Institut für Energietechnik
Ostbayerische Technische Hochschule Amberg-Weiden

Betriebliches Gesamtenergiekonzept

für die

TECOSOL GmbH

Betriebliches Gesamtenergiekonzept

für die

TECOSOL GmbH

Auftraggeber:

TECOSOL GmbH

Jahnstraße 2

97199 Ochsenfurt

Auftragnehmer:

Institut für Energietechnik IfE GmbH

an der Ostbayerischen Technischen Hochschule Amberg-Weiden

Kaiser-Wilhelm-Ring 23a

92224 Amberg

Bearbeitungszeitraum:

2015 – September 2016

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung ... 5

2 Die Erfassung des energetischen Ist-Zustandes ... 7

2.1 Die elektrische Energieversorgung ... 8

2.2 Die thermische Energieversorgung ... 10

2.3 Die Primärenergie- und CO_2-Bilanz ... 13

2.4 Die Energiekosten im Ist-Zustand ... 15

3 Energieversorgungskonzepte ... 16

3.1 Die betrachteten Varianten ... 16

3.1.1 Referenzvariante ... 19

3.1.2 Variante 1: Pflanzenöl-BHKW 400 kW_{el} ... 20

3.1.3 Variante 2: Pflanzenöl-BHKW 400 kW_{el} ... 22

3.1.4 Variante 3: Pflanzenöl-BHKW 400 kW_{el} ... 24

3.1.5 Variante 4: Pflanzenöl-BHKW 400 kW_{el} ... 25

3.1.6 Variante 5: Pflanzenöl-BHKW 400 kW_{el} ... 27

3.1.7 Variante 6: Erdgas-BHKW 400 kW_{el} ... 28

3.1.8 Variante 7: Erdgas-BHKW 400 kW_{el} ... 30

3.1.9 Variante 8: Erdgas-BHKW 400 kW_{el} ... 32

3.1.10 Variante 9: Erdgas-BHKW 400 kW_{el} ... 33

3.1.11 Variante 10: Erdgas-BHKW 400 kW_{el} ... 35

3.1.12 Variante 11: Strombezug von FWO ... 36

3.2 Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ... 37

3.2.1 Die wirtschaftlichen Grundannahmen ... 37

3.2.2 Die Investitionskostenprognose ... 43

3.2.3 Die jährlichen Ausgaben ... 44

3.2.4 Die jährlichen Einnahmen ... 45

3.2.5 Die Sensitivitätsanalyse ... 46

3.2.6 Return on Investment 48

3.2.7 Die Primärenergiefaktoren für das FWO-Wärmenetz 49

4 Zusammenfassung 50

5 Abbildungsverzeichnis 52

6 Diagrammverzeichnis 53

7 Tabellenverzeichnis 54

1 Einleitung

Die TECOSOL GmbH stellt am Standort Ochsenfurt Biodiesel aus Pflanzenölen und Reststoffen her. Der Produktionsstandort befindet sich auf dem Gelände der Südzucker AG. Die elektrische Energieversorgung erfolgt an mehreren Übergabepunkten von Südzucker, zur thermischen Energieversorgung wird Erdgas eingesetzt und Dampf von der Südzucker AG bezogen.

Die TECOSOL GmbH möchte Pflanzenöl-BHKW-Module zur Dampf- und Warmwasserbereitstellung des Biodieselproduktionsprozesses einsetzen. Als Kraftstoff könnte im Produktionsprozess anfallendes Pflanzenöl eingesetzt werden. Die erzeugte elektrische Energie könnte zur Eigenstromversorgung des Betriebes oder nach dem EEG in das öffentliche Versorgungsnetz eingespeist werden. Die produzierte Wärme soll entweder an die Fernwärme Ochsenfurt verkauft werden oder über einen Dampferzeuger in Dampfenergie umgewandelt werden.

Im Rahmen einer Analyse des derzeitigen Energieversorgungskonzeptes wird zunächst der Verbrauch an elektrischer und thermischer Energie erfasst, auf Basis dessen sich die Energiekosten, der Primärenergiebedarf und der CO_2-Ausstoß im Ist-Zustand ermitteln lassen.

Anschließend werden Energieeffizienzsteigerungs- und Einsparmöglichkeiten in den einzelnen Bereichen untersucht und bewertet. Unter Berücksichtigung des energetischen Ausgangszustandes können somit verschiedene Konzepte zur ökologisch und ökonomisch optimierten Energieversorgung entwickelt werden. Die Bewertung der unterschiedlichen Energieversorgungsvarianten erfolgt im Rahmen einer Vollkostenrechnung nach der Annuitätenmethode in Anlehnung an die VDI 2067 und anhand einer Bilanzierung der CO_2-Emissionen.

Die Bewertung unterschiedlicher Varianten stützt sich auf die kalkulierten Energiebedarfsdaten und beinhaltet eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung unter Berücksichtigung der aktuellen Gesetzeslage sowie eine CO_2-Bilanz. Das Ergebnis liefert somit eine umfangreiche Informationsbasis für die Entscheidung über das künftige Energiesystem.

Die Dimensionierung der einzelnen Wärmeversorgungssysteme basiert auf Prognosen anhand der bisherigen Energiebedarfs bzw. des bisherigen Brennstoffbedarfs. Diese Berechnung ersetzt nicht eine technische Detailplanung. Sowohl der Wärmebedarf, als auch der thermische Spitzenleistungsbedarf kann von den kalkulierten Werten abweichen.

Im Rahmen des vorliegenden Gesamtenergiekonzepts kann der Aufwand für die Errichtung der Energieversorgungsstruktur nur näherungsweise festgelegt werden, wodurch die kalkulierten Kosten von den realen Kosten abweichen können. Die im Rahmen der vorliegenden Machbarkeitsstudie angenommenen Nettoinvestitionskosten basieren ebenso wie die Brennstoff- und Betriebskosten auf durchschnittlichen Marktpreisen. In der tatsächlichen Umsetzung, die von einer Ausschreibung eingeleitet wird, können daher die Preise von den hier kalkulierten abweichen. Vor diesem Hintergrund wurden für die unterschiedlichen Varianten Sensitivitätsanalysen erarbeitet, welche den Einfluss einzelner Parameter auf die spezifischen Wärmegestehungskosten darstellen.

Das künftige Energiesystem der TECOSOL GmbH soll das Ergebnis umfangreicher technischer, ökologischer und ökonomischer Berechnungen sein und geht als Systemempfehlung eines **Gesamtenergiekonzeptes** hervor.

[Quelle: www.google.de]

Abbildung 1: Luftbild TECOSOL GmbH

2 Die Erfassung des energetischen Ist-Zustandes

Um Energieeinsparpotentiale ermitteln und neue Energieversorgungskonzepte entwickeln zu können, ist zunächst eine genaue Kenntnis des Bedarfes an elektrischer und thermischer Energie im Verlauf eines Jahres erforderlich. Bei der TECOSOL GmbH besteht die Versorgungstruktur aus:

- Elektrischer Energiebedarf
- Thermischer Energiebedarf
- Dampfbedarf
- Kühlwasserbedarf

Als Datenbasis zur Darstellung des elektrischen und thermischen Energiebedarfs dienen vorrangig Aufzeichnungen der Jahre 2014 und 2015. Neben der Erfassung der benötigten Energiemengen ist v. a. die Ermittlung des Leistungsbedarfs im Verlauf eines Jahres bzw. eines Tages von Bedeutung für die Dimensionierung neuer Energieversorgungsvarianten. Der Leistungsbedarf wird üblicherweise als sogenannter Lastgang für einen Tag oder Monat, bzw. auf ein ganzes Jahr bezogen als geordnete Jahresdauerlinie dargestellt, aus der sich direkt ablesen lässt, welche Leistung für wie viele Stunden im Jahr benötigt wird. Im Rahmen der Analyse des Ist-Zustandes wurden daher elektrische Tageslastgänge ausgewertet und geordnete Jahresdauerlinien für den elektrischen Energiebedarf erstellt.

In den nachfolgenden Kapiteln werden das bestehende Energieversorgungssystem und die Struktur des thermischen und elektrischen Energiebedarfes erfasst, die CO_2-Emissionen ermittelt und die Kosten für die Energieversorgung im Ist-Zustand dargestellt.

2.1 Die elektrische Energieversorgung

Die elektrische Energieversorgung erfolgt über mehrere Übergabepunkte von der Südzucker AG, auf dessen Gelände die Firma TECOSOL eingemietet ist.

Tabelle 1 gibt eine Übersicht des monatlichen Stromverbrauches der Jahre 2014 bis 2015 der Firma TECOSOL. 2015 wurden ca. 4.756.000 kWh an Strom bezogen.

Tabelle 1: Der monatliche Stromverbrauch

	Stromverbrauch [kWh]	
	2015	**2014**
Januar	365.879	-
Februar	306.495	-
März	385.355	-
April	400.002	-
Mai	399.051	-
Juni	399.292	-
Juli	444.808	-
August	400.998	-
September	395.429	415.070
Oktober	374.182	361.098
November	421.578	314.310
Dezember	463.520	367.319
Gesamt	**4.756.589**	**1.457.797**

In Tabelle 2 wird der Stromverbrauch der Kühlwasserpumpen aufgelistet. Da diese Kühlwasserpumpen von der Firma Südzucker betrieben werden, bekommt die Firma TECOSOL GmbH eine separate Stromabrechnung für die Kühlwasserpumpen.

Tabelle 2: Der monatliche Stromverbrauch der Kühlwasserpumpen

	Stromverbrauch [kWh] Kühlwasserpumpen	
	2015	**2014**
Januar	60.327	-
Februar	41.916	-
März	59.223	-
April	24.785	-
Mai	50.840	-
Juni	76.109	-
Juli	91.123	-
August	83.917	-
September	76.256	72.931
Oktober	64.825	67.787
November	55.906	54.954
Dezember	44.620	45.301
Gesamt	**729.847**	**240.973**

In dem nachfolgenden Diagramm 1 wird der monatliche Stromverbrauch des Jahres 2015 dargestellt, aufgeteilt in Strombezug TECOSOL und Stromabrechnung für die Kühlwasserpumpen von Südzucker.

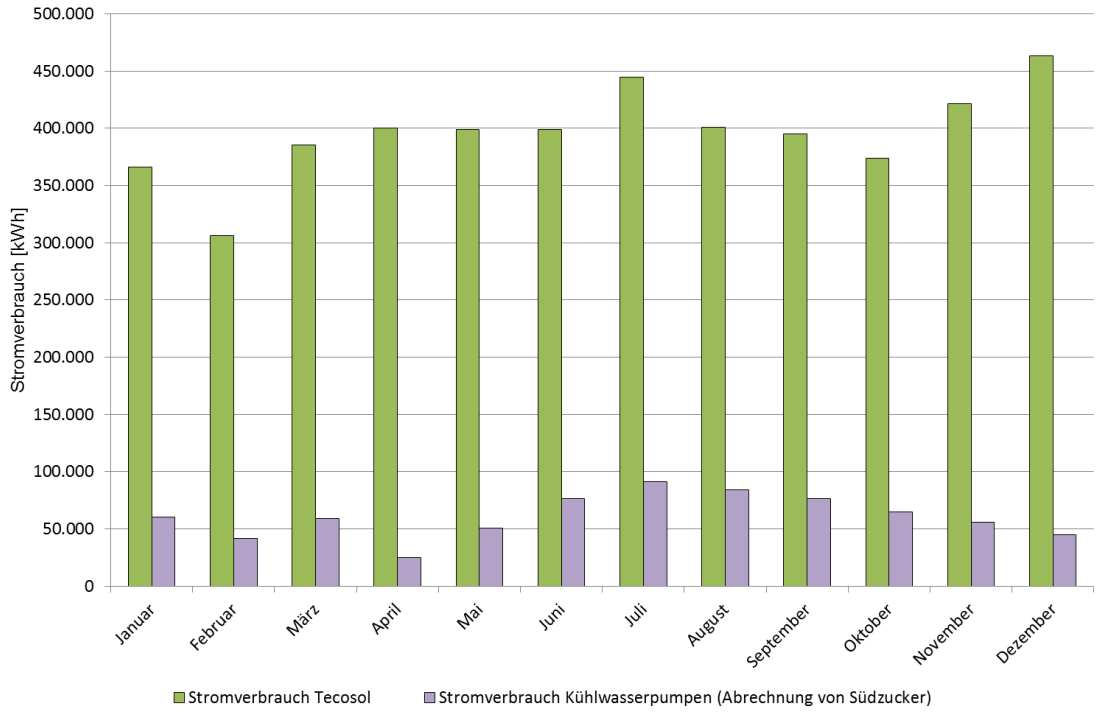


Diagramm 1: Der monatliche Stromverbrauch des Jahres 2015

2.2 Die thermische Energieversorgung

Im Biodieselwerk TECOSOL wird Dampf und Gas zur Erzeugung thermischer Energie eingesetzt. Zur Prozesskühlung dient Kühlwasser aus dem Main, welches von der Firma Südzucker gegen Verrechnung von Pumpstrom zur Verfügung gestellt wird.

Der Dampfverbrauch

In Tabelle 3 ist der monatliche Dampfverbrauch des Jahres 2015 dargestellt. Der Dampf wird von der Firma Südzucker erzeugt und an die Firma TECOSOL verkauft. Die Mindestabnahmemenge beträgt 6.000 t/a.

Tabelle 3: Der monatliche Dampfverbrauch des Jahres 2015

	Dampfverbrauch [to]
	2015
Januar	2.279
Februar	2.077
März	2.625
April	2.397
Mai	2.651
Juni	2.475
Juli	2.688
August	2.397
September	2.576
Oktober	2.566
November	2.334
Dezember	2.643
Gesamt	**29.708**

In nachfolgendem Diagramm 2 ist der monatliche Dampfbezug von der Firma Südzucker dargestellt.

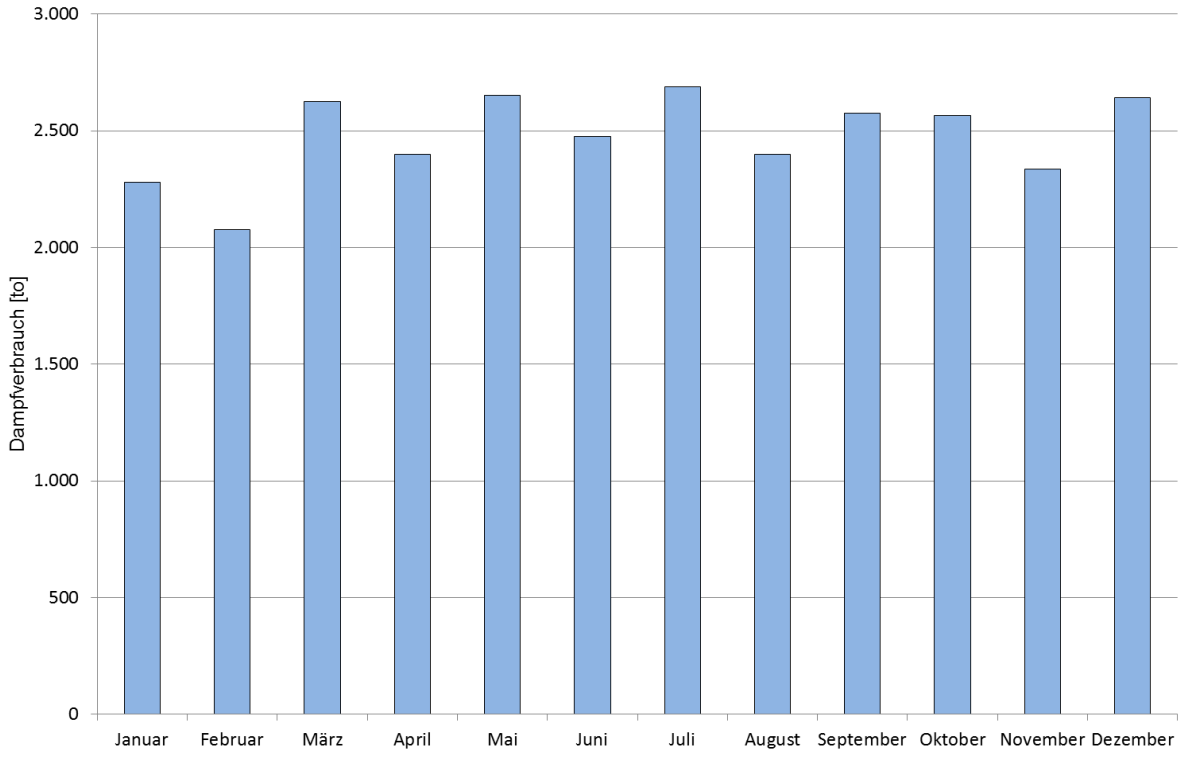


Diagramm 2: Der monatliche Dampfverbrauch des Jahres 2015

Der Erdgasverbrauch

In Tabelle 4 ist der monatliche Erdgasverbrauch des Jahres 2015 dargestellt.

