

0236 - Dampferzeugung Greiner Packaging AG

Deckblatt

Dokumentversion	1.0
Datum	01.08.2021

Gesuchsteller (Unternehmen) ¹	Greiner Packaging AG
Name, Vorname	André Ströhle
Strasse, Nr.	Rheinstrasse 38
PLZ, Ort	9444 Diepoldsau
Tel.	+41 71 737 81 41
E-Mail-Adresse	a.stroehle@greiner-gpi.com

Projektentwickler (Unternehmen)	Lenum AG
Name, Vorname	Schnider, Lukas
Kontaktperson für Rückfragen (an Stelle von Gesuchsteller)?	<input checked="" type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Tel.	+423 265 30 88
E-Mail-Adresse	schnider@lenum.com

Gesuch

- Ersteinreichung (Art. 7 CO₂-Verordnung)
- erneute Validierung zur Verlängerung der Kreditierungsperiode (Art. 8a CO₂-Verordnung)
- erneute Validierung aufgrund einer wesentlichen Änderung (Art. 11 Abs. 3 CO₂-Verordnung)

¹ Hinweis: Sollte der Gesuchsteller im Laufe des Projektes ändern, so ist dies dem BAFU schriftlich mitzuteilen.

Inhalt

1	Angaben zum Projekt/Programm.....	3
1.1	Projekt-/Programmmzusammenfassung	3
1.2	Typ und Umsetzungsform	3
1.3	Projektstandort	4
1.4	Beschreibung des Projektes.....	5
1.4.1	Ausgangslage	5
1.4.2	Projektziel	5
1.4.3	Technologie	5
1.5	Referenzszenario	6
1.6	Termine.....	7
2	Abgrenzung zu weiteren klima- oder energiepolitischen Instrumenten und Vermeidung von Doppelzählung	8
2.1	Finanzhilfen	8
2.2	Schnittstellen zu Unternehmen, die von der CO ₂ -Abgabe befreit sind	8
2.3	Doppelzählung aufgrund anderweitiger Abgeltung des ökologischen Mehrwerts	8
3	Berechnung ex-ante erwartete Emissionsverminderungen.....	9
3.1	Systemgrenze und Emissionsquellen	9
3.2	Einflussfaktoren	10
3.3	Leakage	11
3.4	Projektemissionen	11
3.5	Referenzentwicklung	13
3.6	Erwartete Emissionsverminderungen (ex-ante)	15
4	Nachweis der Zusätzlichkeit	16
5	Aufbau und Umsetzung des Monitorings.....	19
5.1	Beschreibung der gewählten Nachweismethode	19
5.2	Ex-post Berechnung der anrechenbaren Emissionsverminderungen.....	19
5.2.1	Formeln zur ex-post Berechnung erzielter Emissionsverminderungen.....	19
5.3	Datenerhebung und Parameter	20
5.3.1	Fixe Parameter	20
5.3.2	Dynamische Parameter und Messwerte.....	20
5.3.3	Plausibilisierung der Daten und Berechnungen	21
5.3.4	Überprüfung der Einflussfaktoren und der ex-ante definierten Referenzentwicklung	21
5.4	Prozess- und Managementstruktur	22
6	Sonstiges	22
7	Kommunikation zum Gesuch und Unterschriften	23
7.1	Einverständniserklärung zur Veröffentlichung der Unterlagen	23
7.2	Unterschriften	24
Anhang	25

1 Angaben zum Projekt/Programm

1.1 Projekt-/Programmmzusammenfassung

Das Projekt zielt auf einen Brennstoffwechsel bei Prozesswärme ab. Konkret geht es um den Brennstoffwechsel von Heizöl auf Erdgas für die Dampferzeugung.

Aktuell wird ein Ölheizkessel für die Erzeugung von Wasserdampf verwendet. Dieser soll mit einem Erdgasheizkessel ersetzt werden. Das Projektziel ist es durch zusätzliche Investitionen die CO₂-Emissionen für den Prozess zu reduzieren. Das Referenzszenario ist ein «Weiter-wie-bisher» Szenario. Da der bestehende Ölheizkessel jedoch die standardisierte technische Lebensdauer bereits überschritten hat, wird das Referenzszenario mit einem neuen Ölheizkessel mit besserem Nutzungsgrad ausgeführt.

Durch die höheren Investitionskosten (neuer Kessel, neue Gasleitung, neue Leitungsverteilung) und die höheren Energiepreise (pro kWh) wird das Projekt, ohne finanzielle Unterstützung, nicht umgesetzt. Dazu kommt der hohe Aufwand für die externe Prüfung zur Abklärung, ob fossilfreie Wärmeerzeugungen (Wärmepumpe und Holzheizung) realisierbar wären. Welche zum Schluss kam, dass die geforderte Versorgungssicherheit für den zentralen Prozess nicht gewährleistet werden kann. Das Monitoring ist simpel. Der effektive Primärenergieverbrauch wird durch den neuen Gaszähler gemessen und via Gasrechnungen bestätigt. Damit kann der effektive CO₂-Ausstoss berechnet und vom Wert des Referenzszenarios abgezogen werden.

1.2 Typ und Umsetzungsform

Typ	<input type="checkbox"/> 1.1 Nutzung und Vermeidung von Abwärme <input type="checkbox"/> 2.1 Effizientere Nutzung von Prozesswärme beim Endnutzer oder Optimierung von Anlagen <input type="checkbox"/> 2.2 Energieeffizienzsteigerung in Gebäuden <input type="checkbox"/> 3.1 Nutzung von Biogas ² <input type="checkbox"/> 3.2 Wärmeerzeugung durch Verbrennen von Biomasse mit und ohne Fernwärme <input type="checkbox"/> 3.3 Nutzung von Umweltwärme <input type="checkbox"/> 3.4 Solarenergie <input checked="" type="checkbox"/> 4.1 Brennstoffwechsel bei Prozesswärme <input type="checkbox"/> 5.1 Effizienzverbesserung im Personentransport oder Güterverkehr <input type="checkbox"/> 5.2 Einsatz von flüssigen biogenen Treibstoffen <input type="checkbox"/> 5.3 Einsatz von gasförmigen biogenen Treibstoffen <input type="checkbox"/> 6.1 Abfackelung bzw. energetische Nutzung von Methangas ³ <input type="checkbox"/> 6.2 Methanvermeidung aus biogenen Abfällen ⁴ <input type="checkbox"/> 6.3 Methanvermeidung durch Einsatz von Futtermittelzusatzstoffen in der Landwirtschaft <input type="checkbox"/> 7.1 Vermeidung und Substitution synthetischer Gase (HFC, NF ₃ , PFC oder SF ₆) <input type="checkbox"/> 8.1 Vermeidung und Substitution von Lachgas (N ₂ O) <input type="checkbox"/> 9.1 Biologische CO ₂ -Sequestrierung in Holzprodukten <input type="checkbox"/> andere: <i>Nähere Bezeichnung</i>
------------	--

²

Unter diesem Typ sind Projekte/Programme aufzuführen, bei denen in landwirtschaftlichen oder industriellen Biogasanlagen Biogas produziert wird und neben der reinen Methanvermeidung (=Kategorie 6) *zusätzlich* Bescheinigungen aus der Nutzung dieses Biogases in Form von Wärme oder aus der Einspeisung in ein Erdgasnetz generiert werden. Handelt es sich beim Projekt/Programm nur um Stromproduktion, welche durch die KEV abgegolten wird, und werden Bescheinigungen nur für den Methanvermeidungsteil generiert, fällt das Projekt/Programm unter den Typ 6.2.

³ Unter diesen Typ fallen beispielsweise Deponiegasprojekte oder Methanvermeidung auf Kläranlagen.

⁴ Unter diesen Typ fallen Biogasanlagen, die ausschliesslich für die Methanreduktion Bescheinigungen erhalten.

Da es sich um Prozesswärme handelt, ist das Projekt nach der aktuellen Vollzugsmitteilung (7. Ausgabe, 2021) zugelassen. Zur Bestätigung ist ein positiver Bescheid des BAFU's der Projektskizze im Anhang.

