schaltanlagen (s. Tabelle 20) berechnet. Die Investitionskosten betragen:

$$A_0 = 20.000\text{€}$$

Die Barwerte der Ersatzbeschaffungen berechnen sich mit

$$A_1 = A_0 \cdot \frac{r^{1 \cdot T_N}}{q^{1 \cdot T_N}}$$
$$A_n = A_0 \cdot \frac{r^{n \cdot T_N}}{q^{n \cdot T_N}} \quad (12)$$

mit

$T_N = 12$	Nutzungsdauer für Schaltanlage
$r = 1,03$	Preisänderungsfaktor für kapitalgebundene Kosten
$q = 1,06$	Zinsfaktor mit Johnson & Johnson Medical abgestimmt

Die Nutzungsdauer der Schaltanlage beträgt 12 Jahre und ist somit geringer als der Betrachtungszeitraum. Es wird davon ausgegangen, dass die Komponente während des Betrachtungszeitraums einmal ersetzt wird ($n=1$). Es ergibt sich somit folgender Barwert der Ersatzbeschaffung:

$$A_1 = 20.000\text{€} \cdot \frac{1,03^{1 \cdot 12}}{1,06^{1 \cdot 12}}$$

$$A_1 = 14.171\text{€}$$

Der Restwert R_W ermittelt sich mit der Formel:

$$R_W = A_0 \cdot r^{n \cdot T_N} \cdot \frac{(n+1) \cdot T_N - T}{T_N} \cdot \frac{1}{q^T} \quad (13)$$

$$R_W = 20.000\text{€} \cdot 1,03^{1 \cdot 12} \cdot \frac{(1+1) \cdot 12 - 15}{12} \cdot \frac{1}{1,06^{15}}$$

$$R_W = 6.323\text{€}$$

Der Annuitätsfaktor a berechnet sich mit der Formel

$$a = \frac{q - 1}{1 - q^{-T}} \quad (14)$$

$$a = \frac{1,06 - 1}{1 - 1,06^{-15}}$$

$$a = 0,103$$

Letztendlich ergibt sich nach der Formel (11) für die kapitalgebundenen Annuitäten:

$$A_{N,K} = (20.000\text{€} + 14.171\text{€} - 6.323\text{€}) \cdot 0,103$$

$$A_{N,K} = 2.867\text{€}$$

In der Tabelle 20 sind die Investitionen für die Erneuerung der Kesselanlagen dargestellt. Alle Investitionskosten wurden in Abstimmung mit ENERATIO ermittelt. Es handelt sich dabei um geschätzte Kosten, daher sind sie mit Unsicherheiten behaftet. Für die Erneuerung der Bestandsanlagen ergeben sich Investitionskosten von 662.000 €/a und eine jährliche kapitalgebundene Annuität von 61.765 €/a.

Tabelle 20: Kapitalgebundene Annuitäten - Kesselanlage

Position	Bezeichnung	T _N Jahre	A ₀ €	A ₁ €	R _W €	A _{N,K} €/Jahr
100	Baugrundstück	30	vorhanden			
200	Erschließung					0
300	Bauwerk (ohne optische Ansprüche)	20	0	0	0	0
400	Installationen					
420	Wärmeerzeugungsanlagen					
421	Wärmeerzeugungsanlagen					
	BHKW-Module	15	0	0	0	0
	Schaltanlagen, Regelung	12	20.000	14.171	6.323	2.867
	Kessel, Brenner	20	365.000	0	38.075	33.661
	Heizungstechnik, Armaturen, Rohre	20	40.000	0	4.173	3.689
	Heizungstechnik, dezentral	20	189.000	0	19.716	17.430
	Druckhaltung, Wasseraufbereitung	20	0	0	0	0
	Schmierölver- und entsorgung	20	0	0	0	0
	Speicher	20	0	0	0	0
	Fernwärmepumpen	20	0	0	0	0
429	Schornstein	25	48.000	0	8.011	4.117
430	Lufttechnische Anlagen	15	0	0	0	0
	Absorber einschl. Einbindung	20	0	0	0	0
	Anbindetrasse	30	0	0	0	0
440	Starkstromanlagen					
441	MS-Schaltanlagen	15	0	0	0	0
441	MS-Kabel	15	0	0	0	0
443	NS-Schaltanlagen (NSHV einschl. Kabel)	15	0	0	0	0
444	NS-Installation (Kabel und Steckdosen)	15	0	0	0	0
	BMA, GWA, EMA	15	0	0	0	0
445	Beleuchtungsanlagen	15	0	0	0	0
224	Fernwärmetrasse	30	0	0	0	0
224	Fernwärmeübergabestationen	20	0	0	0	0
	Gasanschluß, MD, einschl. Regler	30	0	0	0	0
	Wasseranschluß	30	0	0	0	0
Summe			662.000	14.171	76.298	61.765

7.2.2 Bedarfsgebundene Kosten

Die bedarfsgebundenen Kosten setzen sich aus den Energiekosten für Wärme und Strom zusammen. Die Annuität der bedarfsgebundenen Kosten berechnet sich mit:

$$A_{N,y} = A_{V1} \cdot a \cdot b \quad (15)$$

Mit

$$\begin{aligned} A_{V1} &= Q_{3,Wärme} \cdot Preis_{Wärme} + Q_{3,Strom} \cdot Preis_{Strom} \\ &= E_{gas} \cdot Preis_{gas} + Q_{3,Strom} \cdot Preis_{Strom} \end{aligned} \quad (16)$$

Die Preise für Gas und Strom sind in den nachfolgenden Tabellen zusammengestellt.

Tabelle 21: Erdgaspreise

Arbeitspreis	ct/kWh	2,8600
Regelenergieumlage	ct/kWh	0,0800
Öko- und Erdgassteuer	ct/kWh	0,5500
Netzentgelt Wirkarbeit	ct/kWh	0,1772
Konzessionsabgaben	ct/kWh	0,0300
Netzentgelt Leistung	€/kW,a	7,6257
Σ Arbeitspreis	ct/kWh	3,6972
Σ Leistungspreis	€/kW,a	7,6257

Tabelle 22: Strompreise

Wirkarbeitsbezug	ct/kWh	4,981
EEG-Umlage	ct/kWh	6,240
Stromsteuer	ct/kWh	2,050
Befreiung Stromsteuer	ct/kWh	-0,513
Wirkarbeitsbezug	ct/kWh	0,600
KWK-Umlage	ct/kWh	0,060
Umlage Strom NEV	ct/kWh	0,050
Offshore-Umlage	ct/kWh	0,050
Konzessionsabgabe	ct/kWh	0,110
Abrechnungsleistung	€/kW,a	71,080
Σ Arbeitspreis	ct/kWh	13,628
Σ Leistungspreis	€/kW,a	71,080

Die Kosten für Erdgas und Strom setzen sich aus einem Arbeitsanteil und einem Leistungsanteil zusammen. Der Arbeitsanteil berechnet sich aus den verbrauchten Kilowattstunden multipliziert mit dem Arbeitspreis. Der Leistungsanteil berechnet sich aus der höchsten gemessenen Leistung, multipliziert mit dem Leistungspreis. Der Leistungspreis gehört zu den verbrauchsunabhängigen Kosten und wird vom Stromversorger für die Aufrechterhaltung der Umspannwerke oder der Verteilnetze erhoben. Im nachfolgenden sind die Brennstoffkosten und Elektrokosten aufgeführt. Beim Betrieb des BHKW wird die Öko- und Erdgassteuer eingespart, daher verringert sich der Arbeitspreis auf 3,15 ct/kWh. Beim reinen Kesselbetrieb mit der dezentralen Erneuerung der Heizungsanlagen, belaufen sich die Brennstoffkosten auf 352.700 €/a.