Tabelle 4: Der monatliche Erdgasverbrauch des Jahres 2015

	Erdgasverbrauch [MWh]
	2015
Januar	563.244
Februar	504.637
März	557.478
April	522.136
Mai	618.147
Juni	610.393
Juli	646.181
August	435.681
September	635.886
Oktober	688.509
November	630.159
Dezember	540.000 (Annahme)
Gesamt	**6.412.451**

In nachfolgendem Diagramm 3 sind die monatlichen Erdgasverbräuche aufgelistet.

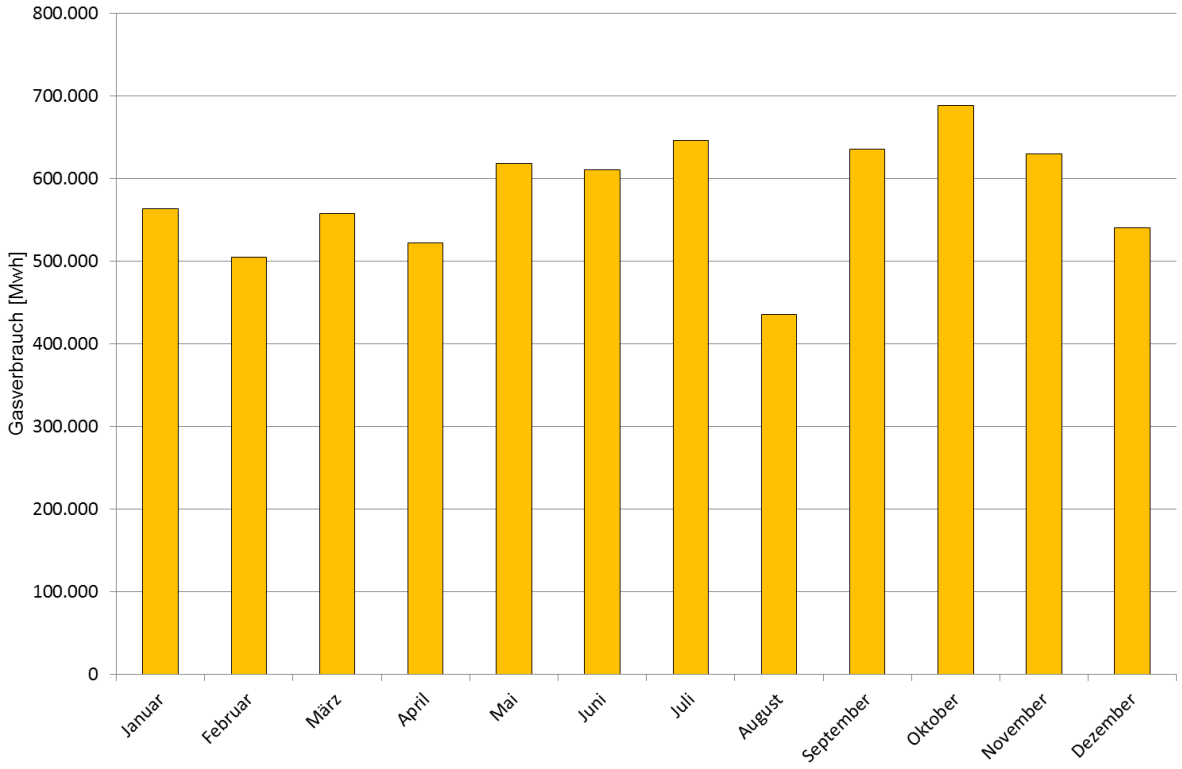


Diagramm 3: Der monatliche Erdgasverbrauch des Jahres 2015

2.3 Die Primärenergie- und CO_2-Bilanz

Aus den thermischen und elektrischen Verbrauchsdaten können für das Energieversorgungssystem der Firma TECOSOL GmbH die Primärenergiebilanz sowie der daraus resultierende CO_2-Ausstoß bestimmt werden. Als Primärenergie wird die Energie bezeichnet, die mit den natürlich vorkommenden Energieformen oder Energiequellen zur Verfügung steht, wie etwa Kohle, Gas und Wind. Bis zum Verbraucher wird diese Primärenergie über Endenergie in Nutzenergie umgewandelt. Dieser Vorgang ist mit Verlusten behaftet, weshalb die Energiemenge, die im Rohstoff enthalten ist, nicht zu 100 % vom Verbraucher genutzt werden kann. Je nach Energieträger sind diese Verluste unterschiedlich hoch.

Die CO_2-Emissionen umfassen die gesamte Prozesskette, d. h. neben den CO_2-Emissionen aus der Verbrennung von z. B. Erdgas werden auch die CO_2-Emissionen aus der Bereitstellung des Brennstoffs berücksichtigt. Die CO_2-Emissionen werden mit Hilfe des Programmes GEMIS (Öko-Institut e.V.) berechnet (Deutschland-Mix). Bei Brennstoffen bezieht sich der Verbrauch immer auf den Heizwert.

Tabelle 5 stellt die Primärenergiebilanz im Ist-Zustand dar. Da die Lieferung des Dampfs von der Fa. Südzucker erfolgt, wird der Primärenergiefaktor vom Fernwärmenetz Ochsenfurt angenommen. Bei einem Gespräch mit Herrn Förster, Geschäftsführer der FWO, gab dieser einen Primärenergiefaktor von 1,22 an. Es ergibt sich ein jährlicher Primärenergiebedarf von rund 45.500.000 kWh Primärenergie für das Betrachtungsjahr 2015. In Tabelle 5 sind die einzelnen Energieträger und der Bedarf aufgelistet.

Tabelle 5: Der Primärenergiebedarf im Ist-Zustand

Energieträger	Energiebedarf [kWh/a]	Primärenergie-faktor fp [-]	Primärenergie [kWh/a]
Strom	5.486.436	2,5	13.716.090
Dampf*	20.201.440	1,22	24.645.756
Erdgas	6.412.451	1,1	7.053.696
Summe	32.100.327		45.415.542

* Annahme Dampferzeugung 0,68 kWh/kg

Die folgende Tabelle 6 stellt die CO_2-Bilanz im Ist-Zustand dar. Es ergibt sich ein CO_2-Ausstoß von rund 11.300 t/a für das Betrachtungsjahr 2014.

Tabelle 6: Die CO_2-Bilanz im Ist-Zustand

Energieträger	Energiebedarf [kWh/a]	CO_2-Äquivalent [g/kWh]	CO_2-Emissionen [t/a]
Strom	5.486.436	624	3.423
Dampf	20.201.440	313*	6.323
Erdgas	6.412.451	240	1.538
Summe	30.100.327		11.284

* Annahme Energieträger für Dampf ist Heizöl

2.4 Die Energiekosten im Ist-Zustand

Für die weiteren Betrachtungen sind vor allem die spezifischen (netto) Energiekosten relevant. Diese belaufen sich im Mittel auf:

- Strom: 20,21 ct/kWh$_{el}$ (Strompreis 2015)
- Erdgas: 36,2 €/Mwh Gesamtpreis
- Dampf: 41,78 €/t

Dadurch errechnen sich die in Tabelle 7 dargestellten Jahresenergiekosten:

Tabelle 7: Die jährlichen Energiekosten im Ist-Zustand

Energieträger	Einheit	Bedarf	spez. Energiekosten		Energiekosten [€/a]
Strom	[kWh/a]	5.486.436	20,21	[ct/kWh]	1.108.808
Dampf	[to/a]	29.712	41,78	[€/to]	1.241.367
Erdgas	[kWh/a]	6.412.451	36,2	[€/Mwh]	232.130

3 Energieversorgungskonzepte

3.1 Die betrachteten Varianten

Im Rahmen dieses Energiekonzeptes werden in den nachfolgenden Kapiteln neue Energieversorgungsvarianten für TECOSOL entwickelt. Hierfür werden verschiedene Energieerzeuger betrachtet und dimensioniert. Nachfolgend werden die Varianten kurz beschrieben. Detaillierte technische Einzelheiten werden separat in den einzelnen Kapiteln aufgegriffen.

Die Auslegung der verschiedenen Energieversorgungsvarianten erfolgt auf Basis der Jahresverbräuche von TECOSOL und der thermischen Jahresdauerlinie, welche von der FWO Ochsenfurt bereitgestellt worden ist. Als Referenzvariante wird die bisherige Situation angenommen. Aufbauend auf der geordneten Jahresdauerlinie des künftigen Wärmebedarfs werden verschiedene Energieversorgungsvarianten dimensioniert, die Laufzeiten kalkuliert, sowie die Energieumsätze berechnet.

Die bei den einzelnen Varianten angegebenen Verbrauchswerte beziehen sich immer auf den Heizwert (kWh_{Hi}).

Bei der Auslegung der einzelnen Energieversorgungsvarianten wird sowohl auf ökologische, als auch auf ökonomische Aspekte geachtet. Insbesondere bei den BHKW-Varianten erfolgt die Auslegung auch anhand der aktuellen Gesetzeslage.

Es werden folgende Energieversorgungsvarianten untersucht:

Tabelle 8: Variante 1 – 5, Pflanzenöl-BHKW

	Pflanzenöl				
	Variante 1	Variante 2	Variante 3	Variante 4	Variante 5
Standort	FWO	FWO	TECOSOL	TECOSOL	TECOSOL
Stromverwertung	EEG	TECOSOL	EEG	TECOSOL	TECOSOL
Wärmeverwertung	FWO	FWO	Dampf	FWO	Dampf

Bei den in Tabelle 8 dargestellten Energieversorgungsvarianten wird Pflanzenöl als Kraftstoff eingesetzt.

Bei den in Tabelle 9 dargestellten Energieversorgungsvarianten wird Erdgas eingesetzt, in Variante 11 wird ein Strombezug vom geplanten Heizhaus der FWO betrachtet.

Tabelle 9: Variante 6 – 11, Erdgas-BHKW und Strombezug von FWO

	Erdgas					-
	Variante 6	Variante 7	Variante 8	Variante 9	Variante 10	Variante 11
Standort	FWO	TECOSOL	TECOSOL	TECOSOL	TECOSOL	FWO
Stromverwertung	TECOSOL	KWKG	KWKG	TECOSOL	TECOSOL	TECOSOL
Wärmeverwertung	FWO	FWO	Dampf	FWO	Dampf	---

Allgemeine Hinweise zur Anlagentechnik

Beim Einsatz von **Blockheizkraftwerken (BHKW)** muss berücksichtigt werden, dass diese wartungsintensiv sind. Je nach Hersteller, Anlagengröße und Einsatzbedingungen des BHKW kann ab etwa 20.000 Betriebsstunden eine Motorüberholung bzw. ein Austausch des Motors erforderlich werden.

Blockheizkraftwerke sollen im Dauerbetrieb zur Grundlastversorgung eingesetzt werden, ein häufiges Takten – Starten und Stoppen des Motors – ist zu vermeiden. Um einen optimierten Dauerbetrieb zu gewährleisten ist ein entsprechend großer Pufferspeicher vorzusehen.

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

Beim Einsatz von **Erdgas** wird der vom BHKW erzeugte Strom bei Bedarf vorrangig, soweit möglich, im eigenen Gebäude verwendet. Dadurch kann der Strombezug aus dem öffentlichen Netz verringert und Leistungsspitzen reduziert werden. Bei Stromüberproduktion wird dieser ins öffentliche Netz eingespeist. Die ausführliche Beschreibung der vorgesehenen Energieversorgungsvarianten erfolgt in den anschließenden Kapiteln.

In Abbildung 2 ist auf der linken Seite das geplante Heizhaus der FWO abgebildet. Die rote, gestrichelte Linie stellt eine mögliche Trasse zu TECOSOL dar.

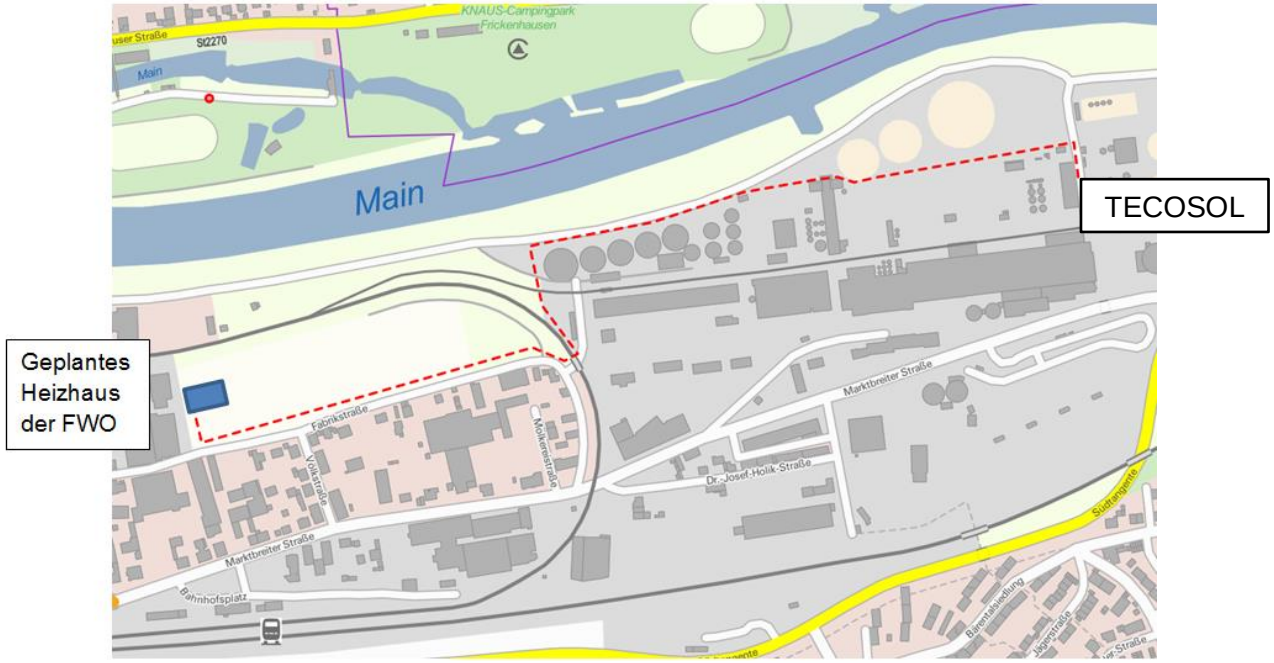


Abbildung 2: Geplantes Heizhaus der FWO mit möglicher Leitungstrasse

In Tabelle 10 sind die möglichen Varianten mit Anlagenstandort, Strom- und Wärmeverwertung beschrieben.