Umsetzungsform

Einzelnes Projekt

Projektbündel

Programm

1.3 Projektstandort

– *Eigentümer:* greiner packaging AG

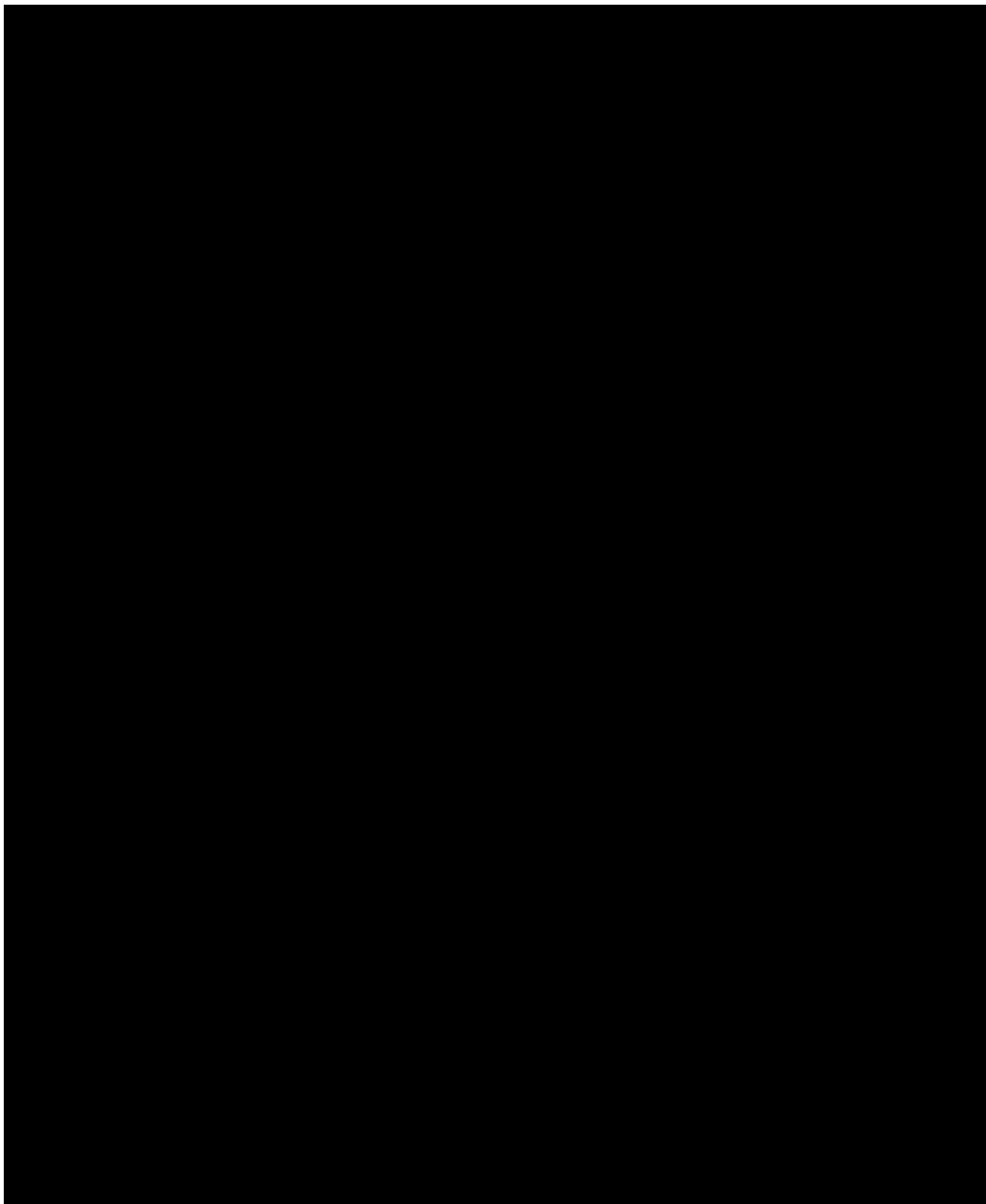
████████████████████

████████████████████

– *Objekt*

██

– *Lageplan inkl. provisorischer Gasleitung*



1.4 Beschreibung des Projektes

1.4.1 Ausgangslage

Die Greiner Packaging AG nutzt momentan ca. 3'200 MWh Heizöl pro Jahr für die Dampferzeugung. Der erzeugte Dampf wird für die Kunststoffbearbeitung genutzt. Der Dampf wird mittels dem im Kapitel 1.4.3 beschriebenen Ölkessel produziert.

1.4.2 Projektziel

Das Ziel ist es durch die Umstellung von einer heizöl- auf eine erdgasbetriebene Dampferzeugung die CO₂-Emissionen zu reduzieren. Dies wird zum einen durch den geringeren Emissionsausstoss von Erdgas im Vergleich zum Heizöl und zum anderen durch den effizienteren Heizkessel erreicht.

1.4.3 Technologie

Ein konventioneller Heizölkessel soll mit einem Dampfkessel mit Abgaswärmetauscher ersetzt werden.

Angaben bestehender Kessel: (Anhaben vom Typenschild)

Vertreiber: [REDACTED]
Typ: [REDACTED]
Fabrikationsnummer: [REDACTED]
Baujahr: 2000
Heizleistung max.: 522 kW

Angaben neuer Kessel: (Anhaben aus der Offerte)

Vertreiber: [REDACTED]
Typ: [REDACTED]
Baujahr: 2020
Heizleistung max.: 650 kW

2013 wurde vom Institut für Energiesysteme (IES) der NTB einerseits eine mögliche Wärmerückgewinnung des Dampfes und andererseits eine mögliche Anwendung für eine Hochtemperaturwärmepumpe geprüft. Fazit des Berichtes der WRG:

«Nachdem wir uns nun ausgiebig mit der Wärmerückgewinnung aus Dampf beschäftigt haben, können wir mehrere Schlüsse ziehen. In Dampf steckt durch die hohe Wärmekapazität und Verdampfungsenergie von Wasser sehr viel Energie, die zurückgewonnen werden kann. Die Rückgewinnung stellt sich aber als schwieriger denn gedacht heraus, vor allem die hohen Temperaturen machen den Komponenten zu schaffen. Verschlimmert wird dieses Problem zusätzlich durch den aggressiven VE-Dampf als Fördermedium. Die Auswahl der Bauelemente wird weiter eingeschränkt, wenn sie für die Lebensmittelindustrie eingesetzt werden sollen. »

Die Dampftemperatur beträgt 110 - 130°C. Da diese Temperaturen für ein mögliches Wärmerückgewinnungssystem zu hoch bzw. zu aggressiv sind und es nach Recherchebericht des IES keine effiziente Wärmepumpe gibt, welche bei diesen Temperaturen eine genügen hohe Versorgungssicherheit gewährleisten kann, ist der Einsatz einer Wärmepumpe unverhältnismässig bzw. zum jetzigen Stand der Technik unmöglich.

Aufgrund der hohen Qualitätsanforderungen in der Lebensmittelindustrie gilt dasselbe für den Einsatz eines Heizsystems mit Holz. Dazu kommt, dass standardisierte Holzkessel träger reagieren als fossile oder elektrische Varianten. Dies stellt ein zusätzliches Risiko für die Versorgungssicherheit dar. Um dies zu beheben wären zusätzliche Vorprüfungen (Machbarkeitsstudien) und Pilotanlagen notwendig. Bereits für eine Pilotanlage wären Investitionen in Speichertanks und aufwändige Steuerungsverfahren notwendig. Diese Umstände machen auch Heizsysteme mit Holz sehr unwirtschaftlich und sind als unverhältnismässig einzustufen.

1.5 Referenzszenario

Ohne dieses Projekt würde die Dampferzeugung wie bisher mittels Heizöl produziert. Durch die Hochtemperaturanwendung und die grossen Mengen gibt es wie im Kapitel 1.4.3 beschrieben keine, unter den Voraussetzungen gegebenen Alternativen um den benötigten Dampf zu produzieren. Daher ist das Referenzszenario ein «Weiter-wie-bisher-Szenario». Da der bestehende Ölheizkessel seine standardisierte Nutzungsdauer von 15 Jahren bereits überschritten hat (Baujahr 2000), wird wie in «Tabelle 4 des Anhangs F zur Mitteilung „Projekte und Programme zur Emissionsverminderung im Inland“» aufgezeigt, mit einem Nutzungsgrad eines kondensierenden Ölheizkessels gerechnet.