Tabelle 23: Brennstoffkosten - Kesselanlage

Brennstoffbedarf BHKW H _s	MWh/a	0
Erdgaspreis	ct/kWh	3,15
Brennstoffkosten BHKW	€/a	0
Brennstoffbedarf Kessel H _s	MWh/a	8.976
Erdgaspreis	ct/kWh	3,70
Brennstoffkosten Kessel	€/a	332.004
Brennstoffleistung	kW	2.712
Leistungspreis	€/kW,a	7,6257
Brennstoffkosten Leistung	€/a	20.680
Summe Brennstoffkosten	€/a	352.700

Für Strom entstehen Kosten in Höhe von 2.542.680 €/a.

Tabelle 24: Elektrokosten - Kesselanlage

Strombedarf	MWh/a	17.104
Leistungsbedarf	kW	2.979
Nettostromerzeugung	MWh/a	0
Bruttostromerzeugung	MWh/a	0
Reststrombedarf	MWh/a	17.104
Strompreis	ct/kWh	13,628
Kosten	€/a	2.330.933
Leistungspreis	€/kW,a	71,08
Kosten Leistung	€/a	211.747
Eigenerzeugter Strom		
70% der EEG -Umlage	€/a	0
Summe Elektrokosten	€/a	2.542.680

Um Preisänderungen während des Betrachtungszeitraumes zu beachten, wird ein preisdynamischer Barwertfaktor b berechnet.

$$b = \frac{1 - \left(\frac{r}{q}\right)^T}{q - r} \quad (17)$$

$$b = \frac{1 - \left(\frac{1,03}{1,06}\right)^{15}}{1,06 - 1,03}$$

$$b = 11,66$$

Die Bedarfsgebundenen Kosten belaufen sich zusammengefasst auf 3.477.176 €/a und sind in Tabelle 25 dargestellt.

Tabelle 25: Bedarfsgebundene Kosten - Kesselanlage

Brennstoffkosten	€/a	352.700
Elektrokosten	€/a	2.542.680
Gesamtsumme	€/a	2.895.380
Annuitätsfaktor		0,103
Preisdynamischer Barwertfaktor		11,664
Bedarfsgebundene $A_{N,V}$	€/a	3.477.176

7.2.3 Betriebsgebundene Kosten

Die betriebsgebundenen Kosten setzen sich aus den Bedienungs- und Wartungskosten zusammen. Für die Berechnung werden Wartungskosten von 700 €/a pro Kessel festgelegt. Auch betriebsgebundene Kosten unterliegen Änderungen, die unter anderem durch ein verändertes Lohnniveau hervorgerufen werden können. (VDI 2067, S. 19). Aus diesem Grund muss bei der Berechnung der preisdynamische Barwertfaktor berücksichtigt werden. Nach der untenstehenden Berechnung ergeben sich betriebsgebundenen Kosten von 8.407 €/a.

$$\begin{aligned} A_{N,B} &= A_{IN} \cdot a \cdot b && (18) \\ &= 10 \text{ Kessel} \cdot 700 \frac{\text{€}}{a \cdot \text{Kessel}} \cdot 0,103 \cdot 11,66 \\ &= 8.407 \frac{\text{€}}{a} \end{aligned}$$

7.2.4 Sonstige Kosten

Die sonstigen Kosten beinhalten Planungskosten, Maschineversicherungen etc. Die Planungskosten, Baunebenkosten, und Wagnis werden mit 30% der Investitionskosten bzw. 30% der kapitalgebundenen Annuitäten festgelegt. Daraus ergeben sich Kosten von 22.253 €/a, die in der Tabelle 26 nachzulesen sind.

$$A_{N,S} = A_{S1} \cdot a \cdot b \quad (19)$$

$$A_{N,S} = 0,3 \cdot 61.765\text{€} \cdot 0,103 \cdot 11,66$$

$$A_{N,S} = 22.253\text{€}$$

Tabelle 26: Sonstige Kosten - Kesselanlage

Maschinenversicherung 1% von Investitionskosten	€/a	0
Planungs-, Bauneben- und Regiekosten, Wagnis 30% von Investitionskosten	€/a	18.529
Summe A_{s,1}	€/a	18.529
Annuitätsfaktor		0,103
preisdynamischer Barwertfaktor		11,664
Sonstige Kosten A_{N,S}	€/a	22.253

7.2.5 Erlöse

Während des Kesselbetriebs werden keine Erlöse erzielt, da kein Strom produziert wird.

$$A_{N,E} = 0 \frac{\text{€}}{a}$$

7.2.6 Annuität der Jahresgesamtzahlungen

Die Annuität der Jahresgesamtzahlungen ist die Differenz aus den Erlösen und der Summe der Annuitäten der Kosten. Dieser Betrag muss jedes Jahr für die Anschaffung, die Instandsetzung, Wartung und den Betrieb der Anlage aufgewendet werden. Die Annuität der Jahresgesamtzahlung beträgt -3.569.600 €/a. Das Ergebnis ist in Tabelle 27 dargestellt.

$$A_N = A_{N,E} - (A_{N,K} + A_{N,V} + A_{N,B} + A_{N,S}) \quad (20)$$

Tabelle 27: Annuität der Jahresgesamtzahlung - Kesselanlage

Kapitalgebundene Kosten	$A_{N,K}$	€/a	61.765
Bedarfsgebunden Kosten	$A_{N,V}$	€/a	3.477.176
Betriebsgebundene Kosten	$A_{N,B}$	€/a	8.407
Sonstige Kosten	$A_{N,S}$	€/a	22.253
Erlöse	$A_{N,E}$	€/a	0
Summe (Annuität)	A_N	€/a	-3.569.600

7.3 Variante 1 – Ein Modul KWK

7.3.1 Kapitalgebundene Kosten

Die kapitalgebundenen Kosten berechnen sich analog nach Kapitel 7.2.1. Die größten Investitionskosten entstehen durch den Bau des neuen Maschinengebäudes, durch das BHKW-Modul, durch die neu zu verlegenden Fernwärmetrassen und durch die elektrische Anbindung. Insgesamt ergeben sich Investitionskosten von 2.676.600 €/a und eine kapitalgebundene Annuität von 278.884 €/a. Die Kosten sind in der Tabelle 28 aufgelistet.

