

ARA Thunersee

Vorprojekt zur Lachgasreduktion der Abluft der Prozessabwasserbehandlung

Bericht



Datum: 19.02.2025

ARA Thunersee
Gemeindeverband
Aarestrasse 62
CH-3661 Uetendorf



WASCOM AG
Allmendstrasse 6
CH-6210 Sursee
info@wascom.ch
www.wascom.ch



Basierend auf Angebotsnummer 90 - 130 - 1

Rev.	Bezeichnung der Änderung	Datum	Ersteller	Freigabe
00	Grundversion	17.01.2025	Jory Sjardijn	Fabian Wölm
01	Überarbeitung nach Rückmeldung von ARA Thunersee	19.02.2025	Jory Sjardijn	Tino Christen
02				
03				

Autor und Projektleitung WASCOM AG:

Jory Sjardijn, Projektingenieur +41 41 510 95 84 jory.sjardijn@wascom.ch

Projektteam WASCOM AG:

Fabian Wölm, Verwaltungsrat

Tino Christen, Key Account Manager

Kontakt:

WASCOM AG

+41 41 510 95 80

info@wascom.ch

www.wascom.ch

Zusammenfassung

Abwasserreinigungsanlagen (ARA) verursachen 1 - 3 % der Schweizer Treibhausgasemissionen, wobei über 80 % auf Lachgas (N_2O) und Methan (CH_4) entfallen. Besonders N_2O , mit einem 265-mal höheren Treibhausgaspotenzial als CO_2 , bietet erhebliches Reduktionspotenzial. Hauptquellen sind die biologische Reinigung und die Prozessabwasserbehandlung. In der ARA Thunersee wurden die Lachgasfrachten aus der Prozessabwasserbehandlung über einen längeren Zeitraum gemessen, wobei die jährlichen Emissionen rund 1014 t CO_2 -Äquivalent betragen. Zur Minderung dieser Emissionen wurde ein Vorprojekt eingeleitet, das das Potenzial und die Machbarkeit von zwei thermischen Verfahren zur Lachgasreduktion vergleicht und damit einen wichtigen Beitrag zum Ziel der Netto-Null-Emissionen leisten könnte:

- Regenerative thermische Oxidation (RTO)
- Katalytische Lachgasreduktion (KLR) durch katalytische regenerative thermische Oxidation

Beide Technologien basieren auf der thermischen Zersetzung von N_2O in seine Bestandteile Stickstoff (N_2) und Sauerstoff (O_2), indem die Abluft mittels (Bio-) Gas oder Strom erhitzt wird. Der zentrale Unterschied liegt in der Verwendung von Katalysatoren bei der KLR, wodurch die erforderliche Prozesstemperatur im Vergleich zur klassischen RTO signifikant reduziert werden kann.

Die ARA Thunersee könnte für die erzielte Emissionsreduktion CO_2 -Kompensationsbeiträge von der Stiftung KliK erhalten, um die Finanzierung des Projekts zu unterstützen. Im Frühling 2025 wird entschieden, ob diese Fördermittel mindestens bis 2030 oder 2035 gesichert bleiben.

Ein Wirtschaftlichkeitsvergleich zeigt, dass die Investitionskosten für die RTO mit CHF 961'000 etwa 30 % höher sind als für die KLR (CHF 675'000). Unter Einbezug der KliK-Kompensationsbeiträge erreicht die KLR eine schwarze Null in der Erfolgsrechnung, während der Betrieb einer RTO mit grösserem finanziellem Aufwand verbunden wäre.