1.6 Termine

Termine	Datum	Spezifische Bemerkungen
Umsetzungsbeginn	15.06.2021	Ab diesem Datum wurden die ersten externen Aufträge erteilt (siehe Anhang 1.10).
Wirkungsbeginn	01.12.2021	Provisorische abgeschlossene Inbetriebnahme des neuen Kessels

	Anzahl Jahre	Spezifische Bemerkungen
Dauer des Projektes in Jahren:	15 Jahre	Standarddauer für Projekte zur Wärmeerzeugung

	Datum	Spezifische Bemerkungen
Beginn 1. Kreditierungsperiode:	15.06.2021	= Umsetzungsbeginn
Ende 1. Kreditierungsperiode:	14.06.2028	

2 Abgrenzung zu weiteren klima- oder energiepolitischen Instrumenten und Vermeidung von Doppelzählung

2.1 Finanzhilfen

Gibt es für das Projekt/Programm bzw. Vorhaben zugesprochene oder erwartete Finanzhilfen⁵?

- Ja
 Nein

2.2 Schnittstellen zu Unternehmen, die von der CO₂-Abgabe befreit sind

Weisen das Projekt oder die Vorhaben des Programms Schnittstellen zu Unternehmen auf, die von der CO₂-Abgabe befreit sind?

- Ja
 Nein

Die Greiner Packaging AG ist seit 2013 von der CO₂-Abgabe befreit. Es wurden jedoch keine Bescheinigungen nach Artikel 12 der CO₂-Verordnung beantragt. Durch den Anhang 2.1, Auszug aus der Massnahmenübersicht von Greiner Packaging AG der EnAW, wird gezeigt, dass der Ersatz des Heizkessels nicht Teil der Zielvereinbarung ist. Somit wird der Artikel 12 der CO₂-Verordnung eingehalten.

2.3 Doppelzählung aufgrund anderweitiger Abgeltung des ökologischen Mehrwerts

Ist es möglich, dass die erzielten Emissionsverminderungen auch anderweitig quantitativ erfasst und/oder ausgewiesen werden (=Doppelzählung; s. auch Art. 10 Abs. 5 CO₂-Verordnung)?

- Ja
 Nein

Im Zuge der Teilnahme bei der EnAW wird ein jährliches Monitoring zum Energieverbrauch und zur Energiereduktion erstellt. Es wird jedoch darauf geachtet, dass die Emissionsverminderung durch das Projekt beim EnAW Monitoring nicht angerechnet wird. Somit kann eine Doppelzählung verhindert werden. Nach der Umsetzung des Projektes wird der Status der Massnahme im EnAW Tool zwar ebenfalls auf «umgesetzt» geändert. Die Wirkung auf den CO₂ Ausstoss wird jedoch auf null gesetzt. So ist eine Doppelzählung ausgeschlossen ist. Dies kann nach dem Monitoring des entsprechenden Jahres geprüft und nachgewiesen werden.

⁵ Finanzhilfen sind geldwerte Vorteile, die Empfängern ausserhalb der Bundesverwaltung gewährt werden, um die Erfüllung einer vom Empfänger gewählten Aufgabe zu fördern oder zu erhalten. Geldwerte Vorteile sind insbesondere nicht rückzahlbare Geldleistungen, Vorzugsbedingungen bei Darlehen, Bürgschaften sowie unentgeltliche oder verbilligte Dienst- und Sachleistungen (Artikel 3 Absatz 1 [Subventionsgesetz SR 616.1](#)).

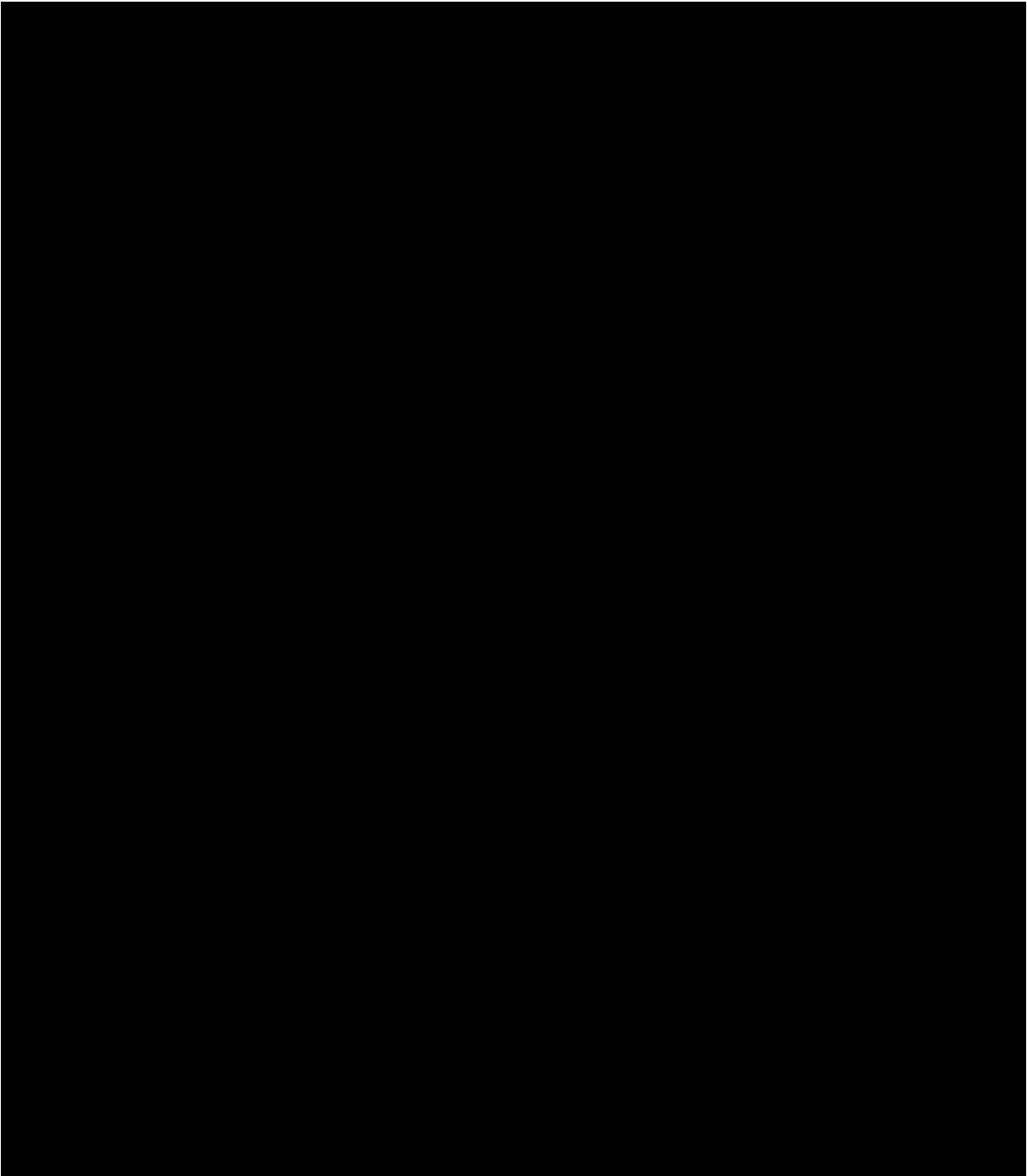
3 Berechnung ex-ante erwartete Emissionsverminderungen

3.1 Systemgrenze und Emissionsquellen

Systemgrenze

Als Systemgrenze wird das Firmengelände der Greiner Packaging AG in Diepoldsau gewählt. Der Eingang des Brennstoffes (Erdgas) erfolgt via Gasleitung, welche im Zuge dieses Projektes verlegt wird.