Tabelle 28: Kapitalgebundene Annuitäten - Variante 1

Position	Bezeichnung	T _N Jahre	A ₀ €	A ₁ €	R _w €	A _{N,K} €/Jahr
100	Baugrundstück	30	vorhanden			
200	Erschließung					0
300	Bauwerk (ohne optische Ansprüche)	20	387.600	0	40.433	35.745
400	Installationen					
420	Wärmeerzeugungsanlagen					
421	Wärmeerzeugungsanlagen					
	BHKW-Module	15	430.000	279.537	181.723	54.345
	Schaltanlagen, Regelung	12	80.000	56.685	25.292	11.469
	Kessel, Brenner	20	250.000	0	26.079	23.056
	Heizungstechnik, Armaturen, Rohre	20	50.000	0	5.216	4.611
	Heizungstechnik, dezentral	20	189.000	0	19.716	17.430
	Druckhaltung, Wasseraufbereitung	20	20.000	0	2.086	1.844
	Schmierölver- und entsorgung	20	30.000	0	3.129	2.767
	Speicher	20	50.000	0	5.216	4.611
	Fernwärmepumpen	20	25.000	0	2.608	2.306
429	Schornstein	25	45.000	0	7.511	3.860
430	Lufotechnische Anlagen	15	35.000	22.753	14.791	4.423
	Absorber einschl. Einbindung	20	0	0	0	0
	Anbindetrasse	30	0	0	0	0
440	Starkstromanlagen					
441	MS-Schaltanlagen	15	223.000	144.969	94.242	28.184
441	MS-Kabel	15	192.000	124.816	81.141	24.266
443	NS-Schaltanlagen (NSHV einschl. Kabel)	15	44.000	28.604	18.595	5.561
444	NS-Installation (Kabel und Steckdosen)	15	20.000	13.002	8.452	2.528
	BMA, GWA, EMA	15	15.000	9.751	6.339	1.896
445	Beleuchtungsanlagen	15	20.000	13.002	8.452	2.528
224	Fernwärmetrasse	30	354.500	0	73.960	28.885
224	Fernwärmeübergabestationen	20	86.500	0	9.023	7.977
	Gasanschluß, MD, einschl. Regler	30	120.000	0	25.036	9.778
	Wasseranschluß	30	10.000	0	2.086	815
Summe			2.676.600	693.118	661.128	278.884

7.3.2 Bedarfsgebundene Kosten

Die bedarfsgebundenen Kosten berechnen sich nach Kapitel 7.2.2. Die Brennstoffkosten setzen sich aus einem Anteil BHKW und einem Anteil Kessel zusammen. Beim Betrieb des BHKW wird die Ökosteuer vermieden, deshalb verringert sich der Erdgaspreis um 0,55 ct/kWh. Die jährlichen Brennstoffkosten belaufen sich auf 551.200 €/a. In der Tabelle 29 sind die Brennstoffkosten aufgeführt.

Tabelle 29: Brennstoffkosten - Variante 1

Brennstoffbedarf BHKW H _s	MWh/a	13.486
Erdgaspreis	ct/kWh	3,15
Brennstoffkosten BHKW	€/a	424.650
Brennstoffbedarf Kessel H _s	MWh/a	2.633
Erdgaspreis	ct/kWh	3,70
Brennstoffkosten Kessel	€/a	97.410
Brennstoffleistung	kW	3.822
Leistungspreis	€/kW,a	7,6257
Brennstoffkosten Leistung	€/a	29.142
Summe Brennstoffkosten	€/a	551.200

Die Kosten für Strom verringern sich deutlich, da ca. 30% des Strombedarfs durch das BHKW gedeckt werden. Der maximale Leistungsbedarf verringert sich durch die Zentralisierung der Trafos auf 2.590 kW, da es zukünftig nur noch einen Zählpunkt gibt. Der selbsterzeugte Strom wird nach Kapitel 3.2.5 mit 70% der EEG-Umlage belastet. Die Elektrokosten sind in der Tabelle 30 zusammengefasst und betragen 2.030.525 €/a.

Tabelle 30: Elektrokosten - Variante 1

Strombedarf	MWh/a	17.104
Leistungsbedarf	kW	2.590
Nettostromerzeugung	MWh/a	5.154
Bruttostromerzeugung	MWh/a	5.233
Reststrombedarf	MWh/a	11.872
Strompreis	ct/kWh	13,628
Kosten	€/a	1.617.858
Leistungspreis	€/kW,a	71,08
Kosten Leistung	€/a	184.097
Eigenerzeugter Strom		
70% der EEG -Umlage	€/a	228.570
Summe Elektrokosten	€/a	2.030.525

In der Tabelle 31 sind die bedarfsgebundenen Kosten zusammengefasst. Es ergeben sich bedarfsgebundenen Kosten von 3.100.495 €/a.

Tabelle 31: Bedarfsgebundene Kosten - Variante 1

Brennstoffkosten	€/a	551.200
Elektrokosten	€/a	2.030.525
Gesamtsumme	€/a	2.581.725
Annuitätsfaktor		0,103
Preisdynamischer Barwertfaktor		11,664
Bedarfsgebundene $A_{N,V}$	€/a	3.100.495

7.3.3 Betriebsgebundene Kosten

Während des Betriebs des BHKW fallen abhängige und unabhängige Kosten für das Modul an. Bei den unabhängigen Kosten handelt es sich um die jährliche Wartung, die unabhängig davon, wie lange das Modul in Betrieb war, durchgeführt wird. Die Kosten wurden in Abstimmung mit ENERATIO festgelegt. Die betriebsgebundenen Kosten enthalten zusätzlich noch unabhängige Kosten für die Reserve-Spitzenlastkessel. Die Instandhaltung des Fernwärmenetzes verursacht Kosten, die mit 1% der Investitionskosten festgelegt wurden. Die sich ergebenden betriebsgebundenen Kosten betragen 86.107 €/a. Sie sind in der Tabelle 32 dargestellt.

Tabelle 32: Betriebsgebundene Kosten - Variante 1

BHKW		
unabhängige/Modul:	€/a	10.000
abhängige 10€/MWh _{el} :	€/a	52.328
Kesselanlage		
unabhängige Kosten	€/a	5.000
Fernwärmenetz		
1% der IK	€/a	4.410
Absorber		
Laufzeitunabhängige:	€/a	0
zusätzliche Wasserkosten	€/a	0
Summe	€/a	71.700
Annuitätsfaktor		0,103
Preisdynamischer Barwertfaktor		11,664
Betriebsgebundene A_{N,B}	€/a	86.107

7.3.4 Sonstige Kosten

Zu den Planungskosten kommt zusätzlich noch die Maschinenversicherung. Sie wird mit 1% der Investitionskosten bzw. 1% der kapitalgebundenen Annuitäten festgelegt. Die sonstigen Kosten sind in der Tabelle 33 aufgelistet. Sie belaufen sich auf 103.826 €/a.

Tabelle 33: Sonstige Kosten - Variante 1

Maschinenversicherung		
1% von Investitionskosten	€/a	2.789
Planungs-, Bauneben- und Regiekosten, Wagnis		
30% von Investitionskosten	€/a	83.665
Summe A_{S,1}	€/a	86.454
Annuitätsfaktor		0,103
preisdynamischer Barwertfaktor		11,664
Sonstige Kosten A_{N,S}	€/a	103.826

7.3.5 Erlöse

Die KWK-Vergütungen werden mit Hilfe der berechneten Betriebsstunden aus Kapitel 6.3 und den jeweiligen Vergütungssätzen für die verschiedenen Leistungsanteile aus Kapitel 3.2.2 berechnet. Dabei wird berücksichtigt, dass die KWK-Vergütung nur für 30.000 Betriebsstunden gezahlt wird. Nachfolgend wird der Erlös für das erste Betriebsmodell beispielhaft berechnet.

$$A_{N,E} = 152.800\text{€} \cdot \frac{30.000h}{6.156h} \cdot \frac{1}{15a}$$

$$A_{N,E} = 49.640 \frac{\text{€}}{a}$$

Tabelle 34: Erlöse - Variante 1

bis 50 kW	€/a	16.700
bis 250 kW	€/a	49.300
bis 2.000 kW	€/a	86.800
Summe	€/a	152.800
Summe $A_{N,E}$	€/a	49.640

7.3.6 Annuität der Jahresgesamtzahlungen

Die Annuität Jahresgesamtannuität wird entsprechend Kapitel 7.2.6 berechnet und beträgt -3.519.671 €/a. In der Tabelle 35 ist das Ergebnis dargestellt.