Tabelle 10: Energieversorgungsvarianten 1 - 11

	Pflanzenöl					Erdgas					-
	Variante 1	Variante 2	Variante 3	Variante 4	Variante 5	Variante 6	Variante 7	Variante 8	Variante 9	Variante 10	Variante 11
Standort	FWO	FWO	TECOSOL	TECOSOL	TECOSOL	FWO	TECOSOL	TECOSOL	TECOSOL	TECOSOL	FWO
Stromverwertung	EEG	TECOSOL	EEG	TECOSOL	TECOSOL	TECOSOL	KWKG	KWKG	TECOSOL	TECOSOL	TECOSOL
Wärmeverwertung	FWO	FWO	Dampf	FWO	Dampf	FWO	FWO	Dampf	FWO	Dampf	-

3.1.1 Referenzvariante

Die Referenzvariante dient als Vergleich für die weiteren Varianten und beinhaltet den Energieverbrauch im vergangenen Jahr der Firma TECOSOL.

In nachfolgender Abbildung 3 ist die Energieversorgung dargestellt, die Firma TECOSOL wird sowohl mit Dampf als auch mit Strom von der Firma Südzucker versorgt. Dieser Verbrauch dient als Grundlage für die Kalkulation und wird den neu entwickelten Varianten gegenübergestellt.

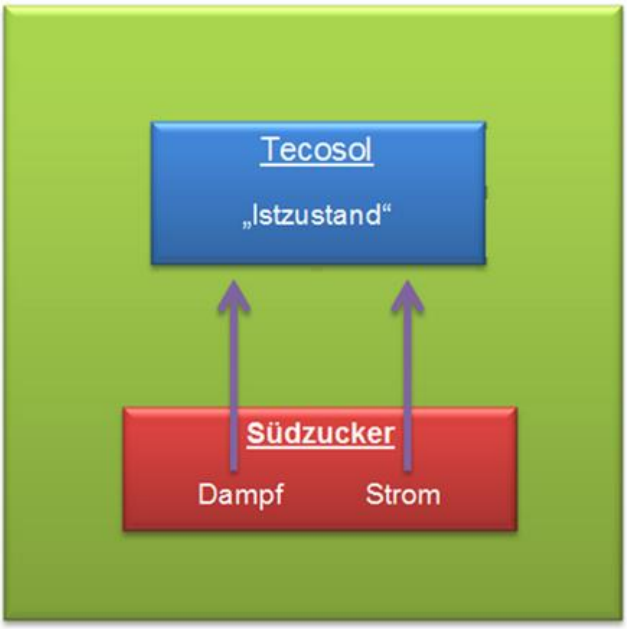


Abbildung 3: Stoffströme der Referenzvariante

3.1.2 Variante 1: Pflanzenöl-BHKW 400 kW_{el}

In Variante 1 wird ein Pflanzenöl-BHKW mit einer thermischen Leistung von 424 kW und einer elektrischen Leistung von 400 kW eingesetzt. Für das Pflanzenöl-BHKW ergeben sich rund 8.300 Vollbenutzungsstunden im Jahr welche anhand des grünen Rechtecks im Diagramm 4 ersichtlich ist. Jährlich werden rund 808 to an Pflanzenöl verbraucht. Das Pflanzenöl-BHKW erzeugt jährlich rund 3.200 MWh an elektrischer Energie, die in das öffentliche Versorgungsnetz eingespeist und nach dem EEG-Gesetz 2004 vergütet wird.

Das eingesetzte BHKW ist eine gebrauchte Anlage mit einem bestehenden Altvertrag nach EEG 2004, eine Grundüberholung der gesamten Anlage ist einberechnet.

Das Diagramm 4 zeigt die geordnete Jahresdauerlinie der FWO mit einem Pflanzenöl-BHKW. Die produzierte Wärmemenge von 3.500 MWh wird an die FWO verkauft.

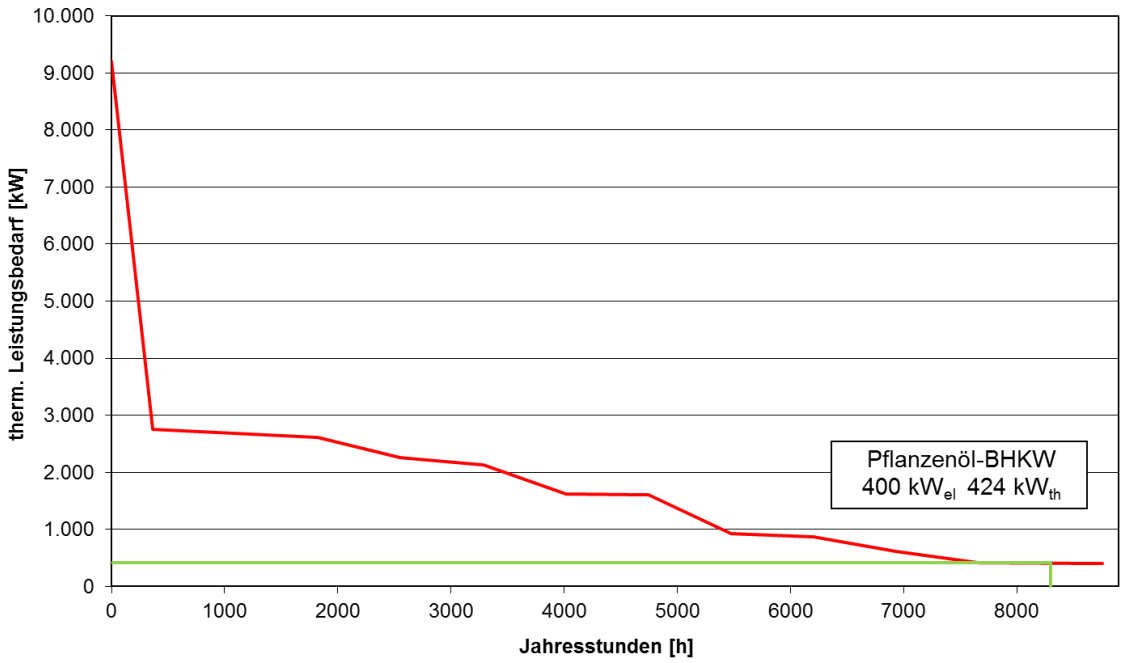


Diagramm 4: Jahresdauerlinie der Variante 1 mit einem Pflanzenöl-BHKW

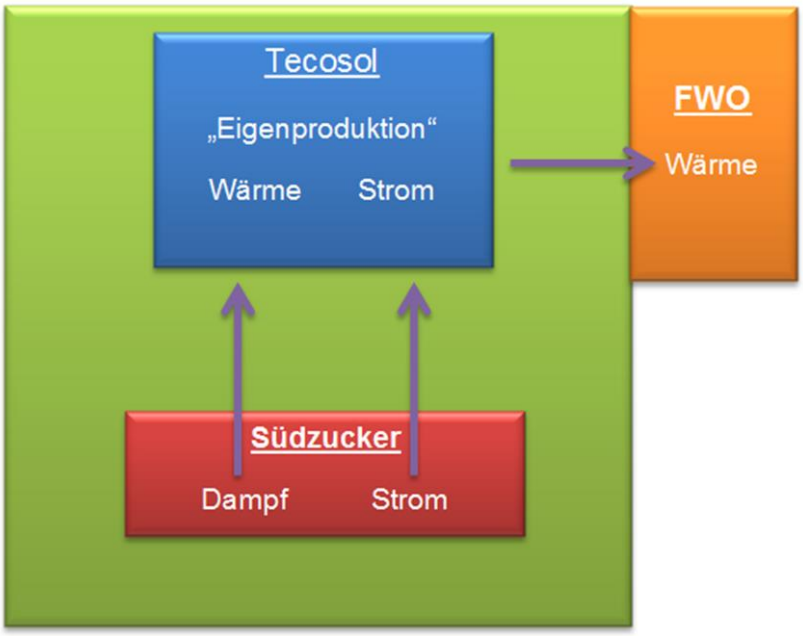


Abbildung 4: Wärmeverkauf an FWO

In Abbildung 4 ist die Versorgung von TECOSOL dargestellt, zusätzlich ist die Wärmeverwertung bei FWO abgebildet.

Der Standort des BHKW ist am angedachten Heizhaus der FWO geplant. Für die Stromverwertung ist eine Einspeisung in das Stromnetz nach EEG 2004 vorgesehen. Die produzierte Wärme wird ausschließlich in das Wärmenetz der FWO eingespeist.

3.1.3 Variante 2: Pflanzenöl-BHKW 400 kW_{el}

In Variante 2 wird ein Pflanzenöl-BHKW mit einer thermischen Leistung von 424 kW und einer elektrischen Leistung von 400 kW eingesetzt. Für das Pflanzenöl-BHKW ergeben sich rund 8.300 Vollbenutzungsstunden im Jahr. Jährlich werden rund 808 to an Pflanzenöl verbraucht. Das Pflanzenöl-BHKW erzeugt jährlich rund 3.200 MWh an elektrischer Energie. Der produzierte Strom wird soweit wie möglich intern verbraucht, der überschüssige Strom wird nach dem EEG-Gesetz 2004 vergütet und in das öffentliche Stromnetz eingespeist.

Das eingesetzte BHKW ist eine gebrauchte Anlage mit einem bestehenden Altvertrag nach EEG 2004, eine Grundüberholung der gesamten Anlage ist einberechnet.

Das Diagramm 5 zeigt die geordnete Jahresdauerlinie der FWO mit einem Pflanzenöl-BHKW. Die produzierte Wärme von 3.500 MWh wird an die FWO verkauft.

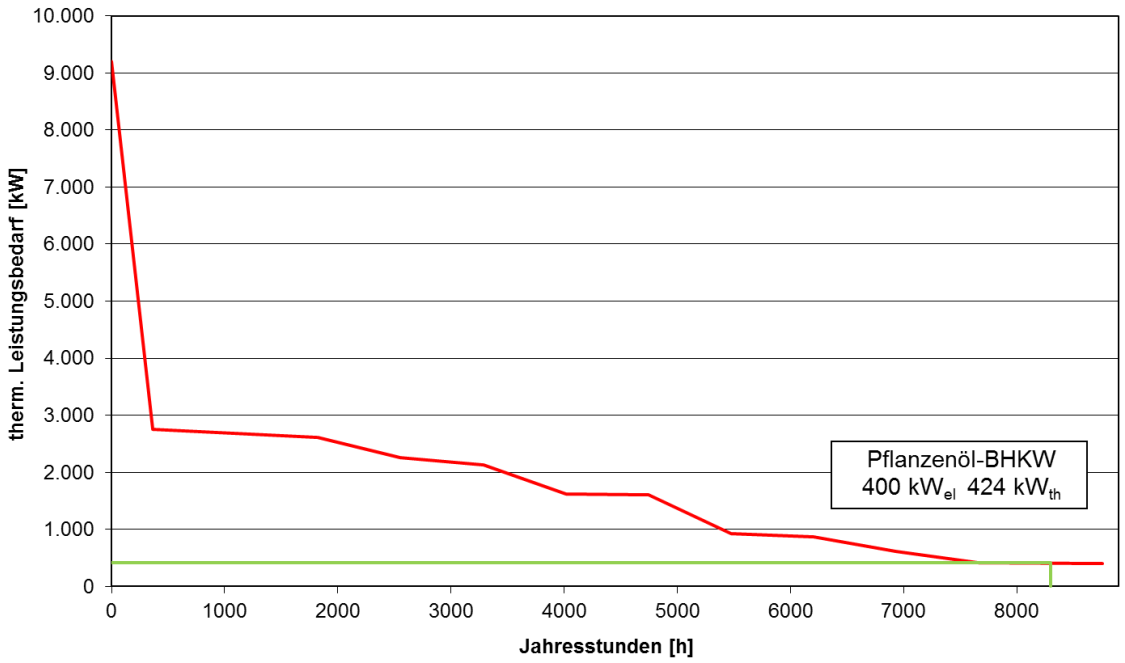


Diagramm 5: Jahresdauerlinie der Variante 2 mit einem Pflanzenöl-BHKW

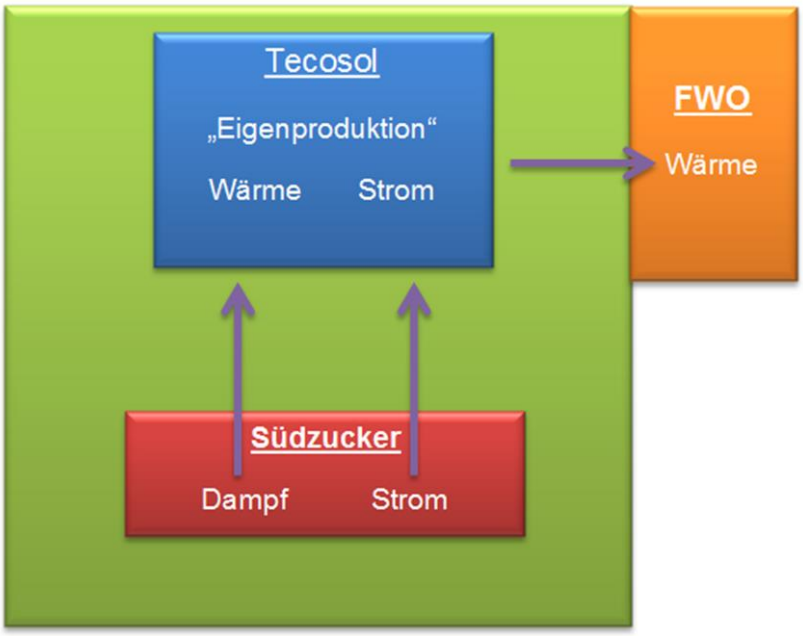


Abbildung 5: Wärmeverkauf an die FWO

In Abbildung 5 ist die Versorgung von TECOSOL dargestellt, die Wärmeverwertung erfolgt bei FWO. Zusätzlich wird der Strom direkt von der Firma TECOSOL genutzt.

Der Standort der Anlage ist am angedachten Heizhaus der FWO geplant. Der produzierte Strom wird über ein Kabel zu der Firma TECOSOL geleitet.

3.1.4 Variante 3: Pflanzenöl-BHKW 400 kW_{el}

In Variante 3 wird ein Pflanzenöl-BHKW mit einer thermischen Leistung von 424 kW und einer elektrischen Leistung von 400 kW eingesetzt. Für das Pflanzenöl-BHKW ergeben sich rund 8.300 Vollbenutzungsstunden im Jahr. Jährlich werden rund 808 to an Pflanzenöl verbraucht. Das Pflanzenöl-BHKW erzeugt jährlich rund 3.200 MWh an elektrischer Energie, die in das öffentliche Versorgungsnetz eingespeist und nach dem EEG-Gesetz 2004 vergütet wird.

Das eingesetzte BHKW ist eine gebrauchte Anlage mit einem bestehenden Altvertrag nach EEG 2004, eine Grundüberholung der gesamten Anlage ist einberechnet. Die zur Verfügung stehende Wärmeleistung wird in einem dem BHKW nachgeschalteten Dampferzeuger in Prozessdampf umgewandelt. Es können mit diesem Dampferzeuger maximal 2.750 t/a Dampf erzeugt werden.