In der Abbildung ist das Firmengelände und die Systemgrenze rot markiert. Die geplante Gasleitung in blau gelangt südlich in die Systemgrenze hinein und führt direkt zum Technikraum.



Direkte und indirekte Emissionsquellen

	Quelle	Gas	Enthalten	Begründung / Beschreibung
Projektmissionen	Heizkessel (Gas)	CO ₂	Ja	Direkte Emissionsquelle
		CH ₄	nein	
		N ₂ O	nein	
		<i>andere</i>	nein	
Referenzentwicklung des Projekts	Heizkessel (Öl)	CO ₂	Ja	Direkte Emissionsquelle
		CH ₄	nein	
		N ₂ O	nein	
		<i>andere</i>	nein	

3.2 Einflussfaktoren

Im Projekt gibt es folgende wesentlichen Einflussfaktoren:

- Energiepreise
 - o Erdgas
 - o Heizöl
- Primärenergieverbrauch

Das Erdgas wird von der GRAVAG AG geliefert und unterliegt tendenziell eher kleineren Preisschwankungen als diejenigen des Heizöls.

Der Primärenergieverbrauch wird durch die Produktionsmenge bestimmt. Diese ist seit den letzten Jahren leicht angestiegen. Die folgende Tabelle zeigt die Produktionsmenge der letzten 5 Jahre:

Jahr	Produktionsmenge [t]	Entwicklung [%]
2015	21'318	100%
2016	21'972	103%
2017	22'989	108%
2018	23'244	109%
2019	22'700	106%

Seit dem Jahr 2015 hat sich die Menge im Vergleich zum Vorjahr jeweils im einstelligen Prozentbereich erhöht. Da nicht jedes Endprodukt gleich viel Wasserdampf für die Herstellung benötigt, ist die Produktionsmenge zwar ein guter Indikator aber es kann je nach Produktionsmix zu Schwankungen führen. Insgesamt wird für ca. ¼ der Produkte Wasserdampf für die Herstellung benötigt.

Im Kanton St.Gallen gibt es beim Wechsel eines Heizkessels zur Bereitstellung von Prozesswärme aktuell keine Vorschriften. Die Heiztechnologie darf frei gewählt werden.

3.3 Leakage

Das benötigte Gas wird via Gasleitung in die Systemgrenze geführt und ist somit nicht von einer Leakage betroffen.

Eine positive Leakage ist das Wegfallen des Diesels durch die Anlieferung des Heizöls. Eine Quantifizierung ist nicht möglich, da die Lieferwagen nicht immer die gleiche Strecke zurücklegen. Daher wird diese Leakage nicht berücksichtigt.

3.4 Projektemissionen

Für die Berechnung der Projektemissionen wird angenommen, dass der Nutzenergieverbrauch vor und nach der Projektumsetzung gleichbleibt. Der Nutzenergieverbrauch wird mit dem aktuellen Primärenergieverbrauch und dem Nutzungsgrad des bestehenden Ölheizkessels berechnet. Der Nutzungsgrad des bestehenden Heizkessels, nicht kondensierender Ölheizkessel, beträgt gemäss «Tabelle 4 des Anhangs F1 zur Mitteilung „Projekte und Programme zur Emissionsverminderung im Inland“» 80%. Der Primärenergieverbrauch der Greiner Packaging AG hat sich analog zur Produktionsmenge im Verlauf der letzten Jahre kontinuierlich erhöht. Laut internen Angaben ist keine weitere Steigerung absehbar. Deshalb wird mit einem jährlichen Primärenergieverbrauch von 3'200 MWh gerechnet. Dieser setzt sich aus den Vorjahreswerten von 2018 (3'453 MWh) und 2019 (2'897 MWh) zusammen (siehe Anhang 2.2). Mit diesen Angaben kann der Nutzenergieverbrauch berechnet werden:

$$E_N = E_a * \eta_{HEL nk}$$

$$2'560 = 3'200 * 80\%$$

Kürzel	Beschreibung	Einheit	Bemerkung
E_N	Nutzenergieverbrauch	[MWh/a]	
E_a	Primärenergieverbrauch aktuell	[MWh/a]	
$\eta_{HEL nk}$	Nutzungsgrad nicht kondensierender Ölheizkessel	[%]	Tabelle 4 des Anhangs F1 zur Mitteilung, 7. aktualisierte Ausgabe, Januar 2021

Mit dem berechneten Nutzenergieverbrauch von 2'560 MWh/a und dem Nutzungsgrad des neuen Gasheizkessels, kann der neue Primärenergieverbrauch für die Projektemissionen berechnet werden. Der Nutzungsgrad ist ebenfalls durch die «Tabelle 4 des Anhangs F zur Mitteilung „Projekte und Programme zur Emissionsverminderung im Inland“» vorgegeben und beträgt 90%.

$$E_P = \frac{E_N}{\eta_{Erdgas k}}$$

$$2'844.4 = \frac{2'560}{90}$$

Kürzel	Beschreibung	Einheit	Bemerkung
E_P	Primärenergieverbrauch Projektszenario	[MWh/a]	
E_N	Nutzenergieverbrauch	[MWh/a]	
$\eta_{Erdgas k}$	Nutzungsgrad kondensierender Erdgasheizkessel	[%]	Tabelle 4 des Anhangs F1 zur Mitteilung, 7. aktualisierte Ausgabe, Januar 2021

Über den Emissionsfaktor für Erdgas und dem Primärenergieverbrauch Projektszenario kann ermittelt werden, wie viele Tonnen CO₂ pro Jahr emittiert werden.

$$EM_{PY} = EF_{Erdgas} * E_P$$

$$577.4 = 0.203 * 2'844.4$$

Kürzel	Beschreibung	Einheit	Bemerkung
EM _{PY}	Projektemissionen im Jahr y	[t CO ₂ /a]	
EF _{Erdgas}	Spezifischer Emissionsfaktor Erdgas	[t CO ₂ /MWh]	Tabelle 12 der Mitteilung, 7. Ausgabe, 2021
E _P	Primärenergieverbrauch Projektszenario	[MWh/a]	

Jahr	Primärenergieverbrauch [MWh]	CO ₂ -Emissionen [t]	Bemerkungen
2021	237	48	Wirkbeginn ist der 01.12.2021. Somit darf nur ein Monat des Jahres 2021 berücksichtigt werden. Die CO ₂ -Emissionen und der Primärenergieverbrauch werden proportional zu den wirksamen Monaten berechnet. (Bsp. CO ₂ : 577.4 t / 12 * 1 = 48t) (gerundet)
2022	2'844	577	1. Volles Wirkungsjahr (gerundet)
2023	2'844	577	2. Volles Wirkungsjahr (gerundet)
2024	2'844	577	3. Volles Wirkungsjahr (gerundet)
2025	2'844	577	4. Volles Wirkungsjahr (gerundet)
2026	2'844	577	5. Volles Wirkungsjahr (gerundet)
2027	2'844	577	6. Volles Wirkungsjahr (gerundet)
2028	1'541	313	Kreditierungsperiode endet am 14.06.2028. Daher dürfen nur 6.5 Monate berücksichtigt werden. Die Berechnung des Primärenergieverbrauchs und der CO ₂ -Emissionen werden proportional zu den wirksamen Monaten berechnet. (Bsp. CO ₂ : 577.4 t / 12 * 6.5 = 313 t). (gerundet)
Total	18'842	3'823	Zusammenfassung der 7 Wirkungsjahre (gerundet)

Das Jahr 2021 kann nicht komplett angerechnet werden. Der Wirkbeginn ist der 01.12.2021, daher wird für das Jahr 2021 nur der Dezember angerechnet. Im Jahr 2028 werden nur 6.5 Monate berücksichtigt (Januar bis Mitte Juni), da die Kreditierungsperiode am 14.06.2028 endet.

3.5 Referenzentwicklung

Die Emissionsquelle des Referenzszenarios ist ein Brennwert-Heizöl-Heizkessel. Der Einflussfaktor, Produktionsmenge, bleibt gegenüber dem Projektszenario gleich.

Wie im Kapitel 3.4 bereits beschrieben, ergeben sich die CO₂-Emissionen aus dem Primärenergieverbrauch sowie dem Emissionsfaktor.