Tabelle 35: Annuität der Jahresgesamtzahlung - Variante 1

Kapitalgebundene Kosten	$A_{N,K}$	€/a	278.884
Bedarfsgebunden Kosten	$A_{N,V}$	€/a	3.100.495
Betriebsgebundene Kosten	$A_{N,B}$	€/a	86.107
Sonstige Kosten	$A_{N,S}$	€/a	103.826
Erlöse	$A_{N,E}$	€/a	49.640
Summe (Annuität)	A_N	€/a	-3.519.671

7.4 Variante 2 – Zwei Module KWK

7.4.1 Kapitalgebundene Kosten

Die kapitalgebundenen Kosten werden entsprechend Kapitel 7.2.1 berechnet und sind der Tabelle 36 zu entnehmen. Die jährliche Kosten liegen bei 323.350 €/a und sind somit deutlich höher als bei Variante 1. Hauptsächlich entstehen die höhere Investitionskosten durch den größeren Anschaffungspreis der BHKW. Außerdem muss das Gebäude vergrößert werden um zwei BHKW unterbringen zu können. Die Investitionskosten belaufen sich auf 3.072.800 €/a.

Tabelle 36: Kapitalgebundene Annuitäten - Variante 2

Position	Bezeichnung	T _N Jahre	A ₀ €	A ₁ €	R _w €	A _{N,K} €/Jahr
100	Baugrundstück	30	vorhanden			
200	Erschließung					0
300	Bauwerk (ohne optische Ansprüche)	20	550.800	0	57.457	50.796
400	Installationen					
420	Wärmeerzeugungsanlagen					
421	Wärmeerzeugungsanlagen					
	BHKW-Module	15	648.000	421.255	273.852	81.897
	Schaltanlagen, Regelung	12	80.000	56.685	25.292	11.469
	Kessel, Brenner	20	250.000	0	26.079	23.056
	Heizungstechnik, Armaturen, Rohre	20	60.000	0	6.259	5.533
	Heizungstechnik, dezentral	20	189.000	0	19.716	17.430
	Druckhaltung, Wasseraufbereitung	20	20.000	0	2.086	1.844
	Schmierölver- und entsorgung	20	30.000	0	3.129	2.767
	Speicher	20	35.000	0	3.651	3.228
	Fernwärmepumpen	20	25.000	0	2.608	2.306
429	Schornstein	25	50.000	0	8.345	4.289
430	Luftechnische Anlagen	15	30.000	19.503	12.678	3.792
	Absorber einschl. Einbindung	20	0	0	0	0
	Anbindetrasse	30	0	0	0	0
440	Starkstromanlagen					
441	MS-Schaltanlagen	15	203.000	131.967	85.790	25.656
441	MS-Kabel	15	192.000	124.816	81.141	24.266
443	NS-Schaltanlagen (NSHV einschl. Kabel)	15	84.000	54.607	35.499	10.616
444	NS-Installation (Kabel und Steckdosen)	15	20.000	13.002	8.452	2.528
	BMA, GWA, EMA	15	15.000	9.751	6.339	1.896
445	Beleuchtungsanlagen	15	20.000	13.002	8.452	2.528
224	Fernwärmetrasse	30	354.500	0	73.960	28.885
224	Fernwärmeübergabestationen	20	86.500	0	9.023	7.977
	Gasanschluß, MD, einschl. Regler	30	120.000	0	25.036	9.778
	Wasseranschluß	30	10.000	0	2.086	815
Summe			3.072.800	844.588	776.934	323.350

7.4.2 Bedarfsgebundene Kosten

Die Brennstoffkosten der Variante 2 sind in der Tabelle 37 aufgelistet und betragen 518.700 €/a.

Tabelle 37: Brennstoffkosten - Variante 2

Brennstoffbedarf BHKW H _s	MWh/a	13.322
Erdgaspreis	ct/kWh	3,15
Brennstoffkosten BHKW	€/a	419.484
Brennstoffbedarf Kessel H _s	MWh/a	1.911
Erdgaspreis	ct/kWh	3,70
Brennstoffkosten Kessel	€/a	70.686
Brennstoffleistung	kW	3.742
Leistungspreis	€/kW,a	7,6257
Brennstoffkosten Leistung	€/a	28.532
Summe Brennstoffkosten	€/a	518.700

Die Kosten für Strom sind in der Tabelle 38 aufgelistet und belaufen sich auf 2.081.633 €/a.

Tabelle 38: Elektrokosten - Variante 2

Strombedarf	MWh/a	17.104
Leistungsbedarf	kW	2.590
Nettostromerzeugung	MWh/a	4.602
Bruttostromerzeugung	MWh/a	4.681
Reststrombedarf	MWh/a	12.424
Strompreis	ct/kWh	13,628
Kosten	€/a	1.693.079
Leistungspreis	€/kW,a	71,08
Kosten Leistung	€/a	184.097
Eigenerzeugter Strom 70% der EEG -Umlage	€/a	204.457
Summe Elektrokosten	€/a	2.081.633

Insgesamt ergibt sich nach Tabelle 39 eine bedarfsgebundene Annuität von 3.122.842 €/a.

Tabelle 39: Bedarfsgebundene Kosten - Variante 2

Brennstoffkosten	€/a	518.700
Elektrokosten	€/a	2.081.633
Gesamtsumme	€/a	2.600.333
Annuitätsfaktor		0,103
Preisdynamischer Barwertfaktor		11,664
Bedarfsgebundene $A_{N,V}$	€/a	3.122.842

7.4.3 Betriebsgebundene Kosten

Die unabhängigen Kosten für die kleineren Sokratherm BHKW liegen bei 7.000 €/a. Ansonsten sind die betriebsgebundenen Kosten entsprechen Variante 1 berechnet worden. Sie belaufen sich auf 84.306 €/a und sind in Tabelle 40 aufgelistet.

Tabelle 40: Betriebsgebundene Kosten - Variante 2

BHKW		
unabhängige/Modul:	€/a	14.000
abhängige 10€/MWh _{el} :	€/a	46.808
Kesselanlage		
unabhängige Kosten	€/a	5.000
Fernwärmenetz		
1% der IK	€/a	4.410
Absorber		
Laufzeitunabhängige:	€/a	0
zusätzliche Wasserkosten	€/a	0
Summe	€/a	70.200
Annuitätsfaktor		0,103
Preisdynamischer Barwertfaktor		11,664
Betriebsgebundene $A_{N,B}$	€/a	84.306

7.4.4 Sonstige Kosten

Die sonstigen Kosten berechnen sich entsprechend Variante 1 und betragen 120.380 €/a. Sie sind in Tabelle 41 dargestellt.