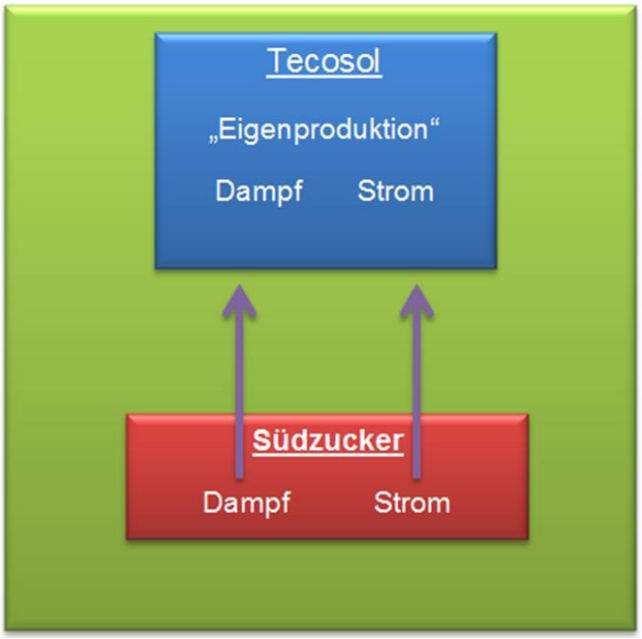


Abbildung 6: Dampferzeugung mit der BHKW-Abwärme

In Abbildung 6 ist die Versorgung der Firma TECOSOL dargestellt.

Der Standort der Anlage ist bei der Produktionsanlage von TECOSOL geplant. Für die Stromverwertung ist eine Einspeisung in das Stromnetz nach EEG 2004 vorgesehen. Die produzierte Wärme wird zur Dampferzeugung genutzt und in das Dampfnetz der Firma TECOSOL einspeist. Die restliche Niedertemperaturwärme von rund 230 kW thermisch wird von der Firma TECOSOL verwendet, da hierfür eine Wärmeleitung zum angedachten Heizhaus der FWO aufgrund der geringen Wärmemenge nicht wirtschaftlich ist.

3.1.5 Variante 4: Pflanzenöl-BHKW 400 kW_{el}

In Variante 4 wird ein Pflanzenöl-BHKW mit einer thermischen Leistung von 424 kW und einer elektrischen Leistung von 400 kW eingesetzt. Für das Pflanzenöl-BHKW ergeben sich rund 8.300 Vollbenutzungsstunden im Jahr. Jährlich werden rund 808 to an Pflanzenöl verbraucht. Das Pflanzenöl-BHKW erzeugt jährlich rund 3.200 MWh an elektrischer Energie. Der produzierte Strom wird soweit wie möglich intern verbraucht, der überschüssige Strom wird nach dem EEG-Gesetz 2004 vergütet und in das öffentliche Stromnetz eingespeist.

Das eingesetzte BHKW ist eine gebrauchte Anlage mit einem bestehenden Altvertrag nach EEG 2004, eine Grundüberholung der gesamten Anlage ist einberechnet.

Das Diagramm 6 zeigt die geordnete Jahresdauerlinie der FWO mit einem Pflanzenöl-BHKW. Die produzierte Wärme von 3.500 MWh wird über eine Fernwärmeleitung zum geplanten Heizhaus der FWO geleitet. Die Wärmeleitungsverluste betragen, 200 MWh pro Jahr, es können somit 3.300 MWh an Wärme verkauft werden.

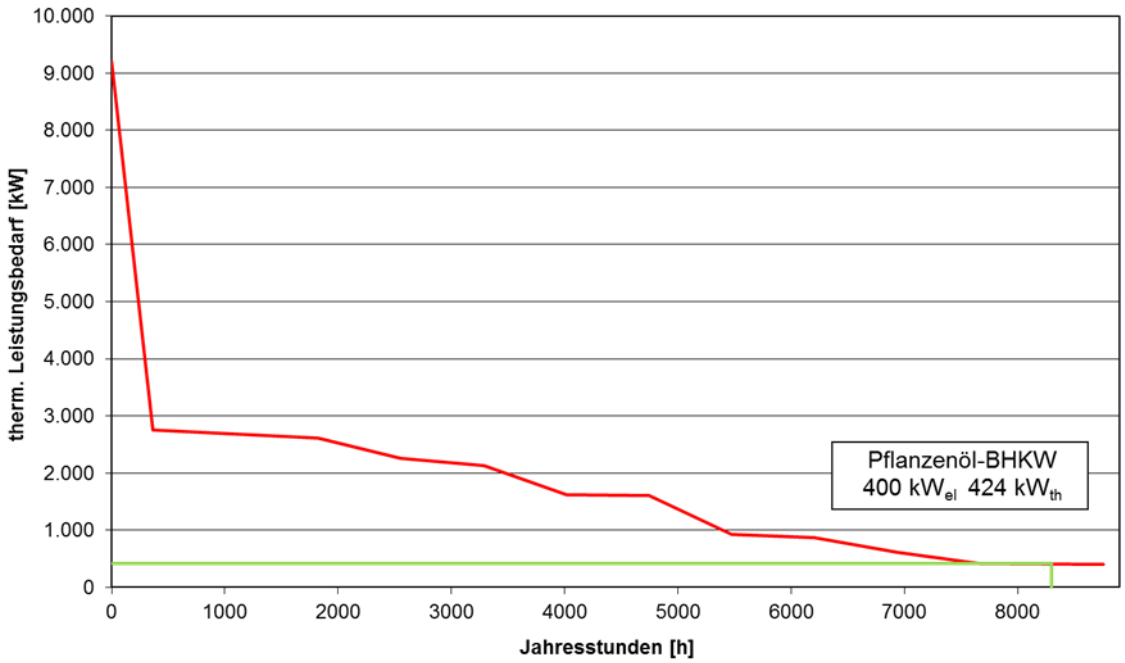


Diagramm 6: Jahresdauerlinie der Variante 4 mit einem Pflanzenöl-BHKW

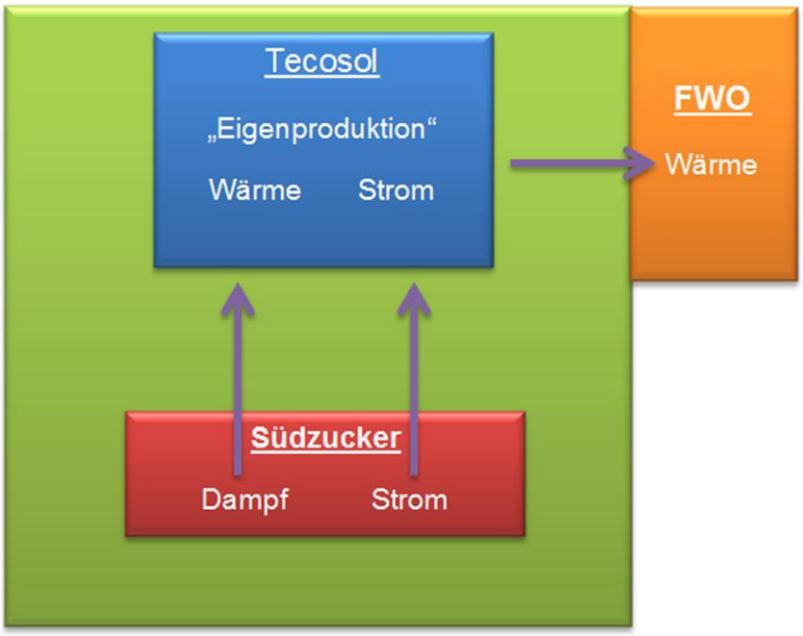


Abbildung 7: Wärmeverkauf an die FWO

In Abbildung 7 ist die Versorgung der Firma TECOSOL dargestellt.

Der Standort der Anlage ist bei der Produktionsanlage der Firma TECOSOL geplant. Der produzierte Strom soll soweit wie möglich von der Firma TECOSOL verwendet werden. Die produzierte Wärme wird über eine Fernwärmeleitung zum angedachten Heizhaus der FWO geleitet und in das Wärmenetz eingespeist.

3.1.6 Variante 5: Pflanzenöl-BHKW 400 kW_{el}

In Variante 5 wird ein Pflanzenöl-BHKW mit einer thermischen Leistung von 424 kW und einer elektrischen Leistung von 400 kW eingesetzt. Für das Pflanzenöl-BHKW ergeben sich rund 8.300 Vollbenutzungsstunden im Jahr. Jährlich werden rund 808 to an Pflanzenöl verbraucht. Das Pflanzenöl-BHKW erzeugt jährlich rund 3.200 MWh an elektrischer Energie. Der produzierte Strom wird soweit wie möglich intern verbraucht, der überschüssige Strom wird nach dem EEG-Gesetz 2004 vergütet und in das öffentliche Stromnetz eingespeist.

Das eingesetzte BHKW ist eine gebrauchte Anlage mit einem bestehenden Altvertrag nach EEG 2004, eine Grundüberholung der gesamten Anlage ist einberechnet. Die zur Verfügung stehende Wärmeleistung wird in einem dem BHKW nachgeschalteten Dampferzeuger in Prozessdampf umgewandelt. Es können mit diesem Dampferzeuger maximal 2.750 t/a Dampf erzeugt werden.

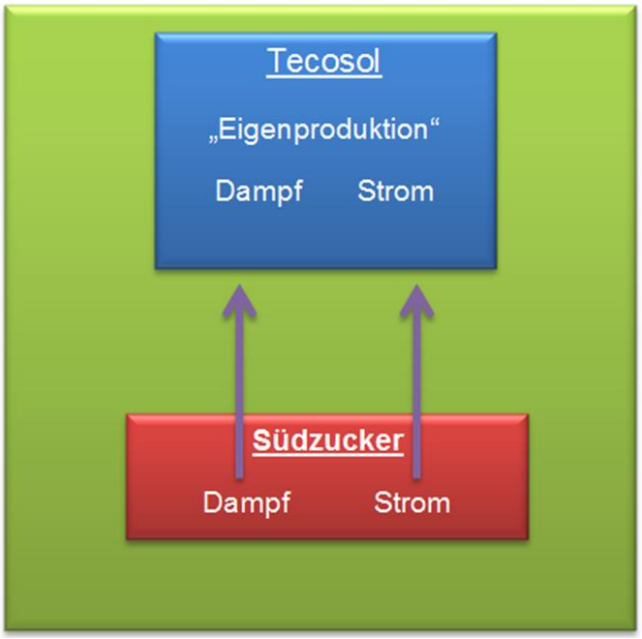


Abbildung 8: Dampferzeugung mit der BHKW-Abwärme

In Abbildung 8 ist die Versorgung der Firma TECOSOL dargestellt.

Der Standort der Anlage ist bei der Produktionsanlage von TECOSOL geplant. Der produzierte Strom soll von der Firma TECOSOL verwendet werden. Die produzierte Wärme wird zur Dampferzeugung genutzt und in das Dampfnetz der Firma TECOSOL einspeist. Die restliche Niedertemperaturwärme von rund 230 kW thermisch wird von der Firma TECOSOL verwendet, da eine Wärmeleitung zum angedachten Heizhaus aufgrund der geringen Wärmemenge nicht wirtschaftlich ist.

3.1.7 Variante 6: Erdgas-BHKW 400 kW_{el}

In Variante 6 wird ein Erdgas-BHKW mit einer thermischen Leistung von 431 kW und einer elektrischen Leistung von 400 kW eingesetzt. Für das Erdgas-BHKW ergeben sich rund 8.300 Vollbenutzungsstunden im Jahr. Jährlich werden rund 8.800.000 kWh Hi an Erdgas verbraucht. Das Erdgas-BHKW erzeugt jährlich rund 3.200 MWh an elektrischer Energie. Der produzierte Strom wird soweit möglich intern verbraucht, der überschüssige Strom wird nach dem eex-Baseloadpreis vergütet und in das öffentliche Stromnetz eingespeist.

Das Diagramm 7 zeigt die geordnete Jahresdauerlinie der FWO mit einem Erdgas-BHKW. Die produzierte Wärmemenge von 3.500 MWh wird an die FWO verkauft.

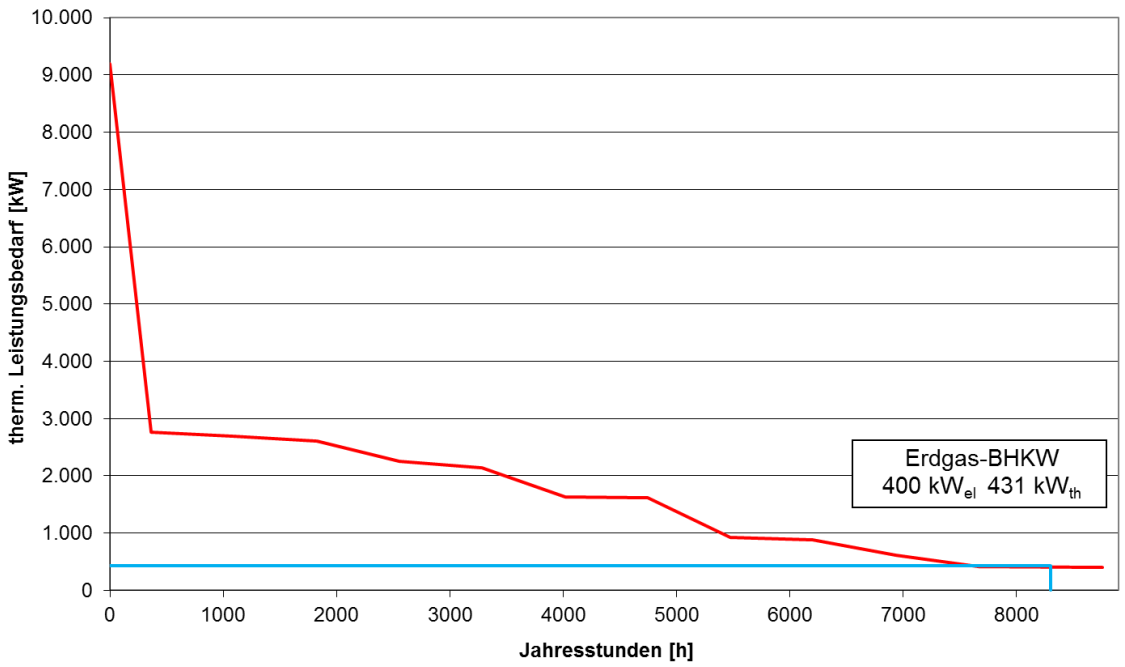


Diagramm 7: Jahresdauerlinie der Variante 6 mit einem Erdgas-BHKW

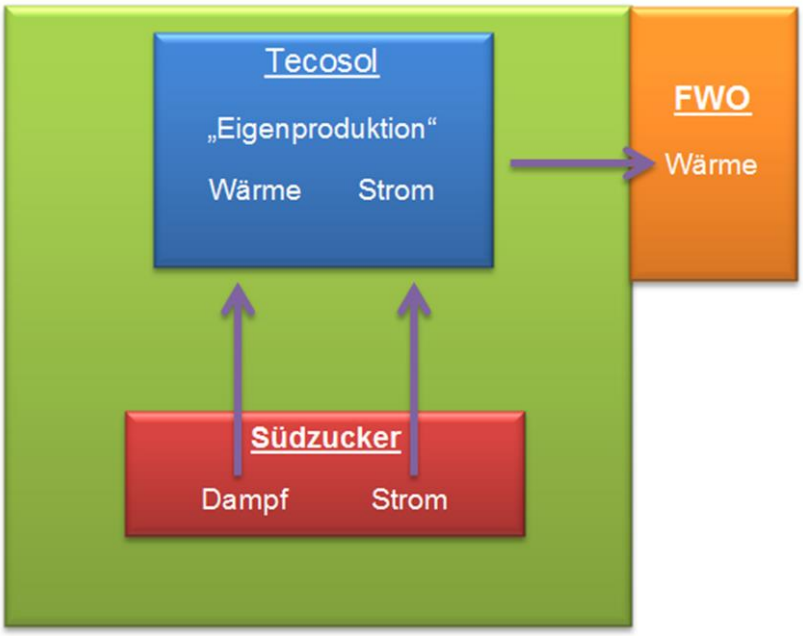


Abbildung 9: Wärmeverkauf an die FWO

In Abbildung 9 ist die Versorgung der Firma TECOSOL dargestellt.