Da wie im Referenzszenario beschrieben, in Zukunft ein effizienter kondensierender Heizölbrennwertkessel zum Einsatz kommen würde, ergibt sich der Primärenergieverbrauch für das Referenzszenario aus dem Nutzenergieverbrauch (siehe Kapitel 3.4) und einen Nutzungsgrad von 85% gemäss «Tabelle 4 des Anhangs F1 zur Mitteilung „Projekte und Programme zur Emissionsverminderung im Inland“».

Somit ergibt sich für das Referenzszenario folgender Primärenergieverbrauch:

$$E_R = \frac{E_N}{\eta_{HELk}}$$

$$3'011.8 = \frac{2'560}{85}$$

Kürzel	Beschreibung	Einheit	Bemerkung
E _R	Primärenergieverbrauch Referenzszenario	[MWh/a]	
E _N	Nutzenergieverbrauch	[MWh/a]	
η _{HELk}	Nutzungsgrad kondensierender Ölheizkessel	[%]	Tabelle 4 des Anhangs F1 zur Mitteilung, 7. Ausgabe, 2021

Zur Ermittlung der Referenzemissionen muss der entsprechende Primärenergieverbrauch mit dem Emissionsfaktor für Heizöl multipliziert werden:

$$EM_{RY} = EF_{HEL} * E_R$$

$$798 = 0.265 * 3'011.8$$

Kürzel	Beschreibung	Einheit	Bemerkung
EM _{RY}	Referenzemissionen im Jahr Y	[t CO ₂ /a]	
EF _{HEL}	Spezifischer Emissionsfaktor Heizöl	[t CO ₂ /MWh]	Tabelle 12 der Mitteilung, 7. Ausgabe, 2021
E _R	Primärenergieverbrauch Referenzszenario	[MWh/a]	

Projekt-/Programmbeschreibung von Projekten/Programmen zur Emissionsverminderung in der Schweiz

Jahr	Primärenergieverbrauch [MWh]	CO ₂ -Emissionen [t]	Bemerkungen
2021	251	67	Wirkbeginn ist der 01.12.2021. Somit darf nur ein Monat des Jahres 2021 berücksichtigt werden. Die CO ₂ -Emissionen und der Primärenergieverbrauch werden proportional zu den wirksamen Monaten berechnet. (Bsp. CO ₂ : 798 t / 12 * 1 = 67t) (gerundet)
2022	3'012	798	1. Volles Wirkungsjahr (gerundet)
2023	3'012	798	2. Volles Wirkungsjahr (gerundet)
2024	3'012	798	3. Volles Wirkungsjahr (gerundet)
2025	3'012	798	4. Volles Wirkungsjahr (gerundet)
2026	3'012	798	5. Volles Wirkungsjahr (gerundet)
2027	3'012	798	6. Volles Wirkungsjahr (gerundet)
2028	1'632	432	Kreditierungsperiode endet am 14.06.2028. Daher dürfen nur 6.5 Monate berücksichtigt werden. Die Berechnung des Primärenergieverbrauchs und der CO ₂ -Emissionen werden proportional zu den wirksamen Monaten berechnet. (Bsp. CO ₂ : 798 t / 12 * 6.5 = 432 t). (gerundet)
Total	19'955	5'287	Wirkungsjahr 1 bis 7 (gerundet)

Das Jahr 2021 kann nicht komplett angerechnet werden. Der Wirkbeginn ist der 01.12.2021, daher wird für das Jahr 2021 nur der Dezember angerechnet. Im Jahr 2028 werden nur 6.5 Monate berücksichtigt (Januar bis Mitte Juni), da die Kreditierungsperiode am 14.06.2028 endet.

3.6 Erwartete Emissionsverminderungen (ex-ante)

Die erwarteten Emissionsverminderungen entsprechen der Differenz der geschätzten Referenzentwicklung und den erwarteten Projektemissionen minus Leakage.

Die jährlichen Emissionen für das Projekt- und Referenzszenario wurden in den vorherigen Kapiteln (3.4 und 3.5) berechnet. In der nachfolgenden Tabelle sind die gerundeten Werte inklusive der jährlichen Differenz eingetragen.

Kalenderjahr ⁶	Erwartete Referenzentwicklung (in t CO ₂ eq)	Erwartete Projektemissionen ⁷ (in t CO ₂ eq)	Schätzung der Leakage (in t CO ₂ eq)	Erwartete Emissionsverminderungen (in t CO ₂ eq)
1. Kalenderjahr: 2021 Annahme Zeitpunkt Wirkungsbeginn: 01.12.2021	67	48	0	19
2. Kalenderjahr: 2022	798	577	0	221
3. Kalenderjahr: 2023	798	577	0	221
4. Kalenderjahr: 2024	798	577	0	221
5. Kalenderjahr: 2025	798	577	0	221
6. Kalenderjahr: 2026	798	577	0	221
7. Kalenderjahr: 2027	798	577	0	221
8. Kalenderjahr: 2028 Nur bis 14.06.2028	432	313		119
In der 1. Kreditierungsperiode (= Summe 1.-8. Kalenderjahr)	5'287	3'823	0	1'464
Über die Projektdauer	5'287	3'823	0	1'464

Erklärungen zu den Annahmen für die Aufteilung der Emissionen auf die verschiedenen Kalenderjahre:

Das Jahr 2021 kann nicht komplett angerechnet werden. Der Wirkbeginn ist der 01.12.2021, daher wird für das Jahr 2021 nur der Dezember angerechnet. Im Jahr 2028 werden nur 6.5 Monate berücksichtigt (Januar bis Mitte Juni), da die Kreditierungsperiode am 14.06.2028 endet.

⁶ Anzugeben sind die gesamthaft während eines Kalenderjahres (1.1. bis 31.12.) erwarteten Emissionsverminderungen. Die Tabelle beginnt mit dem Jahr des Umsetzungsbeginns. Ist der Umsetzungsbeginn des Projekts/Programms nicht am 1.1. eines Jahres, muss ein 8. Kalenderjahr einbezogen werden. Das 1. und 8. Kalenderjahr sind dann jeweils unterjährig und ergeben zusammen genau 12 Monate.
Falls es um eine Verlängerung der Kreditierungsperiode geht, ist die Tabelle für die entsprechende neue Kreditierungsperiode auszufüllen (Daten ab Ende der vorhergehenden Kreditierungsperiode)

⁷ Sowohl Werte eines einzelnen Vorhabens als auch eine Abschätzung der Werte des gesamten Programms. Tabelle bei Programmen kopieren.

4 Nachweis der Zusätzlichkeit

Analyse der Zusätzlichkeit

Die Wirtschaftlichkeit des Projektes «Dampferzeugung Greiner Packaging AG» wird mit der Option 1, Kostenanalyse, bewertet.

Dabei wird das Projektszenario, Dampferzeugung mittels Erdgasheizkessel, mit dem Referenzszenario, Dampferzeugung mit neuem kondensierenden Ölheizkessel, verglichen.

In den Investitionskosten für die Dampferzeugung mit Erdgas sind der Brenner, Dampferzeuger, Umbaukosten für die Brennstoffzuführung sowie die in- und externen Planungskosten enthalten. Vorherige Planungsarbeiten, externe Überprüfungen zur Auswahl der geeignetsten Technologien und deren Anwendbarkeit wurden nicht berücksichtigt.

Die Kostenanalyse zeigt klar, dass der Wechsel zu einer gasbetriebenen Dampferzeugung über die Projektdauer zu wesentlichen Mehrkosten führt und nicht wirtschaftlich ist. Ausserdem konnte nachgewiesen werden, dass der zusätzliche Ertrag aus dem Verkauf von Bescheinigungen die Wirtschaftlichkeit des Projektes wesentlich verbessert.

Mit der Sensitivitätsanalyse konnte aufgezeigt werden, dass das Projekt auch unwirtschaftlich ist, wenn die Investitions-, Betriebs-, und Energiekosten variieren. Die Wirtschaftlichkeitsanalyse wird somit bestätigt.