Tabelle 41: Sonstige Kosten - Variante 2

Maschinenversicherung 1% von Investitionskosten	€/a	3.233
Planungs-, Bauneben- und Regiekosten, Wagnis 30% von Investitionskosten	€/a	97.005
Summe $A_{s,1}$	€/a	100.238
Annuitätsfaktor		0,103
preisdynamischer Barwertfaktor		11,664
Sonstige Kosten $A_{N,S}$	€/a	120.380

7.4.5 Erlöse

Die Erlöse werden mit den Betriebsstunden aus Kapitel 6.4 und den jeweiligen KWK-Vergütungssätzen für die verschiedenen Leistungsanteile aus Kapitel 3.2.2 entsprechend Variante 1 berechnet. Die Erlöse aus dem KWK-Bonus betragen 47.623 €/a und sind in Tabelle 42 dargestellt.

Tabelle 42: Erlöse - Variante 2

bis 50 kW	€/a	15.600
bis 250 kW	€/a	46.200
bis 2.000 kW	€/a	75.800
Summe	€/a	137.600
Summe $A_{N,E}$	€/a	47.623

7.4.6 Annuität der Jahresgesamtzahlungen

Die Annuität der Jahresgesamtzahlung berechnet sich entsprechend 7.2.6. Sie beträgt -3.603.256 €/a und ist in Tabelle 43 dargestellt.

Tabelle 43: Annuität der Jahresgesamtzahlung - Variante 2

Kapitalgebundene Kosten	$A_{N,K}$	€/a	323.350
Bedarfsgebunden Kosten	$A_{N,V}$	€/a	3.122.842
Betriebsgebundene Kosten	$A_{N,B}$	€/a	84.306
Sonstige Kosten	$A_{N,S}$	€/a	120.380
Erlöse	$A_{N,E}$	€/a	47.623
Summe (Annuität)	A_N	€/a	-3.603.256

7.5 Variante 3 – Ein Modul KWKK

7.5.1 Kapitalgebundene Kosten

Die kapitalgebundenen Kosten sind bei einer Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung deutlich höher, da die Investitionskosten für die Kältemaschine und die Kältetrassen dazu kommen. In der Tabelle 44 sind die kapitalgebundenen Kosten aufgezeigt. Insgesamt ergibt sich eine kapitalgebundene Annuität von 318.490 €/a und Investitionskosten von 3.100.000 €/a.

Tabelle 44: Kapitalgebundene Kosten - Variante 3

Position	Bezeichnung	T _N Jahre	A ₀ €	A ₁ €	R _W €	A _{N,K} €/Jahr
100	Baugrundstück	30	vorhanden			
200	Erschließung					0
300	Bauwerk (ohne optische Ansprüche)	20	456.000	0	47.568	42.053
400	Installationen					
420	Wärmeerzeugungsanlagen					
421	Wärmeerzeugungsanlagen					
	BHKW-Module	15	430.000	279.537	181.723	54.345
	Schaltanlagen, Regelung	12	100.000	70.856	31.615	14.337
	Kessel, Brenner	20	250.000	0	26.079	23.056
	Heizungstechnik, Armaturen, Rohre	20	50.000	0	5.216	4.611
	Heizungstechnik, dezentral	20	189.000	0	19.716	17.430
	Druckhaltung, Wasseraufbereitung	20	20.000	0	2.086	1.844
	Schmierölver- und entsorgung	20	30.000	0	3.129	2.767
	Speicher	20	50.000	0	5.216	4.611
	Fernwärmepumpen	20	25.000	0	2.608	2.306
429	Schornstein	25	45.000	0	7.511	3.860
430	Lufttechnische Anlagen	15	45.000	29.254	19.017	5.687
	Absorber einschl. Einbindung	20	250.000	0	26.079	23.056
	Anbindetrasse	30	75.000	0	15.647	6.111
440	Starkstromanlagen					
441	MS-Schaltanlagen	15	223.000	144.969	94.242	28.184
441	MS-Kabel	15	192.000	124.816	81.141	24.266
443	NS-Schaltanlagen (NSHV einschl. Kabel)	15	44.000	28.604	18.595	5.561
444	NS-Installation (Kabel und Steckdosen)	15	20.000	13.002	8.452	2.528
	BMA, GWA, EMA	15	15.000	9.751	6.339	1.896
445	Beleuchtungsanlagen	15	20.000	13.002	8.452	2.528
224	Fernwärmetrasse	30	354.500	0	73.960	28.885
224	Fernwärmeübergabestationen	20	86.500	0	9.023	7.977
	Gasanschluß, MD, einschl. Regler	30	120.000	0	25.036	9.778
	Wasseranschluß	30	10.000	0	2.086	815
Summe			3.100.000	713.790	720.539	318.490

7.5.2 Bedarfsgebundene Kosten

Die Brennstoffkosten steigen auf 631.900 €/a, da der Brennstoffbedarf durch den höheren Wärmebedarf im Sommer ansteigt. In der Tabelle 45 sind die Brennstoffkosten aufgeführt.

Tabelle 45: Brennstoffkosten - Variante 3

Brennstoffbedarf BHKW H _s	MWh/a	15.862
Erdgaspreis	ct/kWh	3,15
Brennstoffkosten BHKW	€/a	499.493
Brennstoffbedarf Kessel H _s	MWh/a	2.793
Erdgaspreis	ct/kWh	3,70
Brennstoffkosten Kessel	€/a	103.313
Brennstoffleistung	kW	3.822
Leistungspreis	€/kW,a	7,6257
Brennstoffkosten Leistung	€/a	29.142
Summe Brennstoffkosten	€/a	631.900

Die Elektrokosten sinken im Gegensatz zur reinen KWK, da durch den Einsatz der Kältemaschine mehr Strom für den Eigenbedarf produziert wird. Sie belaufen sich auf 1.920.477 €/a. In der Tabelle 46 sind die Elektrokosten aufgeführt.

Tabelle 46: Elektrokosten - Variante 3

Strombedarf	MWh/a	17.104
Leistungsbedarf	kW	2.590
Nettostromerzeugung	MWh/a	6.065
Bruttostromerzeugung	MWh/a	6.155
Reststrombedarf	MWh/a	10.768
Strompreis	ct/kWh	13,628
Kosten	€/a	1.467.526
Leistungspreis	€/kW,a	71,08
Kosten Leistung	€/a	184.097
Eigenerzeugter Strom 70% der EEG -Umlage	€/a	268.854
Summe Elektrokosten	€/a	1.920.477

Die Summe aus Brenn- und Elektrokosten belaufen sich nach der Tabelle 47 auf 3.065.250 €/a.

Tabelle 47: Bedarfsgebundene Kosten - Variante 3

Brennstoffkosten	€/a	631.900
Elektrokosten	€/a	1.920.477
Gesamtsumme	€/a	2.552.377
Annuitätsfaktor		0,103
Preisdynamischer Barwertfaktor		11,664
Bedarfsgebundene $A_{N,V}$	€/a	3.065.250

7.5.3 Betriebsgebundene Kosten

Der Absorber benötigt für den Betrieb Wasser. Durch den zusätzlichen Wasserverbrauch entstehen Kosten. Die sich ergebenden betriebsgebundenen Kosten belaufen sich auf 107.964 €/a und sind in der Tabelle 48 aufgeführt.