Der Standort der Anlage ist am angedachten Heizhaus der FWO geplant. Der produzierte Strom wird soweit möglich von der Firma TECOSOL verwendet, dafür muss eine Stromleitung gelegt werden. Die produzierte Wärme wird ausschließlich in das Wärmenetz der FWO eingespeist.

3.1.8 Variante 7: Erdgas-BHKW 400 kW_{el}

In Variante 7 wird ein Erdgas-BHKW mit einer thermischen Leistung von 431 kW und einer elektrischen Leistung von 400 kW eingesetzt. Für das Erdgas-BHKW ergeben sich rund 8.300 Vollbenutzungsstunden im Jahr. Jährlich werden rund 8.800.000 kWh Hi an Erdgas verbraucht. Das Erdgas-BHKW erzeugt jährlich rund 3.200 MWh an elektrischer Energie, welche nach dem KWKG 2016 vergütet und in das öffentliche Stromnetz eingespeist wird.

Das Diagramm 8 zeigt die geordnete Jahresdauerlinie der FWO mit einem Pflanzenöl-BHKW. Die produzierte Wärme von 3.500 MWh wird über eine Fernwärmeleitung zum geplanten Heizhaus der FWO geleitet. Die Wärmeleitungsverluste betragen, 200 MWh pro Jahr, es können somit 3.300 MWh an Wärme verkauft werden.

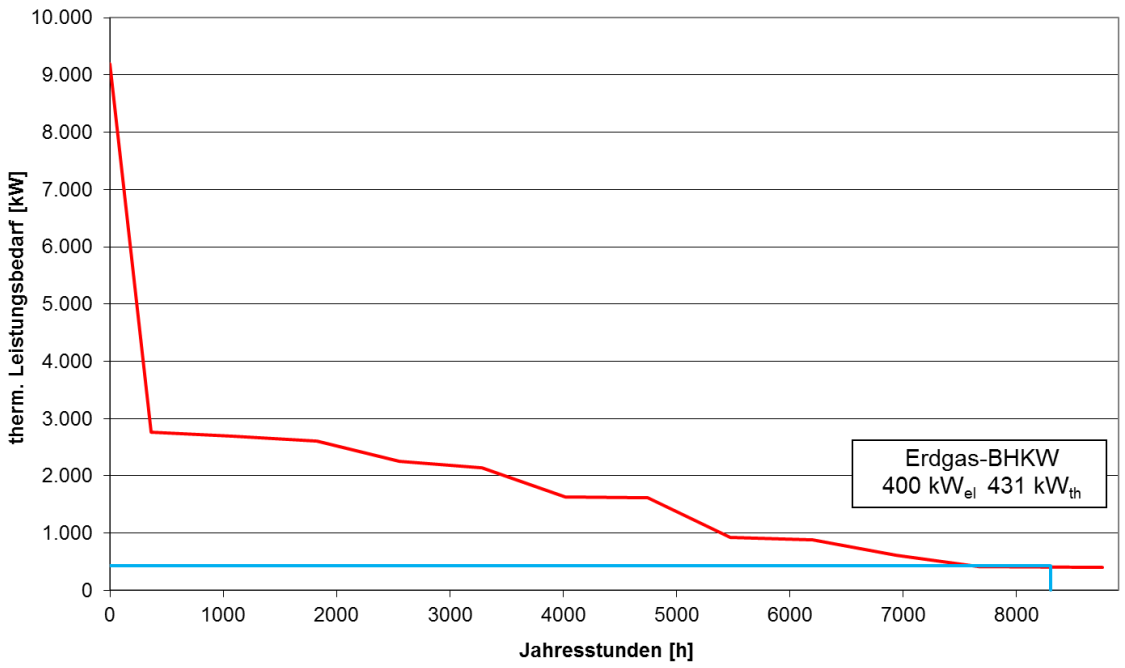


Diagramm 8:Jahresdauerlinie der Variante 7 mit einem Erdgas-BHKW

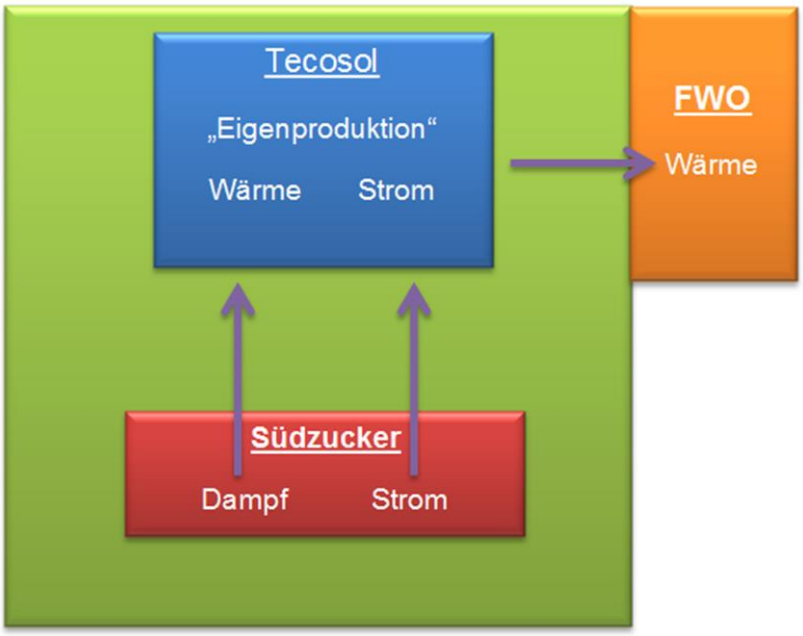


Abbildung 10: Wärmeverkauf an die FWO

Die Abbildung 10 stellt die Versorgung der Firma TECOSOL dar.

Der Standort der Anlage ist bei der Produktionsanlage von TECOSOL geplant. Für die Stromverwertung ist eine Einspeisung in das öffentliche Stromnetz nach dem KWKG 2016 vorgesehen. Die produzierte Wärme wird über eine Fernwärmeleitung zum angedachten Heizhaus der FWO geleitet und in das Wärmenetz eingespeist.

3.1.9 Variante 8: Erdgas-BHKW 400 kW_{el}

In Variante 8 wird ein Erdgas-BHKW mit einer thermischen Leistung von 431 kW und einer elektrischen Leistung von 400 kW eingesetzt. Für das Erdgas-BHKW ergeben sich rund 8.300 Vollbenutzungsstunden im Jahr. Jährlich werden rund 8.800.000 kWh Hi an Erdgas verbraucht. Das Erdgas-BHKW erzeugt jährlich rund 3.200 MWh an elektrischer Energie, welche nach dem KWKG 2016 vergütet und in das öffentliche Stromnetz eingespeist wird.

Die zur Verfügung stehende Wärmeleistung wird in einem dem BHKW nachgeschalteten Dampferzeuger in Prozessdampf umgewandelt. Es können mit diesem Dampferzeuger maximal 2.350 t/a Dampf erzeugt werden.

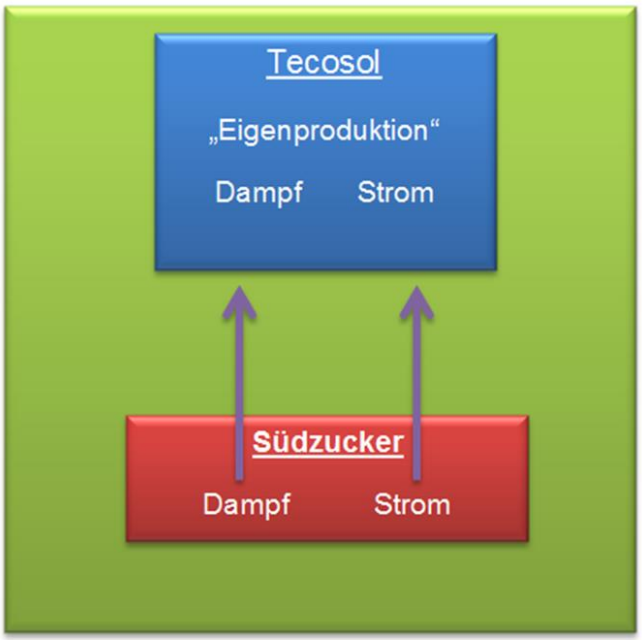


Abbildung 11: Dampferzeugung mit der BHKW-Abwärme

In Abbildung 11 ist die Versorgung der Firma TECOSOL dargestellt.

Der Standort der Anlage ist bei der Produktionsanlage von TECOSOL geplant. Für die Stromverwertung ist eine Einspeisung in das Stromnetz nach dem KWKG 2016 vorgesehen. Die produzierte Wärme wird zur Dampferzeugung genutzt und in das Dampfnetz der Firma TECOSOL einspeist. Die restliche Niedertemperaturwärme von rund 230 kW thermisch wird von der Firma TECOSOL verwendet, da sich eine Wärmeleitung zu dem angedachten Heizhaus der FWO aufgrund der geringen Wärmemenge nicht wirtschaftlich ist.

3.1.10 Variante 9: Erdgas-BHKW 400 kW_{el}

In Variante 9 wird ein Erdgas-BHKW mit einer thermischen Leistung von 431 kW und einer elektrischen Leistung von 400 kW eingesetzt. Für das Erdgas-BHKW ergeben sich rund 8.300 Vollbenutzungsstunden im Jahr. Jährlich werden rund 8.800.000 kWh Hi an Erdgas verbraucht. Das Erdgas-BHKW erzeugt jährlich rund 3.200 MWh an elektrischer Energie. Der produzierte Strom wird soweit möglich intern verbraucht, der überschüssige Strom wird nach dem eex-Baseloadpreis vergütet und in das öffentliche Stromnetz eingespeist.

Das Diagramm 9 zeigt die geordnete Jahresdauerlinie der FWO mit einem Pflanzenöl-BHKW. Die produzierte Wärme von 3.500 MWh wird über eine Fernwärmeleitung zum geplanten Heizhaus der FWO geleitet. Die Wärmeleitungsverluste betragen, 200 MWh pro Jahr, es können somit 3.300 MWh an Wärme verkauft werden.

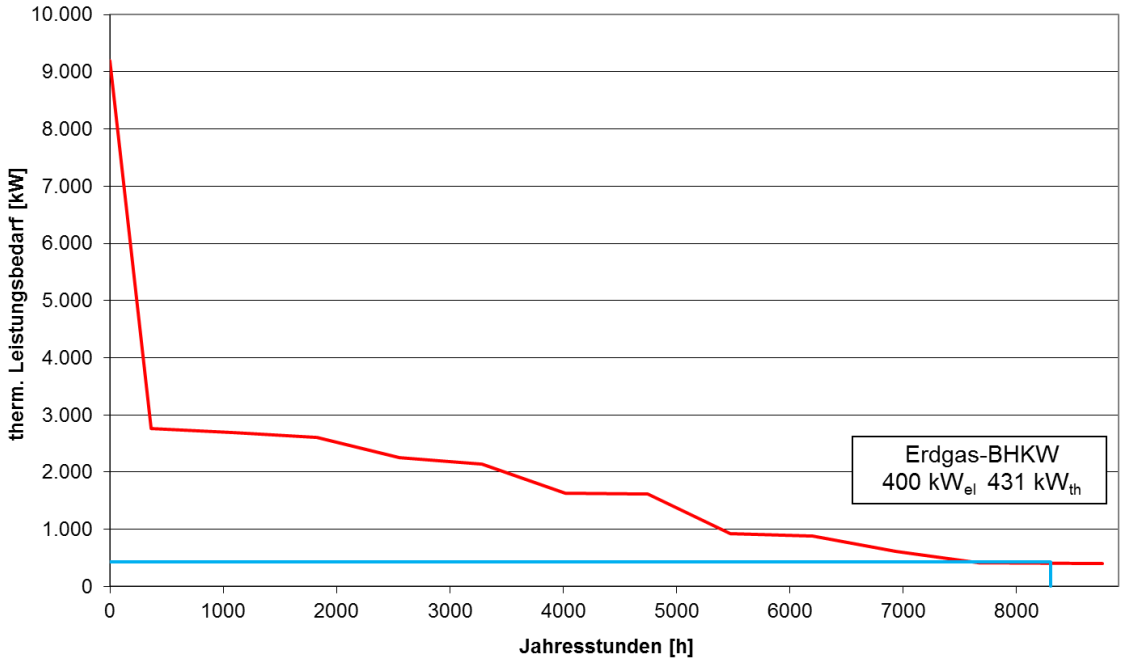


Diagramm 9: Jahresdauerlinie der Variante 9 mit einem Erdgas-BHKW

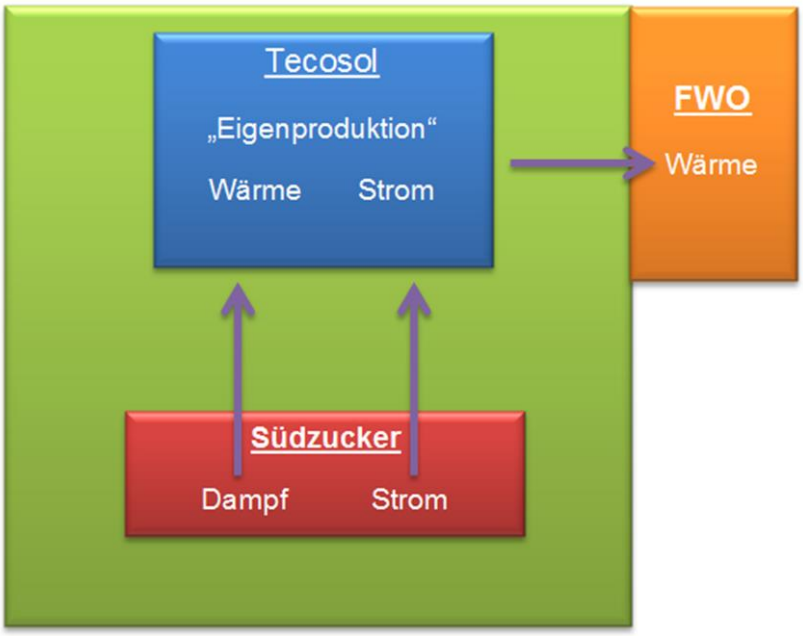


Abbildung 12: Wärmeverkauf an die FWO

In Abbildung 12 ist die Versorgung von TECOSOL dargestellt.

Der Standort der Anlage ist bei der Produktionsanlage von TECOSOL geplant. Der produzierte Strom wird von der Firma TECOSOL verwertet. Die produzierte Wärme wird über eine Fernwärmeleitung zum geplanten Heizhaus der FWO geleitet und in das Wärmenetz eingespeist.

3.1.11 Variante 10: Erdgas-BHKW 400 kW_{el}

In Variante 10 wird ein Erdgas-BHKW mit einer thermischen Leistung von 431 kW und einer elektrischen Leistung von 400 kW eingesetzt. Für das Erdgas-BHKW ergeben sich rund 8.300 Vollbenutzungsstunden im Jahr. Jährlich werden rund 8.800.000 kWh Hi an Erdgas verbraucht. Das Erdgas-BHKW erzeugt jährlich rund 3.200 MWh an elektrischer Energie. Der produzierte Strom wird soweit möglich intern verbraucht, der überschüssige Strom wird nach dem eex-Baseloadpreis vergütet und in das öffentliche Stromnetz eingespeist.

Die zur Verfügung stehende Wärmeleistung wird in einem dem BHKW nachgeschalteten Dampferzeuger in Prozessdampf umgewandelt. Es können mit diesem Dampferzeuger maximal 2.350 t/a Dampf erzeugt werden.