Wirtschaftlichkeitsanalyse

Die Kostenanalyse vergleicht die Kosten des Projektszenarios mit dem Referenzszenario, Dampferzeugung mit neuem Ölheizkessel, über die Projektdauer. Dabei beinhaltet die Analyse die Investitionskosten sowie die jährlichen Betriebs- und Energiekosten für die gesamte Projektdauer. Die Mehrkosten des Projektes bei der Investition betragen 172'900 CHF. Die anschliessenden Mehrkosten des Projektes für den Betrieb und die benötigte Energie betragen 12'900 CHF pro Jahr. Über die Projektdauer ergibt dies Mehrkosten von 262'800 CHF gegenüber dem Referenzszenario. Dies entspricht 12.95%. Werden die Erlöse durch den Verkauf der Bescheinigungen dazugerechnet (150'750 CHF), können die Mehrkosten mehr als halbiert werden und liegen bei 5.52%.

Die genauen Details zu den Berechnungen sind im Anhang A4.1 ersichtlich.

Erläuterung zu den Parametern:

- Investitionskosten:

Im Projektszenario ergeben sich Investitionskosten von 264'600 CHF. Die wesentlichen Punkte dabei sind der neue Brenner, der neue Dampferzeuger, die in- und externen Planungskosten sowie die internen Umsetzungsarbeiten. Die Kosten für die Geräte stammen aus den Offerten. Die internen Kosten für Planung und Umsetzung wurden anhand eines internen Stundensatzes und den abgeschätzten Arbeitsstunden ermittelt. Ein Grossteil der Montage- und Elektroarbeiten werden intern oder in Zusammenarbeit mit den Herstellern/Lieferanten ausgeführt (siehe Anhang 1.9).

Im Referenzszenario betragen die Investitionskosten 91'700 CHF. Der Hauptanteil davon wird für den neuen Ölheizkessel verwendet. Der Rest ist wie beim Projektszenario die in- und externen Planungs- und Umsetzungsarbeiten. Da es kein Brennstoffwechsel gibt, ist die Planung weniger komplex und der Arbeitsaufwand somit geringer.

Die Mehrkosten bei den Investitionskosten betragen 172'900 CHF.

Der Anteil der Investition an den gesamten Projektkosten beträgt beim Projektszenario 11.5 % und beim Referenzszenario 4.5 % und sind somit als mässig relevant einzustufen.

- **Betriebskosten:**
 Im Projektszenario betragen die jährlichen Betriebskosten 11'200 CHF/Jahr. Dabei sind vor allem die Kosten für Wartung, Unterhalt und Betrieb relevant. Auch im Referenzszenario sind diese Kostenpunkte für die Betriebskosten entscheidend. Da die ölbetriebene Anlage auch mit einem neuen Ölkessel vertrauter ist als die gasbetriebene Variante, wurden diese Kosten tiefer angesetzt und betragen 6'000 CHF/Jahr.
 Die Mehrkosten bei den Betriebskosten betragen über die Projektdauer 36'400 CHF.
 Der Anteil der Betriebskosten an den gesamten Projektkosten beträgt beim Projektszenario 3.4 % und beim Referenzszenario 2.1 % und sind somit als weniger relevant einzustufen.

- **Energiekosten:**
 Für beide Brennstoffe wurde der gleiche Nutzenergieverbrauch verwendet. Grundlage dafür war der Durchschnittsverbrauch der letzten Jahre, der erwartete Verbrauch bis zum Ende der Kreditierungsperiode und die Nutzungsgrade der unterschiedlichen Heizkessel.

Primärenergie Projektszenario: 2'844.4 MWh/a
 Primärenergie Referenzszenario: 3'011.8 MWh/a

Brennstoff	Preis [CHF/kWh]	Bemerkung
Erdgas	0.098	BAFU: «Anhang C: Projekte zur Emissionsverminderung im Inland», Stand 31.01.2020
Heizöl (HEL)	0.090 (90 Rp./l)	BAFU: «Anhang C: Projekte zur Emissionsverminderung im Inland», Stand 31.01.2020

Mit dem Primärenergieverbrauch und dem Erdgaspreis können im Projektszenario die jährlich entstehen Energiekosten berechnet werden. Sie betragen 278'700 CHF/Jahr. Analog dazu werden die Energiekosten für das Referenzszenario berechnet. Diese ergeben 271'100 CHF/Jahr.

Die Mehrkosten bei den Betriebskosten betragen über die Projektdauer 53'200 CHF.
 Der Anteil der Energiekosten am den gesamten Projektkosten beträgt beim Projektszenario 85.0 % und beim Referenzszenario 93.4 % und sind somit als äusserst relevant einzustufen.

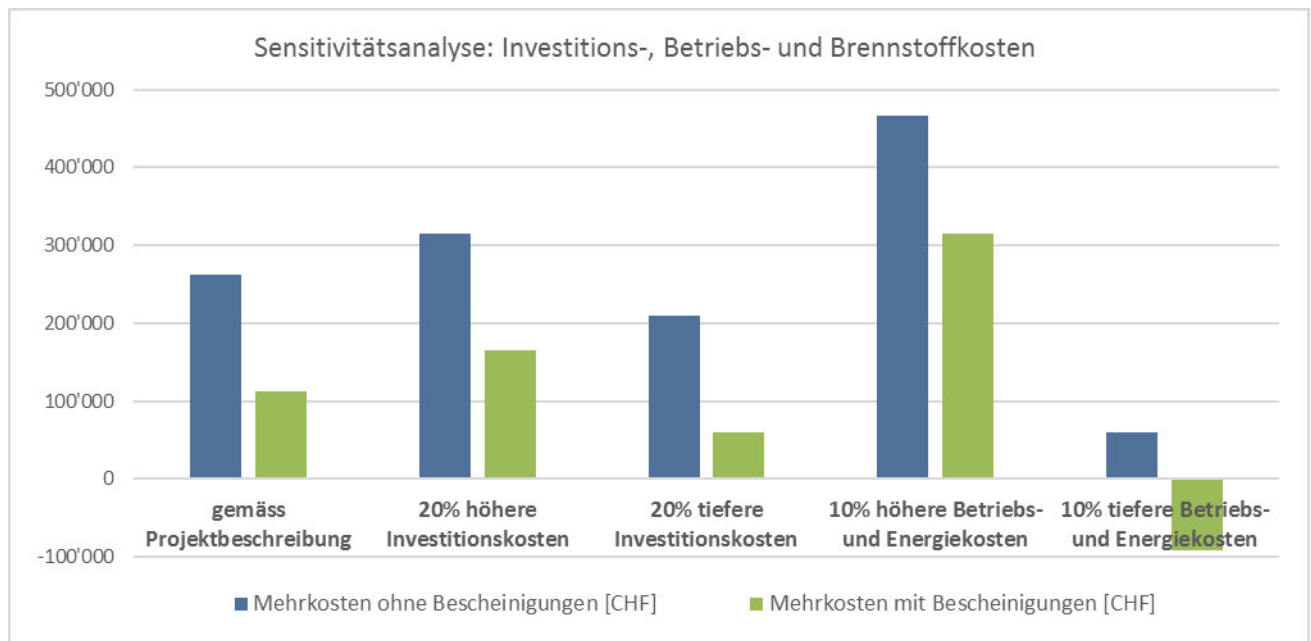
Sensitivitätsanalyse

Zur Bewertung der Robustheit der Kostenanalyse wurden die Investitions-, Betriebs- und Energiekosten mit der Sensitivitätsanalyse beurteilt. Entsprechend der Relevanz und der Wahrscheinlichkeit des Eintreffens wurden folgende Varianten geprüft:

- Investitionskosten ± 20 %
- Betriebs- und Energiekosten ± 10 %

Dabei wurden die variierenden Projektkosten mit gleichbleibenden Kosten des Referenzszenarios verglichen.