Tabelle 48: Betriebsgebundene Kosten - Variante 3

BHKW		
unabhängige/Modul:	€/a	10.000
abhängige 10€/MWh _{el} :	€/a	61.551
Kesselanlage		
unabhängige Kosten	€/a	5.000
Fernwärmenetz		
1% der IK	€/a	4.410
Absorber		
Laufzeitunabhängige:	€/a	3.000
zusätzliche Wasserkosten	€/a	5.924
Summe	€/a	89.900
Annuitätsfaktor		0,103
Preisdynamischer Barwertfaktor		11,664
Betriebsgebundene $A_{N,B}$	€/a	107.964

7.5.4 Sonstige Kosten

Die sonstigen Kosten werden entsprechend Kapitel 7.3.4 berechnet und sind in der nachfolgenden Tabelle 49 dargestellt.

Tabelle 49: Sonstige Kosten - Variante 3

Maschinenversicherung 1% von Investitionskosten	€/a	3.185
Planungs-, Bauneben- und Regiekosten, Wagnis 30% von Investitionskosten	€/a	95.547
Summe $A_{S,1}$	€/a	98.732
Annuitätsfaktor		0,103
preisdynamischer Barwertfaktor		11,664
Sonstige Kosten $A_{N,S}$	€/a	118.571

7.5.5 Erlöse

Durch die längere Laufzeit des BHKW wird mehr Strom erzeugt und somit ein größerer Erlös erzielt. Ansonsten berechnen sich die KWK-Erlöse nach Kapitel 7.3.5. Das Ergebnis von 49.604 €/a ist in der Tabelle 50 dargestellt.

Tabelle 50: Erlöse - Variante 3

bis 50 kW	€/a	19.600
bis 250 kW	€/a	57.900
bis 2.000 kW	€/a	102.100
Summe	€/a	179.600
Summe $A_{N,E}$	€/a	49.604

7.5.6 Annuität der Jahresgesamtzahlungen

Die Annuität der Jahresgesamtzahlung der vierten Varianten beträgt -3.560.671 €/a. Das Ergebnis ist in der Tabelle 51 aufgezeigt.

Tabelle 51: Annuität der Jahresgesamtzahlung - Variante 3

Kapitalgebundene Kosten	$A_{N,K}$	€/a	318.490
Bedarfsgebunden Kosten	$A_{N,V}$	€/a	3.065.250
Betriebsgebundene Kosten	$A_{N,B}$	€/a	107.964
Sonstige Kosten	$A_{N,S}$	€/a	118.571
Erlöse	$A_{N,E}$	€/a	49.604
Summe (Annuität)	A_N	€/a	-3.560.671

7.6 Variante 4 – Zwei Module KWKK

7.6.1 Kapitalgebundene Kosten

Die Kapitalkosten sind in der Tabelle 52 dargestellt und wurden entsprechend Kapitel 7.2.1 berechnet. Bei dieser Variante fallen die größten Investitionskosten und Kapitalkosten an. Die Investitionskosten betragen 3.525.000 €/a, die kapitalgebundenen Kosten 365.612 €/a.

Tabelle 52: Kapitalgebundene Kosten - Variante 4

Position	Bezeichnung	T _N Jahre	A ₀ €	A ₁ €	R _w €	A _{N,K} €/Jahr
100	Baugrundstück	30	vorhanden			
200	Erschließung					0
300	Bauwerk (ohne optische Ansprüche)	20	648.000	0	67.597	59.760
400	Installationen					
420	Wärmeerzeugungsanlagen					
421	Wärmeerzeugungsanlagen BHKW-Module	15	648.000	421.255	273.852	81.897
	Schaltanlagen, Regelung	12	100.000	70.856	31.615	14.337
	Kessel, Brenner	20	250.000	0	26.079	23.056
	Heizungstechnik, Armaturen, Rohre	20	60.000	0	6.259	5.533
	Heizungstechnik, dezentral	20	189.000	0	19.716	17.430
	Druckhaltung, Wasseraufbereitung	20	20.000	0	2.086	1.844
	Schmierölver- und entsorgung	20	30.000	0	3.129	2.767
	Speicher	20	35.000	0	3.651	3.228
	Fernwärmepumpen	20	25.000	0	2.608	2.306
429	Schornstein	25	50.000	0	8.345	4.289
430	Lufttechnische Anlagen	15	40.000	26.003	16.904	5.055
	Absorber einschl. Einbindung	20	250.000	0	26.079	23.056
	Anbindetrasse	30	75.000	0	15.647	6.111
440	Starkstromanlagen					
441	MS-Schaltanlagen	15	203.000	131.967	85.790	25.656
441	MS-Kabel	15	192.000	124.816	81.141	24.266
443	NS-Schaltanlagen (NSHV einschl. Kabel)	15	84.000	54.607	35.499	10.616
444	NS-Installation (Kabel und Steckdosen)	15	20.000	13.002	8.452	2.528
	BMA, GWA, EMA	15	15.000	9.751	6.339	1.896
445	Beleuchtungsanlagen	15	20.000	13.002	8.452	2.528
224	Fernwärmetrasse	30	354.500	0	73.960	28.885
224	Fernwärmeübergabestationen	20	86.500	0	9.023	7.977
	Gasanschluß, MD, einschl. Regler	30	120.000	0	25.036	9.778
	Wasseranschluß	30	10.000	0	2.086	815
Summe			3.525.000	865.260	839.349	365.612

7.6.2 Bedarfsgebundene Kosten

Bei der Variante 4 entstehen Brennstoffkosten in Höhe von 596.300 €/a. Die Kosten sind in der Tabelle 53 dargestellt.

Tabelle 53: Brennstoffkosten - Variante 4

Brennstoffbedarf BHKW H _s	MWh/a	15.594
Erdgaspreis	ct/kWh	3,15
Brennstoffkosten BHKW	€/a	491.038
Brennstoffbedarf Kessel H _s	MWh/a	2.075
Erdgaspreis	ct/kWh	3,70
Brennstoffkosten Kessel	€/a	76.751
Brennstoffleistung	kW	3.742
Leistungspreis	€/kW,a	7,6257
Brennstoffkosten Leistung	€/a	28.532
Summe Brennstoffkosten	€/a	596.300

Die Elektrokosten sind in der nachfolgenden Tabelle 54 dargestellt. Sie betragen 1.981.279 €/a.

Tabelle 54: Elektrokosten - Variante 4

Strombedarf	MWh/a	17.104
Leistungsbedarf	kW	2.590
Nettostromerzeugung	MWh/a	5.389
Bruttostromerzeugung	MWh/a	5.479
Reststrombedarf	MWh/a	11.431
Strompreis	ct/kWh	13,628
Kosten	€/a	1.557.849
Leistungspreis	€/kW,a	71,08
Kosten Leistung	€/a	184.097
Eigenerzeugter Strom 70% der EEG -Umlage	€/a	239.333
Summe Elektrokosten	€/a	1.981.279

Die Summe aus Brennstoff- und Elektrokosten sind in der nachfolgenden Tabelle 55 dargestellt. Es entstehen bedarfsgebundene Kosten in Höhe von 3.095.516 €/a.