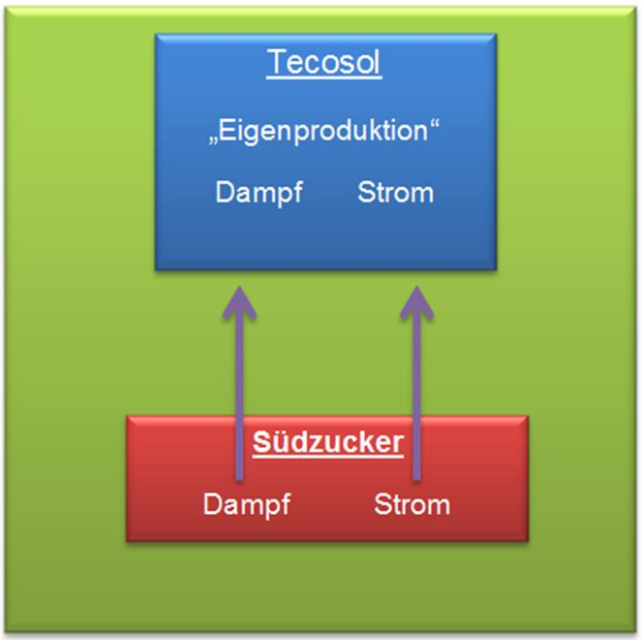


Abbildung 13: Dampferzeugung mit der BHKW-Abwärme

In Abbildung 13 ist die Versorgung von TECOSOL dargestellt.

Der Standort der Anlage ist bei der Produktionsanlage von TECOSOL geplant. Der produzierte Strom wird von der Firma TECOSOL verwertet. Die produzierte Wärme wird zur Dampferzeugung genutzt und in das Dampfnetz der Firma TECOSOL einspeist. Die restliche Niedertemperaturwärme von rund 230 kW thermisch wird von der Firma TECOSOL verwendet, da sich eine Wärmeleitung zum angedachten Heizhaus der FWO aufgrund der geringen Wärmemenge nicht wirtschaftlich ist.

3.1.12 Variante 11: Strombezug von FWO

In Variante 11 wird der Strombezug von FWO betrachtet, dafür muss ein Stromkabel vom geplanten Heizhaus der FWO zu TECOSOL verlegt werden.

In Abbildung 14 ist der Strombezug von FWO dargestellt.

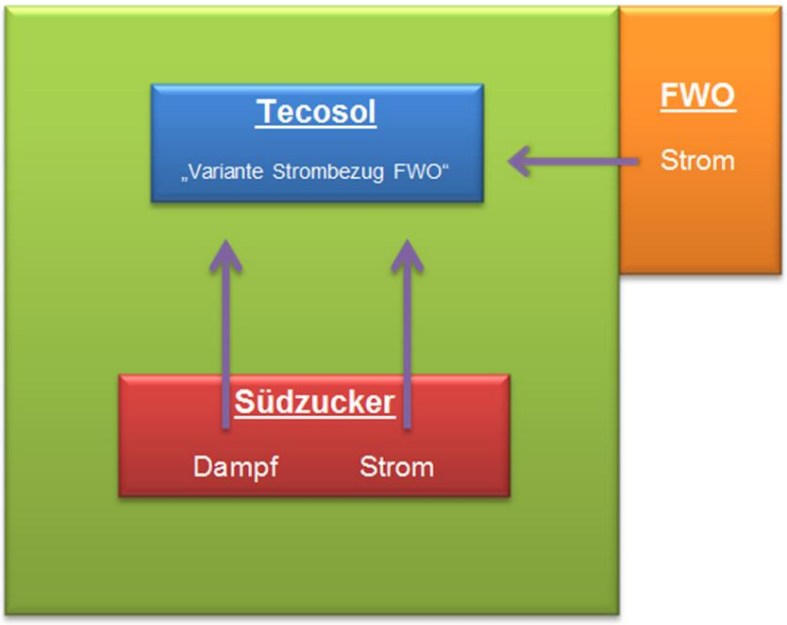


Abbildung 14: Strombezug von FWO

3.2 Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

3.2.1 Die wirtschaftlichen Grundannahmen

Basierend auf den in den vorangegangenen Kapiteln entwickelten Energieversorgungsvarianten wird eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zur Ermittlung der ökonomisch günstigsten Variante durchgeführt. Es werden die durchschnittlichen Jahresgesamtkosten für den betrachteten Zeitraum berechnet und dargestellt. Die Jahresgesamtkosten geben an, wie viel Kosten unter Berücksichtigung von Kapitalkosten, Instandhaltungs- und Wartungskosten, Verbrauchskosten, sonstigen Kosten und evtl. Einnahmen durch einen Stromverkauf jährlich anfallen.

Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung gelten folgende Grundannahmen:

- Es wird der ROI (Return on Investment) berechnet
- Der Betrachtungszeitraum der Erdgas-BHKW Varianten wurde aufgrund der auf 30.000 Betriebsstunden begrenzten KWK-Vergütung auf 5 Jahre festgelegt
- Alle Preise sind Nettopreise (ohne Mehrwertsteuer)
- Die Brennstoffkosten bleiben im Betrachtungszeitraum konstant, Preisänderungen werden gesondert über eine Sensitivitätsanalyse erfasst
- Die Einspeisevergütungen für den produzierten Strom bleiben im Betrachtungszeitraum konstant, Änderungen werden gesondert über eine Sensitivitätsanalyse erfasst
- Die Vergütungsregelung für Strom aus Erdgas-BHKW folgt nach dem Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz 2016 (KWKG)
- Die Vergütungsregelung für Strom aus Pflanzenöl-BHKW erfolgt nach dem EEG 2004

Folgende Kosten bzw. Erlöse werden berücksichtigt:

- Betriebsgebundene Kosten für die KWK-Anlage (Wartung, Instandhaltung, Technische Überwachung, etc.)
- Verbrauchsgebundene Kosten (Brennstoff und Hilfsenergie)
- Sonstige Kosten (z. B. Versicherung)
- Erlöse aus der Stromeinspeisung
- Kapitalkosten (Investitionskosten auf Basis durchschnittlicher Marktpreise für die einzelnen Komponenten)

Kosten:

Die **Investitionskosten** umfassen im Einzelnen:

- KWK-Anlage mit Peripherie in Containerbauweise
- Einbindung (HLS, Elektro, MSR)
- Technische Installationskosten
- Projektabwicklung (20 %)

Die **betriebsgebundenen Kosten** beinhalten in erster Linie Kosten für die Wartung und Instandhaltung der KWK-Anlage.

Die **verbrauchsgebundenen Kosten** setzen sich aus Brennstoffkosten und Kosten für elektrische Energie zusammen.

Für die Brennstoffe selbst werden folgende Netto-Preise angenommen:

- Pflanzenöl: 750 €/to
- Erdgas: 3,01 Ct/kWh$_{Hs}$
- Vermiedener Strombezug: 14,36 Ct/kWh$_{el}$

Die **sonstigen Kosten** umfassen Kosten für die Verwaltung und Versicherung und werden pauschal mit je 1,0 % der Investitionskosten für die Anlagentechnik angesetzt.

Einnahmen:

Erlöse ergeben sich bei Pflanzenöl- / Erdgas-KWK-Anlagen aus der Stromeinspeisung, aus vermiedenen Stromkosten durch Stromeigennutzung, der Zuschlagszahlung nach dem KWK-Gesetz, einer Vergütung nach dem EEG und der Erdgassteuer- und Energiesteuerrückerstattung.

Bei der Verwendung von Pflanzenöl bzw. Erdgas in KWK-Anlagen wird eine Steuerrückerstattung auf den eingesetzten Brennstoff in Höhe von 25 €/to bzw. 0,55 Cent/kWh$_{Hs}$ bezogen auf die Feuerungswärmeleistung der Anlage, gewährt.

Die Einspeisevergütung bei Pflanzenöl-BHKW mit Altvertrag wird nach dem EEG 2004 und bei einem neuen Erdgas-BHKW nach dem KWKG 2016 vergütet.

Einspeisevergütung nach **KWKG 2016 → nicht stromkostenintensiv**

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

KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung bis 100 kW erhalten für den eingespeisten KWK-Strom einen Zuschlag von 6,0 Cent/kWh und für den selbstverbrauchten KWK-Strom einen Zuschlag von 3,0 Cent/kWh - für eine Dauer von 30.000 Volllaststunden ab Aufnahme des Dauerbetriebes. KWK-Anlagen einer größeren Leistungsklasse erhalten die höheren Vergütungssätze der kleineren Leistungsklasse **anteilig vergütet** (der Leistungsanteil bis 50 kW, wird auch bei größeren Anlagen entsprechend mit der höheren Zuschlagszahlung von 8,0 Cent/kWh, bzw. 4,0 Cent/kWh vergütet; jedoch nur auf den auf 30.000 Volllaststunden begrenzten Anspruchszeitraum).

KWK-Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung bis 250 kW erhalten für den eingespeisten KWK-Strom einen Zuschlag von 5 Cent/kWh und für den selbstverbrauchten KWK-Strom einen Zuschlag von 0 Cent/kWh - für eine Dauer von 30.000 Volllaststunden ab Aufnahme des Dauerbetriebes.

KWK-Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung bis 2.000 kW erhalten für den eingespeisten KWK-Strom einen Zuschlag von 4,4 Cent/kWh und für den selbstverbrauchten KWK-Strom einen Zuschlag von 0 Cent/kWh - für eine Dauer von 30.000 Volllaststunden ab Aufnahme des Dauerbetriebes.

→ stromkostenintensive Unternehmen

Für den Eigenverbrauch in stromkostenintensiven Unternehmen werden höhere Zuschläge gewährt.

KWK-Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung bis 50 kW erhalten für den selbstverbrauchten KWK-Strom einen Zuschlag von 5,41 Cent/kWh - für eine Dauer von 60.000 Volllaststunden ab Aufnahme des Dauerbetriebes.

KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung bis 100 kW erhalten für den selbstverbrauchten KWK-Strom einen Zuschlag von 4,0 Cent/kWh - für eine Dauer von 30.000 Volllaststunden ab Aufnahme des Dauerbetriebes. KWK-Anlagen einer größeren Leistungsklasse erhalten die höheren Vergütungssätze der kleineren Leistungsklasse anteilig vergütet (der Leistungsanteil bis 50 kW, wird auch bei größeren Anlagen entsprechend mit der höheren Zuschlagszahlung von 8,0 Cent/kWh, bzw. 4,0 Cent/kWh vergütet; jedoch nur auf den auf 30.000 Volllaststunden begrenzten Anspruchszeitraum).

KWK-Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung bis 250 kW erhalten für den eingespeisten KWK-Strom einen Zuschlag von 5 Cent/kWh und für den selbstverbrauchten KWK-Strom einen Zuschlag von 0 Cent/kWh - für eine Dauer von 30.000 Volllaststunden ab Aufnahme des Dauerbetriebes.

KWK-Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung bis 2.000 kW erhalten für den eingespeisten KWK-Strom einen Zuschlag von 4,4 Cent/kWh und für den selbstverbrauchten KWK-Strom einen Zuschlag von 0 Cent/kWh - für eine Dauer von 30.000 Volllaststunden ab Aufnahme des Dauerbetriebes.

Baseloadpreis

Darüber hinaus erhält der Anlagenbetreiber eine zusätzliche Vergütung vom Netzstrombetreiber für den eingespeisten Strom. Diese ist abhängig vom Strompreis für Baseload-Strom an der Strombörse und wird auf die vorangegangenen Quartale bezogen. In Abbildung 15 ist eine Entwicklung des Preises seit dem Jahr 2006 dargestellt. Dieser Preis („Baseloadpreis“) gilt als Richtpreis, der bezahlt werden muss, wenn sich der Energieversorger und der KWK-Anlagenbetreiber auf keine andere Vergütung einigen können.

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

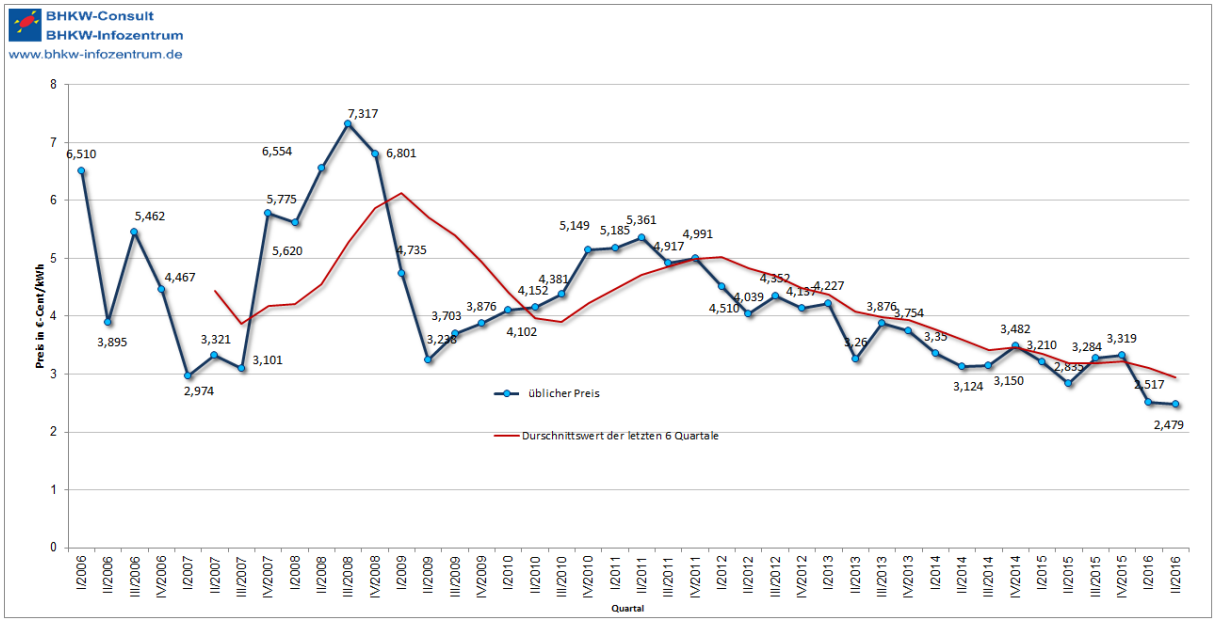


Abbildung 15: Entwicklung des "üblichen Preises" (Baseloadpreis) für die KWK-Stromvergütung [Quelle: BHKW Infozentrum]

Steuerrückerstattung Pflanzenöl / Erdgas : 25 €/to bzw. 0,55 Cent/kWh$_{Hs}$ eingesetzten Brennstoffs

KWK-Zuschlag für eingespeiste elektrische Energie:

- 8,0 Cent/kWh für den Anteil kleiner 50 kW$_{el}$
- 6,0 Cent/kWh für den Anteil größer 50 kW$_{el}$ bis 100 kW$_{el}$
- 5,0 Cent/kWh für den Anteil größer 100 kW$_{el}$ bis 250 kW$_{el}$
- 4,4 Cent/kWh für den Anteil größer 250 kW$_{el}$ bis 2.000 kW$_{el}$

KWK-Zuschlag für selbstverbrauchte elektrische Energie:

- 4,0 Cent/kWh für den Anteil kleiner 50 kW$_{el}$
- 3,0 Cent/kWh für den Anteil größer 50 kW$_{el}$ bis 100 kW$_{el}$

KWK-Zuschlag für selbstverbrauchte elektrische Energie (energieintensive Unternehmen):

- 5,41 Cent/kWh für den Anteil kleiner 50 kW$_{el}$
- 4,0 Cent/kWh für den Anteil größer 50 kW$_{el}$ bis 100 kW$_{el}$
- 4,0 Cent/kWh für den Anteil größer 100 kW$_{el}$ bis 250 kW$_{el}$
- 2,4 Cent/kWh für den Anteil größer 250 kW$_{el}$ bis 2.000 kW$_{el}$

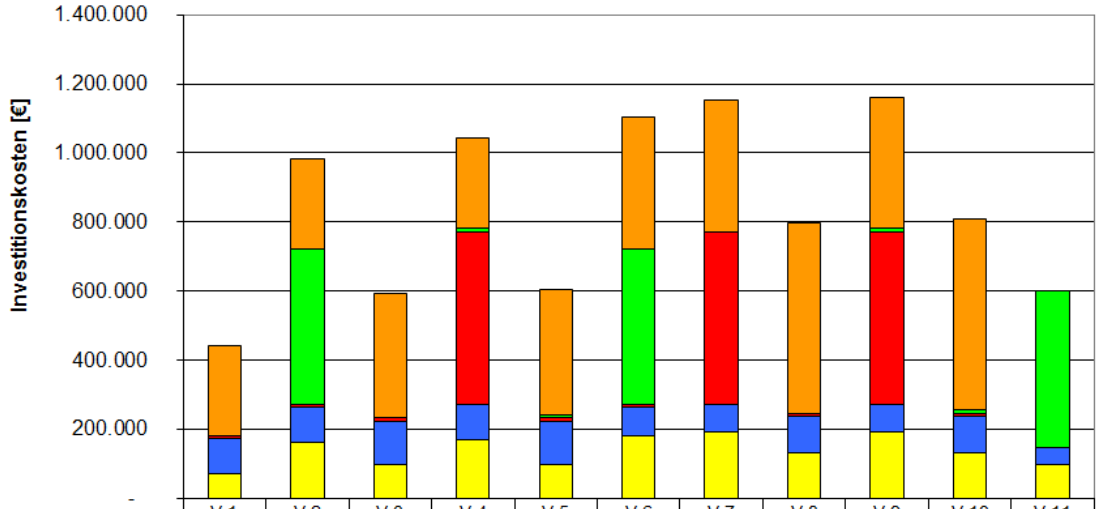
Stromeinspeisung: Vergütung („Baseloadpreis“): ca. 2,5 Cent/kWh_{el}

Stromeigennutzung: 14,36 Ct/kWh_{el}

EEG-Umlage für selbstverbrauchten Strom: 40 % der EEG- Umlage = 2,54 Ct/kWh_{el}
(Der EEG Soli wurde im Rahmen der Novellierung des EEG eingeführt. Ab 01.01.2017 beträgt der Prozentsatz 40%.)