Wie bereits in der Wirtschaftlichkeitsanalyse erwähnt, ist der Anteil der Energiekosten hoch. Daher sind die Mehrkosten am geringsten, wenn die Betriebs- und Energiekosten um 10 % reduziert werden. Die Mehrkosten betragen bei dieser Variante noch 59'900 CHF. Bei den anderen Varianten steigen die Mehrkosten von 209'900 CHF, bei 20 % tieferen Investitionskosten, bis zu 465'000 CHF, bei 10 % höheren Betriebs- und Energiekosten. Auch wenn mit 20 % tieferen Investitionskosten und 10 % tieferen Betriebs- und Energiekosten gerechnet wird, entstehen im Projekt noch Mehrkosten. Die Sensitivitätsanalyse zeigt klar, dass die Mehrkosten des Projektszenarios immer überwiegen und das Projekt nur mit Hilfe von Bescheinigungen wirtschaftlich ist.



Übliche Praxis

Die üblichste und wirtschaftlichste Praxis ist diejenige, die aktuell verwendet wird. Beziehungswise diejenige vom Referenzszenario, welche einen neuen Ölheizkessel verwendet.

Wie im Kapitel 1.4.3 bereits beschrieben wurde, hat die Greiner Packaging AG schon einige Aufwendungen auf sich genommen, um den Prozess effizienter und nachhaltiger zu gestalten. Dazu gehören externe Prüfungen zur Einsatzmöglichkeit einer Hochtemperaturwärmepumpe und die Wärmerückgewinnung des Dampfes. Durch die hohe Dampftemperatur von bis zu 130°C mussten beide geprüften Anwendungen vom Institut für Energiesystem der NTB in Buchs (neu OST Campus Buchs) als sehr schwer umsetzbar eingestuft werden. Vor allem die Versorgungssicherheit ist ein hohes Risiko für den zentralen Prozess. (Siehe dazu Anhang 4.5 und 4.6).

5 Aufbau und Umsetzung des Monitorings

5.1 Beschreibung der gewählten Nachweismethode

Der effektive Primärenergieverbrauch bzw. der Erdgasverbrauch wird direkt vom Zähler in Gasleitung gemessen. Zusätzlich wird das Volumen in m³ und der Primärenergieverbrauch in kWh auf den zukünftigen Rechnungen des Gaslieferanten bestätigt. Für die effektiven Projektemissionen muss dieser Wert nur noch mit dem Emissionsfaktor für Erdgas multipliziert werden. Für die effektiven Referenzemissionen wird der gemessene Primärenergieverbrauch mit dem Quotienten aus den Nutzungsgraden für kondensierende Öl- und Erdgasheizkessel sowie dem Emissionsfaktor für Heizöl multipliziert.

5.2 Ex-post Berechnung der anrechenbaren Emissionsverminderungen

5.2.1 Formeln zur ex-post Berechnung erzielter Emissionsverminderungen

$$EM_{eff\ RY} = E_{eff} * EF_{HEL} * \frac{\eta_{Erdgas\ k}}{\eta_{HEL\ k}}$$

$$EM_{eff\ PY} = E_{eff} * EF_{Erdgas}$$

$$EMV_Y = EM_{eff\ RY} - EM_{eff\ PY}$$

Kürzel	Beschreibung	Einheit	Bemerkung
EMV _Y	Erzielte Emissionsverminderung im Jahr Y	[t CO ₂ /a]	
EM _{eff\ PY}	Projektemissionen effektiv im Jahr Y	[t CO ₂ /a]	
EM _{eff\ RY}	Referenzemissionen effektiv im Jahr Y	[t CO ₂ /a]	
EF _{HEL}	Spezifischer Emissionsfaktor Heizöl	[t CO ₂ /MWh]	Tabelle 12 der Mitteilung, 7. Ausgabe, 2021
EF _{Erdgas}	Spezifischer Emissionsfaktor Erdgas	[t CO ₂ /MWh]	Tabelle 12 der Mitteilung, 7. Ausgabe, 2021
E _{eff}	Primärenergieverbrauch effektiv	[MWh/a]	
η _{HEL\ k}	Nutzungsgrad kondensierender Ölheizkessel	[%]	Tabelle 4 des Anhangs F1 zur Mitteilung, 7. Ausgabe, 2021
η _{Erdgas\ k}	Nutzungsgrad kondensierender Ölheizkessel	[%]	Tabelle 4 des Anhangs F1 zur Mitteilung, 7. Ausgabe, 2021

5.3 Datenerhebung und Parameter

5.3.1 Fixe Parameter

Parameter	EF_{HEL}
Beschreibung des Parameters	Emissionsfaktor (Heizöl)
Wert	0.265
Einheit	t CO ₂ / MWh
Datenquelle	Tabelle 12 aus der 7. Ausgabe der Mitteilung des BAFU's für Projekte und Programme zur Emissionsverminderung im Inland (2021)

Parameter	EF_{Erdgas}
Beschreibung des Parameters	Emissionsfaktor (Erdgas)
Wert	0.203
Einheit	t CO ₂ / MWh
Datenquelle	Tabelle 12 aus der 7. Ausgabe der Mitteilung des BAFU's für Projekte und Programme zur Emissionsverminderung im Inland (2021)

Parameter	$\eta_{HEL k}$
Beschreibung des Parameters	Nutzungsgrad kondensierender Ölheizkessel
Wert	85
Einheit	%
Datenquelle	Tabelle 4 des Anhangs F1 zur Mitteilung „Projekte und Programme zur Emissionsverminderung im Inland“

Parameter	$\eta_{Erdgas k}$
Beschreibung des Parameters	Nutzungsgrad nicht kondensierender Ölheizkessel
Wert	90
Einheit	%
Datenquelle	Tabelle 4 des Anhangs F1 zur Mitteilung „Projekte und Programme zur Emissionsverminderung im Inland“

5.3.2 Dynamische Parameter und Messwerte

Dynamischer Parameter / Messwert	
Beschreibung des Parameters/Messwerts	Primärenergieverbrauch
Einheit	MWh
Datenquelle	Gaszähler & Rechnung XXXXXXXXXX

Erhebungsinstrument / Auswertungsinstrument	Rechnung
Beschreibung Messablauf	Zählerablesung des Gaszählers
Kalibrierungsablauf	Gemäss eidgenössischem Institut für Metrologie Labor Durchfluss und Hydrometrie kann der Kalibrierungsintervall freihändig gewählt werden. Bei der jährlichen Inspektion der Dampferzeugungsanlage wird entschieden, ob eine Kalibrierung notwendig ist. Da die Leitung sowie der Zähler neu installiert werden, ist eine Rekalibrierung erst gegen Ende der Kreditierungsperiode zu erwarten.
Genauigkeit der Messmethode	Auf einen Kubikmeter genau
Messintervall	Monatlich
Verantwortliche Person	André Ströhle

5.3.3 Plausibilisierung der Daten und Berechnungen

Dynamischer Parameter / Messwert	
Beschreibung des Parameters / Messwerts	Primärenergieverbrauch
Einheit	MWh
Datenquelle	Gaszähler & Rechnung [REDACTED]
Art der Plausibilisierung	Der auf der Rechnung angegebene Verbrauch wird mit dem Verbrauch vom Referenzszenario verglichen. Um die effektive Einsparung zu berechnen, müsste der gemessene Verbrauch mit der Differenz der Emissionsfaktoren von Heizöl und Erdgas multipliziert werden.

5.3.4 Überprüfung der Einflussfaktoren und der ex-ante definierten Referenzentwicklung

Einflussfaktor	Primärenergieverbrauch
Beschreibung des Einflussfaktors	
Wirkungsweise auf die Projektemissionen bzw. die Referenzentwicklung	Je grösser der Primärenergieverbrauch, desto grösser sind die Projektemissionen und die ex-ante Referenzemissionen.
Vorgesehene Anpassung der Referenzentwicklung	Keine Anpassungen notwendig, da dieser Einflussfaktor in die Berechnungsformel integriert wurde.
Datenquelle	Gasrechnungen und Gaszähler

5.4 Prozess- und Managementstruktur

Monitoringprozess

- Datenerhebung: Der Gasverbrauch muss erhoben werden. Dieser wird jeweils via Gasrechnung erhoben und via Gaszähler plausibilisiert bzw. bestätigt. Die Rechnungen werden monatlich gestellt und der Zähler wird periodisch vom Personal abgelesen und dokumentiert. Die Rechnungen werden jährlich an die Lenum AG weitergeleitet und sowohl bei der Lenum AG als auch bei der Greiner Packaging AG digital archiviert.
- Erstellung des Monitoringberichtes: Der Bericht wird vom Projektentwickler, Schnider Lukas vom Ingenieurbüro Lenum AG, erstellt und an die Verifizierungsstelle gesendet.
- Bei der Qualitätssicherung ist durch die zweifache Prüfung (Zähler und Rechnung) und das 4-Augen-Prinzip durch Lenum AG und Greiner Packaging AG die Genauigkeit der Angabe zum Verbrauch gewährleistet.
- Datenarchivierung: Daten werden vom Projektentwickler und vom Gesuchsteller archiviert.