Tabelle 55: Bedarfsgebundene Kosten - Variante 4

Brennstoffkosten	€/a	596.300
Elektrokosten	€/a	1.981.279
Gesamtsumme	€/a	2.577.579
Annuitätsfaktor		0,103
Preisdynamischer Barwertfaktor		11,664
Bedarfsgebundene $A_{N,V}$	€/a	3.095.516

7.6.3 Betriebsgebundene Kosten

Die betriebsgebundenen Kosten werden entsprechend 7.5.3 berechnet und sind in Tabelle 56 dargestellt. Insgesamt betragen die betriebsgebundenen Kosten 105.202 €/a.

Tabelle 56: Betriebsgebundene Kosten - Variante 4

BHKW		
unabhängige/Modul:	€/a	14.000
abhängige 10€/MWh _{el} :	€/a	54.792
Kesselanlage		
unabhängige Kosten	€/a	5.000
Fernwärmenetz		
1% der IK	€/a	4.410
Absorber		
Laufzeitunabhängige:	€/a	3.000
zusätzliche Wasserkosten	€/a	6.350
Summe	€/a	87.600
Annuitätsfaktor		0,103
Preisdynamischer Barwertfaktor		11,664
Betriebsgebundene $A_{N,B}$	€/a	105.202

7.6.4 Sonstige Kosten

Die sonstigen Kosten betragen nach Tabelle 57 136.114 €/a.

Tabelle 57: Sonstige Kosten - Variante 4

Maschinenversicherung 1% von Investitionskosten	€/a	3.656
Planungs-, Bauneben- und Regiekosten, Wagnis 30% von Investitionskosten	€/a	109.683
Summe $A_{S,1}$	€/a	113.340
Annuitätsfaktor		0,103
preisdynamischer Barwertfaktor		11,664
Sonstige Kosten $A_{N,S}$	€/a	136.114

7.6.5 Erlöse

Die Erlöse für die Variante 4 belaufen sich nach Tabelle 58 auf 47.631 €/a. Sie wurden entsprechend Kapitel 7.5.5 berechnet.

Tabelle 58: Erlöse - Variante 4

bis 50 kW	€/a	18.300
bis 250 kW	€/a	54.100
bis 2.000 kW	€/a	88.700
Summe	€/a	161.100
Summe $A_{N,E}$	€/a	47.631

7.6.6 Annuität der Jahresgesamtzahlungen

Insgesamt ergibt sich eine Annuität von -3.654.812 €/a. In der Tabelle 59 sind die einzelnen Kosten aufgeführt.

Tabelle 59: Annuität der Jahresgesamtzahlung - Variante 4

Kapitalgebundene Kosten	$A_{N,K}$	€/a	365.612
Bedarfsgebunden Kosten	$A_{N,V}$	€/a	3.095.516
Betriebsgebundene Kosten	$A_{N,B}$	€/a	105.202
Sonstige Kosten	$A_{N,S}$	€/a	136.114
Erlöse	$A_{N,E}$	€/a	47.631
Summe (Annuität)	A_N	€/a	-3.654.812

7.7 Zusammenfassung

In der Tabelle 60 und Abbildung 24 sind die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zusammengefasst.

Tabelle 60: Zusammenfassung Annuitäten

			Kessel neu	Variante 1 1 Modul KWK	Variante 2 2 Module KWK	Variante 3 1 Modul KWKK	Variante 4 2 Module KWKK
Investitionskosten mit Planungskosten etc.	€		860.600	3.479.600	3.994.600	4.030.000	4.582.500
Kapitalgebundene Kosten	$A_{N,K}$	€/a	61.765	278.884	323.350	318.490	365.612
Bedarfsgebundene Kosten	$A_{N,V}$	€/a	3.477.176	3.100.495	3.122.842	3.065.250	3.095.516
Betriebsgebundene Kosten	$A_{N,B}$	€/a	8.407	86.107	84.306	107.964	105.202
Sonstige Kosten	$A_{N,S}$	€/a	22.253	103.826	120.380	118.571	136.114
Erlöse	$A_{N,E}$	€/a	0	49.640	47.623	49.604	47.631
Summe (Annuität)	A_N	€/a	-3.569.600	-3.519.671	-3.603.256	-3.560.671	-3.654.812
Jährliche Einsparung		€/a	0	49.928	-33.656	8.929	-85.213
Kapitalrückflusszeit		a		9,8	13,7	11,9	17,0

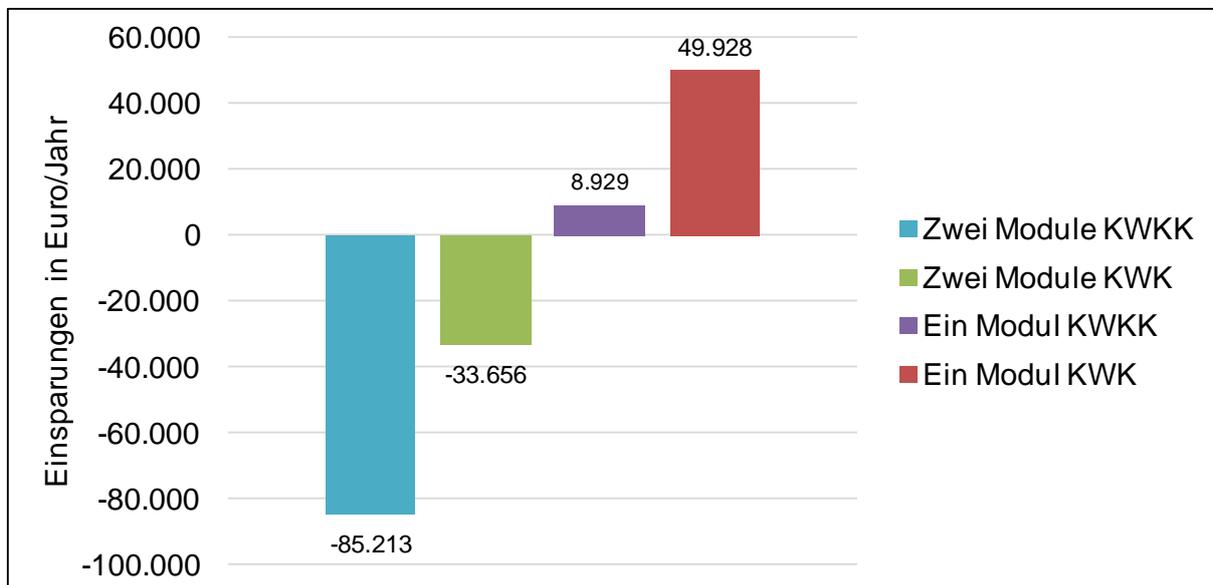


Abbildung 24: Einsparungen gegenüber dezentralem Kesselbetrieb mit erneuerter Kesselanlage

8 Fazit

Die Aufgabe der Bachelorarbeit war es, eine energetische und betriebswirtschaftliche Betrachtung eines BHKW ggf. mit Kälteauskopplung durchzuführen.