3.2.2 Die Investitionskostenprognose

In dem nachfolgendem Diagramm 10 sind die prognostizierten Investitionskosten der einzelnen Varianten dargestellt.



	V 1	V 2	V 3	V 4	V 5	V 6	V 7	V 8	V 9	V 10	V 11
Anlagenkosten	260.000	260.000	360.000	260.000	360.000	380.000	380.000	550.000	380.000	550.000	-
Stromleitung (Eigenverbrauch)	-	450.000	-	10.000	10.000	450.000	-	-	10.000	10.000	450.000
Wärmeleitung	10.000	10.000	10.000	500.000	10.000	10.000	500.000	10.000	500.000	10.000	-
Technische Installation	100.000	100.000	125.000	100.000	125.000	80.000	80.000	105.000	80.000	105.000	50.000
Projektabwicklung	74.000	164.000	99.000	172.000	99.000	184.000	192.000	133.000	192.000	133.000	100.000

Diagramm 10: Die Investitionskosten der einzelnen Varianten

Die im Rahmen der vorliegenden Untersuchung angenommenen Nettoinvestitionskosten basieren teilweise auf durchschnittlichen Marktpreisen und nicht auf konkreten Angebotsvorlagen. In der tatsächlichen Umsetzung, die von einer Ausschreibung eingeleitet wird, können daher die Preise von den hier kalkulierten abweichen. Vor diesem Hintergrund wurden Sensitivitätsanalysen erarbeitet, welche den Einfluss einzelner Parameter auf die spezifischen Wärmegestehungskosten darstellen.

3.2.3 Die jährlichen Ausgaben

Die jährlichen Ausgaben bestehen aus den Betriebskosten, den verbrauchsgebundenen Kosten und den sonstigen Kosten, die nach den wirtschaftlichen Grundannahmen in Kapitel 3.2.1 berechnet werden. Die Aufteilung der jährlichen Ausgaben auf die einzelnen Kostenarten sind in folgenden Diagramm 11 grafisch dargestellt.

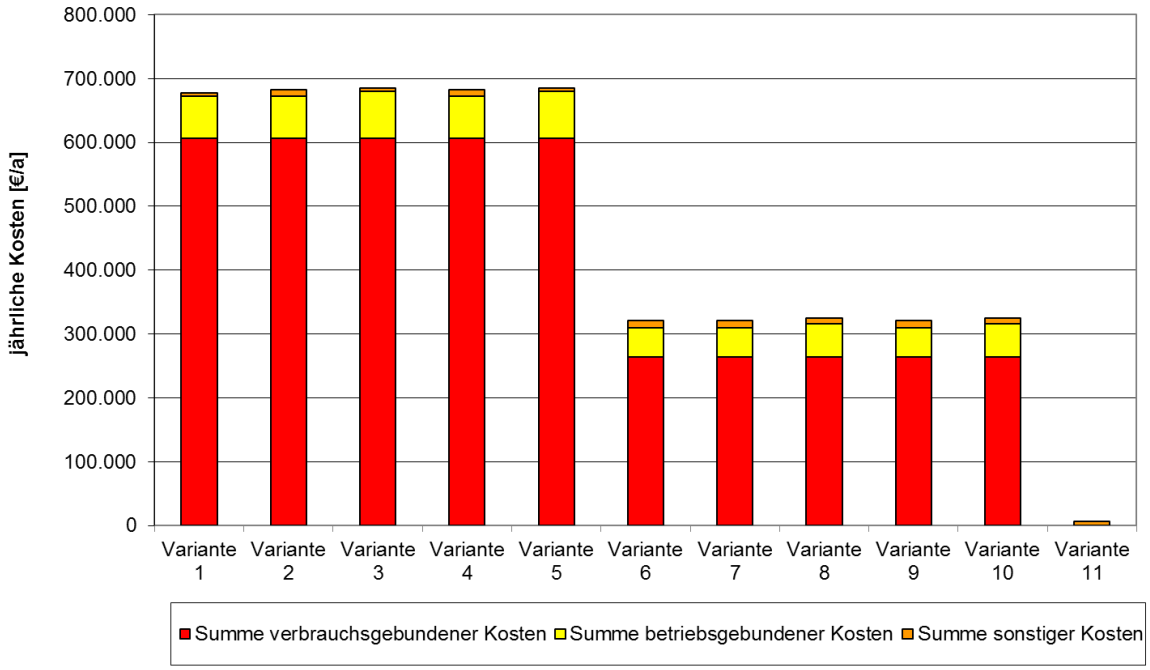


Diagramm 11: Die jährlichen Kosten der einzelnen Varianten

3.2.4 Die jährlichen Einnahmen

In Diagramm 12 sind die jährlichen Einnahmen der Varianten dargestellt, welche sich durch die Stromproduktion und ggf. durch Wärme- und/oder Dampf Verdrängung/Verkauf mit dem Einsatz von KWK-Anlagen (Kraft-Wärme-Kopplung) ergeben.

Für die Varianten 1 bis 10 ergeben sich die Einnahmen durch die Stromeigennutzung, die Stromeinspeisung in das öffentliche Netz und der Vergütung nach dem KWK-Gesetz.

Außerdem wird in allen Varianten mit BHKW die Energiesteuer auf den in den KWK-Anlagen eingesetzten Brennstoff zurückerstattet. Bei den Einnahmen wird die Energiesteuerrückerstattung berücksichtigt.

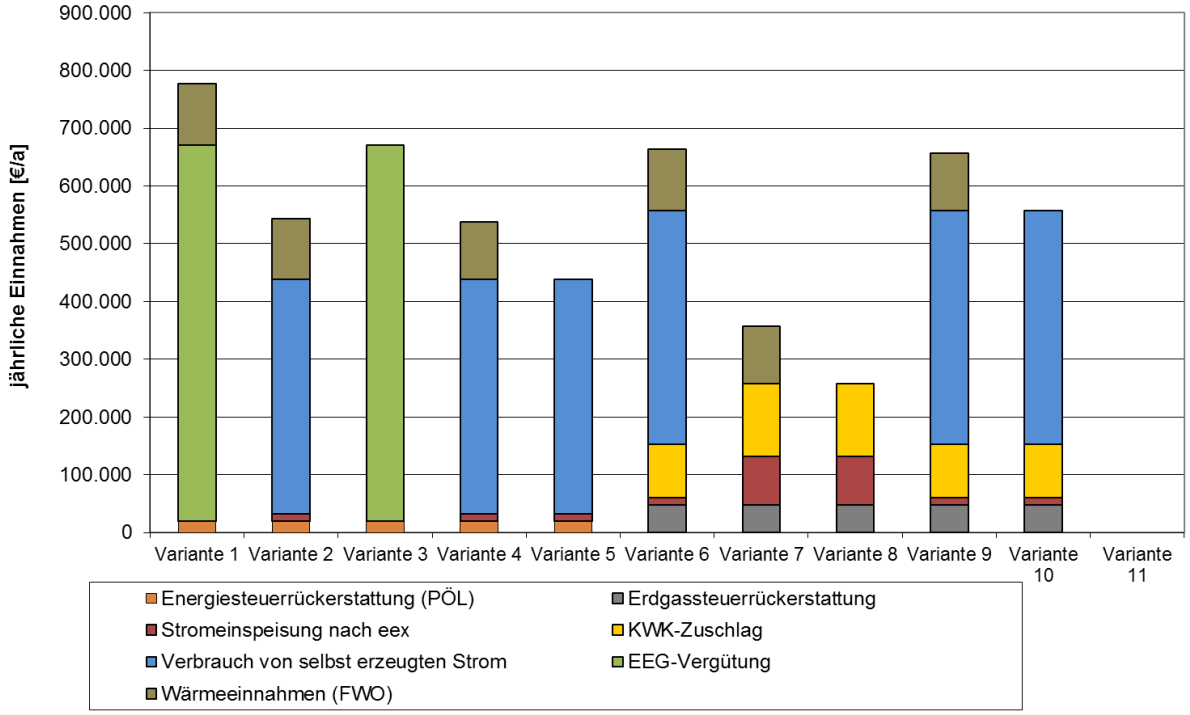


Diagramm 12: Die jährlichen Einnahmen der einzelnen Varianten

3.2.5 Die Sensitivitätsanalyse

Zur Berücksichtigung von Änderungen der Wärmeeinnahmen sowie Preisänderungen bei den Brennstoffen wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, die den Einfluss des jeweiligen Parameters auf die Wärmegestehungskosten simuliert.

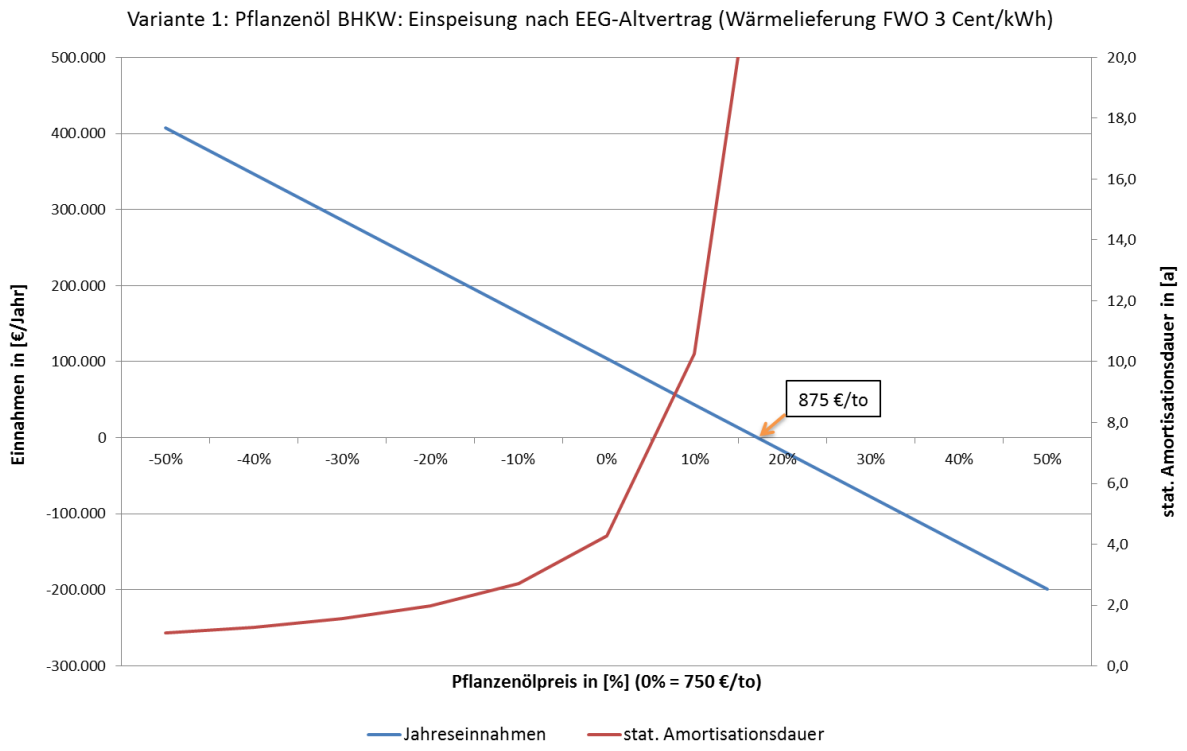


Diagramm 13: Einnahmen und stat. Amortisationszeit in Abhängigkeit vom Pflanzenölpreis

Das Diagramm 13 zeigt die Einnahmen und die statische Amortisationsdauer in Abhängigkeit des Pflanzenölpreises. Der Pflanzenölpreis ist mit 750 €/to angenommen und variiert um +/- 50%. Anhand der statischen Amortisationsdauer ist ersichtlich, dass ein wirtschaftlicher Betrieb nur bis maximal 875 €/to möglich ist. Die Vergütung des produzierten Stroms erfolgt nach dem EEG 2004, für die Wärme werden 3 Cent/kWh thermisch angenommen (Mindestpreis für Wärmelieferung).

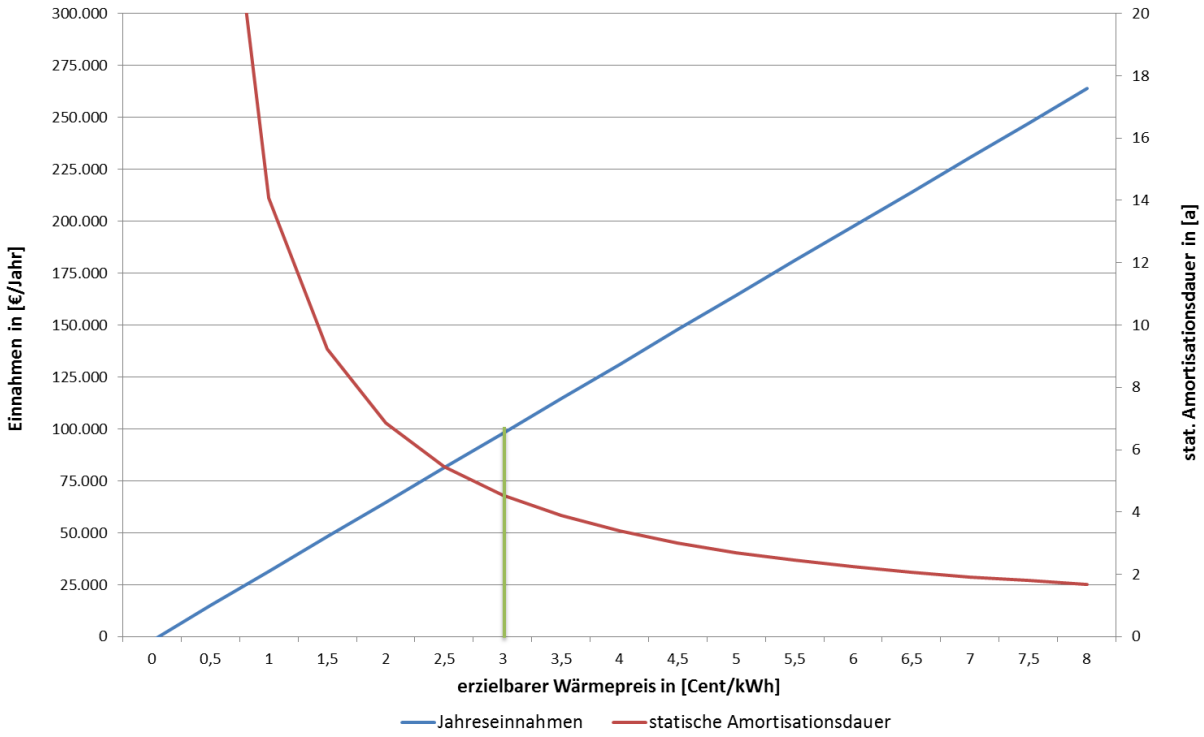


Diagramm 14: Die Sensitivitätsanalyse

Das Diagramm 14 stellt die Einnahmen und die statische Amortisationsdauer abhängig vom erzielbaren Wärmepreis dar. Das bedeutet, dass anhand des ausgehandelten Wärmepreis die statische Amortisationsdauer und die Jahreseinnahmen im Diagramm abgelesen werden können. Als erzielbarer Wärmepreis sind im Moment (grüner Balken) 3 Cent/kWh Wärme angenommen. In diesem Fall ergäbe sich eine statische Amortisationsdauer von rund 4 Jahren, die Jahreseinnahmen betragen etwa 100.000 Euro.