Qualitätssicherung und Archivierung

- Die Kontrolle der zu erfassenden Daten wird über den Vergleich des Gaszählers und der monatlichen Gasabrechnung gewährleistet.
- Die Archivierung erfolgt über die Backup-Server des Projektentwicklers und die internen Serveranlagen von Greiner Packaging AG.
- Die Daten werden mindestens bis 2 Jahre nach dem Erhalt der letzten Bescheinigungen archiviert.

Verantwortlichkeiten und institutionelle Vorrichtungen

Datenerhebung	Greiner Packaging AG / Andre Ströhle (Head of Quality and Environmental Management)
Verfasser des Monitoringberichtes	Lenum AG / Schnider Lukas (Energieberater)
Qualitätssicherung	Greiner Packaging AG / Andre Ströhle (Head of Quality and Environmental Management) und Lenum AG / Schnider Lukas (Energieberater)
Datenarchivierung	Greiner Packaging AG / Andre Ströhle (Head of Quality and Environmental Management) und Lenum AG / Schnider Lukas (Energieberater)

6 Sonstiges

7 Kommunikation zum Gesuch und Unterschriften

Der Gesuchsteller willigt ein, dass die Geschäftsstelle zu diesem Gesuch mit den folgenden Parteien kommunizieren und Dokumente austauschen kann:

- Projektentwickler ja nein
 Validierungsstelle ja nein
 Standortkanton ja nein

7.1 Einverständniserklärung zur Veröffentlichung der Unterlagen

Das Bundesamt für Umwelt BAFU kann unter Wahrung des Geschäfts- und Fabrikationsgeheimnisses Gesuchsunterlagen veröffentlichen (Art. 14 CO₂-Verordnung).

Der Gesuchsteller erklärt sich im Namen aller betroffenen Personen mit der Veröffentlichung folgender Dokumente zum Projekt zur Emissionsverminderung im Inland („Kompensationsprojekt“) auf der Webseite des Bundesamts für Umwelt BAFU einverstanden:

<p>Zustimmung zur Veröffentlichung</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> Ich bin mit der Veröffentlichung dieses Dokuments (vorliegende Projekt-/Programmbeschreibung) einverstanden. Das Dokument enthält weder eigene Geschäfts- oder Fabrikationsgeheimnisse noch solche von Dritten. Ich bestätige, dass ich die betreffenden Dritten kontaktiert habe und aus deren Sicht keine Geschäfts- und Fabrikationsgeheimnisse im vorliegenden Dokument enthalten sind. Ich bin damit einverstanden, dass meine Kontaktdaten veröffentlicht werden.</p> <p><input type="checkbox"/> Ich bin mit der Veröffentlichung einer teilweise geschwärzten Fassung dieses Dokuments einverstanden, welche das Geschäfts- oder Fabrikationsgeheimnis von allen betroffenen Personen wahrt. Ich bestätige, dass ich die betreffenden Dritten kontaktiert habe und die Schwärzungen mit deren Einverständnis vorgenommen habe. Die betreffenden Dritten sind mit der Veröffentlichung der teilweise geschwärzten Fassung einverstanden. Diese zur Veröffentlichung bestimmte Fassung befindet sich im Anhang.</p>

Dokument	Version	Datum	Prüfstelle & Auftraggeber
Validierungsbericht (inkl. Checkliste)	1.0	06.08.2021.	EBP Schweiz AG (im Auftrag von Greiner)

<p>Zustimmung zur Veröffentlichung (<i>Zutreffendes bitte ankreuzen</i>)</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> Ich bin mit der Veröffentlichung des Dokuments einverstanden. Das Dokument enthält weder eigene Geschäfts- oder Fabrikationsgeheimnisse noch solche von Dritten. Ich bestätige, dass ich die betreffenden Dritten kontaktiert habe und aus deren Sicht keine Geschäfts- und Fabrikationsgeheimnisse im vorliegenden Dokument enthalten sind.</p> <p><input type="checkbox"/> Ich bin mit der Veröffentlichung einer teilweise geschwärzten Fassung des Dokuments einverstanden, welche das Geschäfts- oder Fabrikationsgeheimnis von allen betroffenen Personen wahrt. Ich bestätige, dass ich die betreffenden Dritten kontaktiert habe und die Schwärzungen mit deren Einverständnis vorgenommen habe. Die betreffenden Dritten sind mit der Veröffentlichung der teilweise geschwärzten Fassung einverstanden. Diese zur Veröffentlichung bestimmte Fassung befindet sich im Anhang. Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.</p>
--

7.2 Unterschriften

Der Gesuchsteller verpflichtet sich, wahrheitsgemässe Angaben zu machen. Absichtlich falsche Angaben werden strafrechtlich verfolgt.

Ort, Datum	Name, Funktion und Unterschrift des Gesuchstellers

Gegebenenfalls 2. Unterschrift

Ort, Datum	Name, Funktion und Unterschrift des Gesuchstellers

Anhang

- A1. Unterlagen zu Angaben und Beschreibung des Projekts, Programms inkl. Vorhaben (z.B. Technische Datenblätter, Belege für den Umsetzungsbeginn)
- Anhang 1.1 – Angebot [REDACTED]
 - Anhang 1.2 – Offerte [REDACTED]
 - Anhang 1.3 – Offerte [REDACTED]
 - Anhang 1.4 – Typenschild bestehender Öldampfkessel
 - Anhang 1.5 – Positive Rückmeldung der Projektskizze vom BAFU
 - Anhang 1.6 – Prinzipschema Dampfanlage
 - Anhang 1.7 – Systemgrenze
 - Anhang 1.8 – Positive Rückmeldung Vorprüfung der Projektskizze durch BAFU
 - Anhang 1.9 – Zusammenstellung - Interne Kosten für Arbeitsaufwand
 - Anhang 1.10 – Auftragsbestätigung neues Kessel
- A2. Unterlagen zur Abgrenzung zu weiteren klima- oder energiepolitischen Instrumenten (z.B. beantragte / erhaltene Finanzhilfen, Wirkungsaufteilung)
- Anhang 2.1 – Zielpfadmassnahmen der EnAW
 - Anhang 2.2 – Auszug aus dem Monitoringberichtes der EnAW
- A3. Unterlagen zur Berechnung der erwarteten Emissionsverminderungen
- A4. Unterlagen zur Wirtschaftlichkeitsanalyse
- Anhang 4.1 – Wirtschaftlichkeitsanalyse
 - Anhang 4.2 – Sensitivitätsanalyse
 - Anhang 4.3 – Kosten für neuen Ölheizkessel (Referenzszenario)
 - Anhang 4.4 – Anhang-c-energiepreise 2020
 - Anhang 4.5 – Studie Hochtemperatur WP
 - Anhang 4.6 – externe Studie zur Wärmerückgewinnung des Dampfes
 - Anhang 4.7 – Projekte und Programme zur Emissionsverminderung im Inland
 - Anhang 4.7b - Projekte und Programme zur Emissionsverminderung im Inland_aktualisierte Version 2021
 - Anhang 4.8 – PU_Anhang_F_Standardmethode_Wärmeverbünde_2018_10_xx_v3_2_de
 - Anhang 4.8b - PU_Anhang_F_Information_zu_Wärmeverbänden_2020.11.26_v4.0_de
 - Anhang 4.9 - PU_Anhang__F_Informationen_zu_Projekten_2015_01_22_v2015_de