In einem ersten Schritt wurde eine Bestandsaufnahme durchgeführt. Die Bestandsaufnahme beinhaltet die Aufnahme und Bewertung der technischen Anlagen vor Ort. Es stellte sich heraus, dass die Heizungsanlagen abgängig sind und in der nächsten Zeit erneuert werden müssen. Die Bestandsaufnahme beinhaltet zudem die Erfassung der benötigten Wärmearbeit, der elektrischen Energie und der Kältearbeit. Für Strom und Wärme wurden Jahres- und Wochenverläufe anhand der Verbrauchswerte der Jahre 2010 bis 2012 erstellt. Es zeigte sich, dass der Bedarf an elektrischer Energie jahreszeitenunabhängig ist und deutlich über dem Wärmebedarf liegt. Der Wärmebedarf zeigt zudem einen jahreszeitenabhängigen Verlauf, da der Bedarf an Wärme in den Sommermonaten sinkt. Um einen konstanten Jahresverlauf zu erhalten, wurde der Wärmebedarf in zwei Betriebsmodellen durch eine AKM angehoben. Durch den Einsatz der AKM wird die Laufzeit des BHKW, gegenüber einem reinen KWK-Betrieb ohne Kälteauskopplung, um circa 1.000 Volllaststunden pro Jahr angehoben. Das BHKW in Variante 3 erreicht dadurch 7.241 Volllaststunden pro Jahr.

Aus energetischer Sicht zeigen die Ergebnisse aus Kapitel 6, dass eine KWKK-Anlage sinnvoller als eine KWK-Anlage ist. Beim Betrieb einer KWKK-Anlage wird in Variante 4 (2 BHKW-Module je 405 kW_{el.}) bis zu 80% (7.279 MWh) des Wärmebedarfs und in Variante 3 (1 BHKW-Modul mit 850 kW_{el.}) bis zu 36,0% (6.155 MWh) des elektrischen Energiebedarfs durch das BHKW gedeckt. Durch die in Variante 3 untersuchte KWKK-Anlage wird die CO₂-Emission gegenüber dem Betrieb der heutigen dezentralen Bestandsanlage um 14,9 % (1.874 t/a) gesenkt.

Für die abschließende betriebswirtschaftliche Bewertung wurden die jährlichen Einsparungen berechnet. Referenz sind hierbei die jährlichen Annuitäten der erneuerten dezentralen Kesselanlagen. Anhand der jährlichen Einsparungen und der Kapitalrückflusszeiten aus Abbildung 26 bzw. Tabelle 60, lässt sich festhalten, dass ein BHKW ohne AKM wirtschaftlicher ist als eine Kombination dieser beiden Aggregate. Der Grund dafür sind die höheren kapitalgebundenen und

betriebsgebundenen Kosten der KWKK-Anlage. Außerdem wird deutlich, dass ein BHKW-Modul mit einer großen Leistung vorteilhafter ist, als zwei BHKW-Module mit geringer Leistung, da die spezifischen Kosten für kleinere Module höher sind und die elektrischen Wirkungsgrade schlechter sind. Der Abbildung 26 kann man entnehmen, dass eine Zwei-Modul-Anlage keine wirtschaftlichen Vorteile erzielt.

Mit der Berechnung nach VDI 2067 stellt sich heraus, dass das wirtschaftlichste Betriebsmodell die „Variante 1 – Ein Modul KWK“ ist. Mit dem festgelegten Betrachtungszeitraum von 15 Jahren beträgt die jährliche Annuität -3.519.671 €/a und die jährliche Einsparung 49.928 €/a gegenüber dem Betrieb der erneuerten dezentralen Kesselanlagen. Bei Investitionskosten in Höhe von 3.479.600 € sind die jährlichen Einsparung von circa 50.000 €/a nicht ausreichend, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu gewährleisten. Die Kapitalrückflusszeit beträgt etwa 9,8 Jahre. Durch den Einsatz des BHKW aus Variante 1 wird eine jährliche CO₂-Einsparung von 1.747 t/a erreicht. Dies entspricht einer prozentualen Einsparung von ca. 14,1%.

Die Ergebnisse machen deutlich, dass der Einsatz eines BHKW bei dem Unternehmen Johnson & Johnson Medical in Norderstedt aus energetischer Sicht große Einsparungen bringt. Das energetisch optimalste Modell ist die Variante 3 (1 Modul mit 850 kW_{el.} mit Kälteauskopplung). Das BHKW deckt 73% (6.590 MWh) der Wärme, 36% des Strombedarfs und es wird eine CO₂-Einsparung von 14,9% (1.874 MWh) erreicht. Aus wirtschaftlicher Sicht gesehen sind jedoch alle Betriebsmodelle nicht sinnvoll. Sollten in der Zukunft Änderungen im KWKG vorgenommen werden oder die Energiepreise sich stark verändern, so würde das eventuell einen positiven Effekt auf das Ergebnis haben und die Berechnung sollte überprüft werden.

Quellen

Literatur

Konstantin (2013): Praxisbuch Energiewirtschaft. 3., aktualisierte Auflage. Springer Vieweg, Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2007, 2009, 2013.

Schaumann & Schmitz (2010): Kraft-Wärme-Kopplung. 4., vollständig bearbeitete und erweiterte Auflage. Springer-Verlag, Berlin Heidelberg

Recknagel (Hrsg.) & Sprenger & Schramek (2011): Taschenbuch für Heizung + Klimatechnik. 75. Auflage. Oldenbourg Industrieverlag, München

Wosnitza & Hilgers (2012): Energieeffizienz und Energiemanagement. Springer Spektrum, Vieweg + Teubner Verlag, Springer Fachmedien Wiesbaden 2012

Zahoransky (Hrsg.) (2010): Energietechnik. 5., überarbeitete und erweiterte Auflage. Vieweg + Teubner Verlag, Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH

Gesetze und Verordnungen

Energiesteuergesetz (EnergieStG) vom 15.07.2006

Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG) vom 19.03.2002

Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) vom 25.10.2008

Konzessionsabgabeverordnung (KAV) vom 09.01.1992

Merkblatt Wärme- und Kältenetze zur Darlegung der Zulassungsvoraussetzungen nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)]

Richtlinie 2004/8/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung im Energiebinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 92/42/EWG vom 11.11.2004

Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) vom 25.07.2005

Stromsteuergesetz (StromStG) vom 24.03.1999

Internet

Amprion Online im Internet: URL: <http://amprion.net/>. Stand: 05.03.2014

ASUE Online im Internet: URL: <http://asue.de/themen/index.html>. Stand: 04.03.2014

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) Online im Internet: URL: <http://www.bafa.de/bafa/de/index.html>. Stand: 12.03.2014

Effiziente Energiesysteme Online im Internet: URL: <http://www.effiziente-energiesysteme.de/themen.html>. Stand: 03.02.2014

Netz-Transparenz Online im Internet: URL: <http://www.netztransparenz.de/de/index.htm>. Stand: 05.03.2014

Tennet Online im Internet: URL: <http://www.tennet.eu/de/home.html>. Stand: 05.03.2014

Zoll Online im Internet: URL: http://www.zoll.de/DE/Home/home_node.html. Stand: 17.03.2014

Sonstiges

ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (Hrsg.)(2010): Blockheizkraftwerke in Krankenhäusern

BMWi Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hrsg.): Energiedaten: Gesamtaufgabe Stand: April 2014

Buderus (Hrsg.): Planungsunterlage 2011/03 für Loganova-Module

BSU Behörde für Stadtentwicklung und Umwelt: BHKW-Check. 2. Auflage (Stand Januar 2011)

VEA Bundesverband der Energieabnehmer e.V. (Hrsg.): Newsletter vom 28.01.2014.

VDI 2067 Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen vom September 2012

VDI 3807 Energie- und Verbrauchskennwerte für Gebäude vom März 2007

Wegracal (Hrsg.): Planungstipps für Absorptionskälteanlagen Wegracal 2010-11

Anlagen