Aus den Erkenntnissen dieses Vorprojekts empfiehlt die WASCOM AG für diese Anlagengrösse eine gas- oder strombetriebene katalytische Lachgasreduktion (KLR), jedoch mit einer vorgängigen Pilotierung des Katalysators aufgrund begrenzter Erfahrung in diesem spezifischen Anwendungsfall. Die wesentlichen Argumente für diese Variante sind:

- | | |
|---|---|
| + Halb so grosser Energieverbrauch | - wenig Referenzen/Erfahrungen mit Technologie |
| + NO_x Produktion unwahrscheinlich | - Risiko der nicht Aufnahme ins KliK-Programm in erster Instanz |
| + weniger Platzbedarf | - Abhängigkeit von Katalysatoren |
| + Wirtschaftlichere Variante | |

Die ARA Thunersee könnte mit der Umsetzung der Massnahme einen wichtigen Beitrag zur Reduktion ihrer Treibhausgasemissionen leisten. Mit dem schweizweiten Ziel von Netto-Null bis 2050 würde die ARA Thunersee eine Vorreiterrolle übernehmen. Ausserdem empfiehlt der VSA aus finanziellem Aspekt, Massnahme früh umzusetzen, um möglichst hohe bzw. lange Kompensationsbeiträge zu erhalten.

Inhaltsverzeichnis

1	Ausgangslage und Aufgabenstellung.....	7
2	Grundlagen und Datenauswertung	8
2.1	ARA Thunersee und die Prozessabwasserbehandlung.....	8
2.2	Zukünftige Entwicklung	8
2.3	Datengrundlagen.....	8
2.4	Datenauswertung	9
2.5	Spezifikation Abluft	13
3	Rahmenbedingungen und verschiedene Abklärungen	14
3.1	Fliessbild und Systemgrenze.....	14
3.2	Baugrund	14
3.3	Grenzwerte und Zielvorgaben	15
3.3.1	NOx	17
3.3.2	Kontrollmessungen Kanton.....	18
3.4	Lachgasmessung.....	18
3.5	Korrosion	18
3.6	Kaminhöhe	19
3.7	Energiequellen.....	20
3.7.1	Strom	20
3.7.2	Biogas und Biomethan.....	21
3.8	CO ₂ -Kompensationsbeiträge / KliK.....	22
3.8.1	Abwicklung CO ₂ -Kompensationsprojekte.....	22
3.9	CO ₂ -Markt.....	23
3.10	Sonstige Fördergelder	24
4	Varianten	25
4.1	Regenerative thermische Oxidation (RTO)	25
4.1.1	Allgemeine Beschreibung Verfahren.....	25
4.1.2	Auslegung	25
4.1.3	Korrosionsfeste Ausführung.....	27
4.2	Katalytische Lachgasreduktion (KLR)	27
4.2.1	Allgemeine Beschreibung Verfahren.....	27
4.2.2	Auslegung	27
4.2.3	Korrosionsfeste Ausführung.....	28
5	Variantenvergleich.....	29
5.1	Technischer Vergleich	29
5.2	Wirtschaftlicher Vergleich.....	31
5.3	Sensitivitätsanalyse.....	34

5.4	Empfehlung WASCOM	35
6	Zusatzabklärungen Stapelbehälter-Abdeckung	36
6.1	Abschätzung Methanemissionen	36
6.2	Gasfassung und Verwertung.....	37
6.3	Wirtschaftlichkeit und Kompensationsbeiträge.....	38
6.4	Vorschlag für weiteres Vorgehen Schlammstapelabdeckung	39
7	Ausblick	40
7.1	KLR-Pilotversuch.....	40
8	Anhang.....	43
8.1	Berechnung Worst-Case H ₂ S in Abluft Prozessabwasser	43
8.2	Berechnung Worst-Case NH ₃ in Abluft Prozessabwasser	43
8.3	Fliessbild Vorprojekt relevanter Perimeter	44
8.4	Grenzwerte: E-Mail Stellungnahme vom BAFU	45
8.5	Katalytische Lachgasreduktion im Programm 0174	45
8.6	Sensitivitätsanalyse Zusätze	46