3.2.6 Return on Investment

Im Diagramm 15 wird der „Return on Investment“ der verschiedenen Varianten dargestellt. Sollte eine Variante nicht wirtschaftlich sein wird kein Balken angezeigt. Das bedeutet, das Variante 1 die wirtschaftlichste Variante darstellt. Jedoch ist klar zu erkennen, dass sich nur die beiden Pflanzenöl-BHKW wirtschaftlich sinnvoll betreiben lassen. Ein Erdgas BHKW ist aufgrund der geringeren Vergütung des produzierten Stroms wirtschaftlich nicht sinnvoll darstellbar.

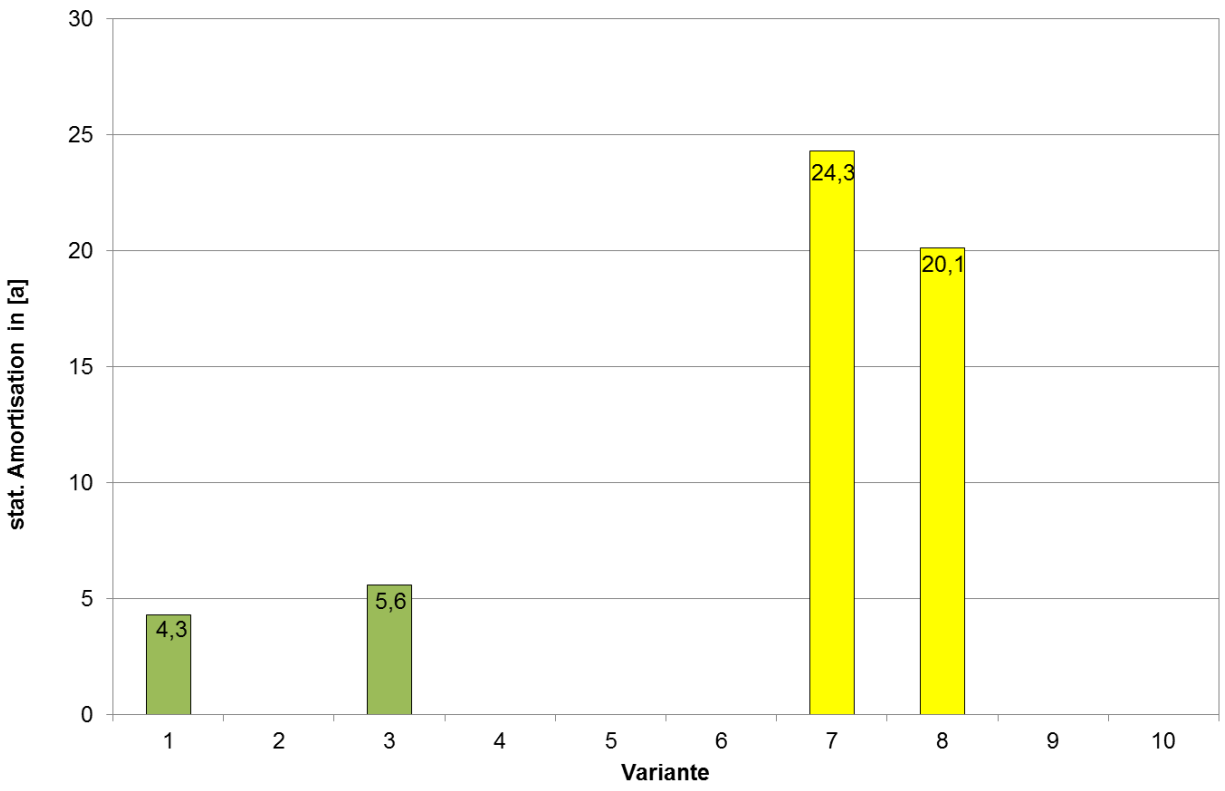


Diagramm 15: Der “Return on Investment” der Varianten

3.2.7 Die Primärenergiefaktoren für das FWO-Wärmenetz

Die Primärenergiefaktoren für das Wärmenetz ändern sich je nach eingesetztem Energieträger deutlich. Im nachfolgenden Diagramm 16 sind die möglichen Energieversorgungsvarianten für das Fernwärmenetz der FWO dargestellt.

Im Istzustand weist das Fernwärmenetz einen Primärenergiefaktor von 1,2 fp auf. Mit einem Erdgas-BHKW könnte Primärenergiefaktor auf 0,6 fp reduziert werden. Bei einer Variante mit einem Erdgas-BHKW und einem Pflanzenöl-BHKW (nachhaltiges Pflanzenöl) kann ein Primärenergiefaktor von < 0,2 erreicht werden.

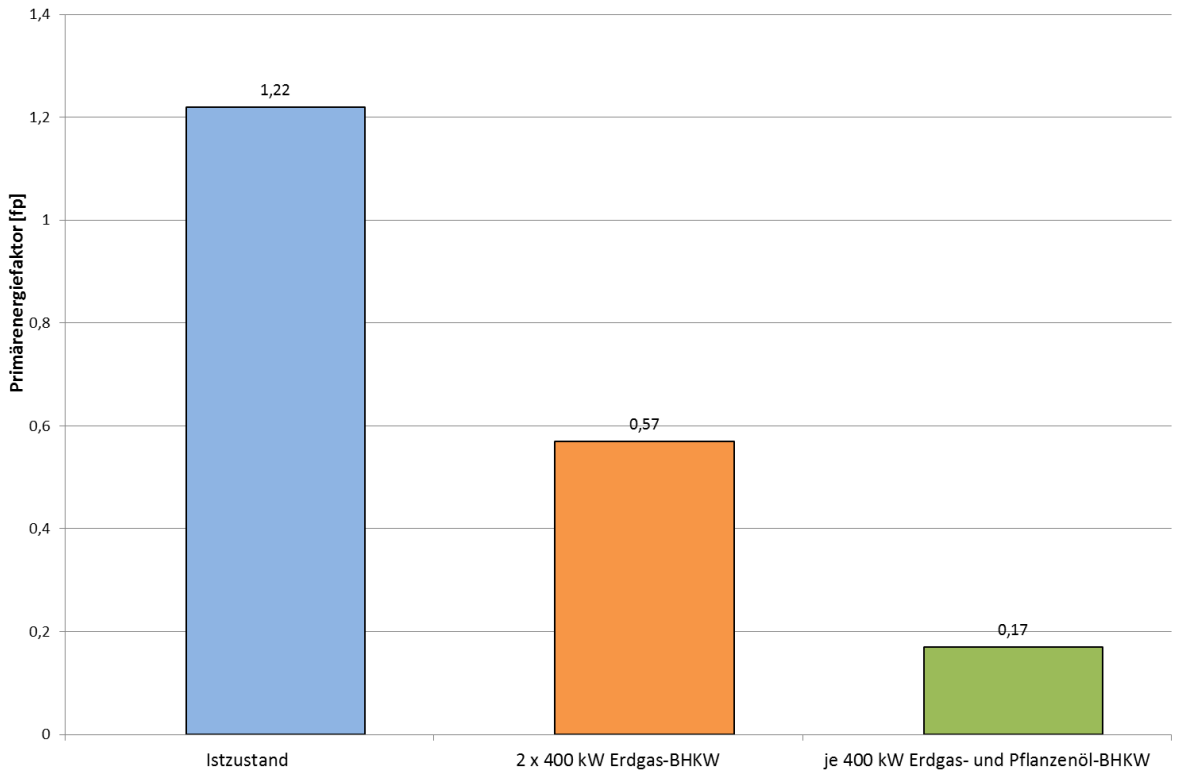


Diagramm 16: Die Primärenergiefaktoren für das Fernwärmenetz

4 Zusammenfassung

Im Rahmen des vorliegenden Energiekonzeptes wurde das Biodieselwerk TECOSOL einer umfassenden energetischen Bestandsaufnahme unterzogen, in welcher die thermische und elektrische Energieversorgung, der CO_2-Ausstoß, sowie die Gesamtenergiekosten dargestellt wurden.

Auf Basis der Daten und den Vor-Ort-Begehungen wurden verschiedene Potentiale und Optimierungsmaßnahmen identifiziert.

Die erarbeiteten **Optimierungsmaßnahmen** beziehen sich auf eine Wärme- und Strombereitstellung mithilfe einer Kraft-Wärme-Kopplungsanlage, einem sogenannten Blockheizkraftwerk.

Auf Grundlage der Bedarfsermittlung wurden anschließend die verschiedenen **Energieversorgungsvarianten** entwickelt und im Rahmen einer Vollkostenrechnung auf ihre Wirtschaftlichkeit hin untersucht. Die Jahresgesamtkosten wurden einer Sensitivitätsanalyse unterzogen, um den Einfluss einzelner Parameter (Brennstoffkosten, Kapitalkosten) auf die Energiekosten zu simulieren. Zusätzlich zur ökonomischen Betrachtung wurde eine ökologische Bewertung hinsichtlich des fossilen CO_2-Austosses der einzelnen Varianten durchgeführt.

Als wirtschaftlichste Variante hat sich die Variante 1 herausgestellt, gefolgt von Variante 3. Das bedeutet, dass eine Einspeisung nach EEG mit einem Pflanzenöl-BHKW durchaus wirtschaftlich ist. Zu beachten ist hierbei, dass diese Verträge nur noch 10 Jahre Restlaufzeit haben. Aufgrund der Kosten für Verbindungsleitungen zwischen geplantem Heizhaus der FWO und TECOSOL (thermisch, elektrisch) lassen die entsprechenden Varianten unwirtschaftlich werden. Der Betrieb eines Erdgas-BHKW weist eine höhere Amortisationsdauer als ein Pflanzenöl-BHKW auf.

Zusätzlich zur ökonomischen Betrachtung wurde eine ökologische Bewertung hinsichtlich des Primärenergiefaktors der möglichen Varianten aufgestellt.

Handlungsempfehlung:

- **Installation eines eigenen Stromnetzanschlusses:**
  - Eigener Strombezugslastgang
- **Überprüfung der Kühlwasserpumpen:**
  - Messung der Effizienz der Kühlwasserpumpen im Ist-Zustand
  - Austausch der Pumpen gegen effiziente und regelbare Pumpen, eventuell mit eigener Rohrleitung für eine klare Systemgrenze
  - Messung der neu eingebauten Kühlwasserpumpen
- **Bau eines BHKW am Standort des geplanten Heizhauses der FWO**
  - Betrieb mit nachhaltigen Pflanzenöl, somit kann der FWO Wärme mit einem Primärenergiefaktor von 0 zur Verfügung gestellt werden
- **Bau eines BHKW am Werk**
  - Somit könnte der Strombezug minimiert werden, hierfür sollte jedoch erst die Installation des eigenen Stromnetzanschlusses abgewartet werden (könnte Auswirkungen auf die EEG-Umlagebefreiung haben), Untersuchung in einem separaten Konzept sinnvoll

5 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Luftbild TECOSOL GmbH 6

Abbildung 2: Geplantes Heizhaus der FWO mit möglicher Leitungstrasse 18

Abbildung 3: Stoffströme der Referenzvariante 19

Abbildung 4: Wärmeverkauf an FWO 21

Abbildung 5: Wärmeverkauf an die FWO.....23

Abbildung 6: Dampferzeugung mit der BHKW-Abwärme.....24

Abbildung 7: Wärmeverkauf an die FWO.....26

Abbildung 8: Dampferzeugung mit der BHKW-Abwärme.....27

Abbildung 9: Wärmeverkauf an die FWO.....29

Abbildung 10: Wärmeverkauf an die FWO.....31

Abbildung 11: Dampferzeugung mit der BHKW-Abwärme.....32

Abbildung 12: Wärmeverkauf an die FWO.....34

Abbildung 13: Dampferzeugung mit der BHKW-Abwärme.....35

Abbildung 14: Strombezug von FWO 36

Abbildung 15: Entwicklung des "üblichen Preises" (Baseloadpreis).....41

6 Diagrammverzeichnis

Diagramm 1: Der monatliche Stromverbrauch des Jahres 2015 9

Diagramm 2: Der monatliche Dampfverbrauch des Jahres 2015 11

Diagramm 3: Der monatliche Erdgasverbrauch des Jahres 2015 12

Diagramm 4: Jahresdauerlinie der Variante 1 mit einem Pflanzenöl-BHKW 20

Diagramm 5: Jahresdauerlinie der Variante 2 mit einem Pflanzenöl-BHKW 22

Diagramm 6: Jahresdauerlinie der Variante 4 mit einem Pflanzenöl-BHKW 25

Diagramm 7: Jahresdauerlinie der Variante 6 mit einem Erdgas-BHKW 28

Diagramm 8:Jahresdauerlinie der Variante 7 mit einem Erdgas-BHKW 30

Diagramm 9: Jahresdauerlinie der Variante 9 mit einem Erdgas-BHKW 33

Diagramm 10: Die Investitionskosten der einzelnen Varianten 43

Diagramm 11: Die jährlichen Kosten der einzelnen Varianten 44

Diagramm 12: Die jährlichen Einnahmen der einzelnen Varianten 45

Diagramm 13: Einnahmen und stat. Amortisationszeit in Abhängigkeit vom Pflanzenölpreis 46

Diagramm 14: Die Sensitivitätsanalyse 47

Diagramm 15: Der “Return on Investment” der Varianten 48

Diagramm 16: Die Primärenergiefaktoren für das Fernwärmenetz 49

7 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Der monatliche Stromverbrauch 8

Tabelle 2: Der monatliche Stromverbrauch der Kühlwasserpumpen 9

Tabelle 3: Der monatliche Dampfverbrauch des Jahres 2015 10

Tabelle 4: Der monatliche Erdgasverbrauch des Jahres 2015 11

Tabelle 5: Der Primärenergiebedarf im Ist-Zustand 13

Tabelle 6: Die CO_2-Bilanz im Ist-Zustand 14

Tabelle 7: Die jährlichen Energiekosten im Ist-Zustand 15

Tabelle 8: Variante 1 – 5, Pflanzenöl-BHKW 16

Tabelle 9: Variante 6 – 11, Erdgas-BHKW und Strombezug von FWO 17

Tabelle 10: Energieversorgungsvarianten 1 - 11 18