Definitionen und Abkürzungen

Begriff/Abkürzung	Definition
Abluft	Luft, welche bei der Prozessabwasserbehandlung entsteht bzw. dort gefasst wird
AKF	Aktivkohlefilter
ARA	Abwasserreinigungsanlage
BAFU	Bundesamt für Umwelt
Biomethan	Biogas, welches in das Erdgasnetz eingespeist wird (~98% Methan)
Biogas (Rohgas)	Faulgas (~60% Methan), welches durch einen Teil der Gasaufbereitung geströmt ist. (Gas, das vom Aktivkohlefilter kommt)
CO ₂ G	CO ₂ -Gesetz
CO ₂ V	CO ₂ -Verordnung
CO ₂ eq	Kohlenstoffdioxid Äquivalente
DeNO _x	Kürzel für die Abscheidung von Stickstoffoxiden (NO _x) aus Abgasen
EHS	Emissionshandelssystem der Schweiz
EU-ETS	Europäischen Emissionshandelssystem
Faulgas	Gas, welches direkt aus der Faulung kommt. Vom Faulturm bis AKF.
GWP	Global Warming Potential
KLR	Katalytische Lachgasreduktion (Abkürzung wurde für Bericht erfunden)
Leakage	Veränderung der Emissionen ausserhalb der Systemgrenzen, aber auf das Projekt zurückgeführt werden können. In diesem Falle die Leakage-Emissionen der benötigten Energie (Gas oder Strom)
LRV	Luftreinhalteverordnung
NDIR	Nondispersive infrared bzw. nicht-dispersives infrarot
Reingas	«gereinigte» Abluft, welche die Anlage durchströmt hat und durch den Kamin ausgestossen wird
SCR	Selective catalytic reduction = selektive katalytische Reduktion
SNCR	Selective non-catalytic reduction = selektive nicht-katalytische Reduktion
SVA	Schlammverbrennungsanlage
UEG	Untere Explosionsgrenze

1 Ausgangslage und Aufgabenstellung

Ungefähr 50% der Treibhausgasemissionen auf Schweizer ARAs sind dem Lachgas (N_2O) zuzuordnen, welches primär bei der Faulwasserbehandlung, hier Prozessabwasserbehandlung genannt, und in der Biologie entsteht (Hunziker Betatech, 2024). Lachgas ist ein starkes Treibhausgas, welches für dieses Projekt mit einem Global Warming Potential (GWP) von 265 CO_2 -Äquivalenten (CO_2eq) angenommen wird (BAFU, 2022; Infraconcept, 2023). Die Verminderung von Lachgasemissionen hat somit eine grosse Wirkung auf die CO_2 -Bilanz und ist ein entscheidender Schritt Richtung Netto-Null-Ziel 2050. Da aktuell Projekte zur Reduktion von Treibhausgasen auf ARAs nicht mit Abwassergebühren finanziert werden können, gibt es Förderprogramme aus der CO_2 -Kompensation, um einen Anreiz für die Umsetzung solcher Projekte zu schaffen. Lachgasmessungen auf der ARA Thunersee im Zeitraum Juli 2022 bis Mai 2023 haben gezeigt, dass ein signifikanter Anteil der Lachgasfracht aus der Prozessabwasserbehandlung stammt. Aufgrund dieser Erkenntnis möchte man diese lachgasbelastete Abluft aus der Prozessabwasserbehandlung mittels einer Abdeckung abziehen und das Lachgas soweit als möglich vernichten.

Das Vorprojekt soll primär verschiedene Varianten zur Reduktion der Lachgasemissionen aus der Abluft der Prozessabwasserbehandlung evaluieren und einander gegenüberstellen. Sodass die Entscheidungsträger eine Basis für das weitere Vorgehen haben. Das Vorprojekt betrachtet namentlich:

- Regenerative Thermische Oxidation = RTO
 - Betrachteter Lieferant: CTP
- Katalytische Lachgasreduktion = KLR (keine offizielle Abkürzung) durch katalytische regenerative thermische Oxidation
 - Betrachteter Lieferant: XPuris

Dabei werden hauptsächlich folgende Arbeiten ausgeführt:

- Datenbeschaffung und -auswertung
- Klärung diverser Rahmenbedingungen
- Dimensionierung der verschiedenen Varianten
- Zusammenstellung der verschiedenen Varianten
- Wirtschaftlichkeitsrechnung der Varianten
- Sensitivitätsanalyse der Varianten
- Vergleich der Varianten
- Vorschlag für weiteres Vorgehen

2 Grundlagen und Datenauswertung

2.1 ARA Thunersee und die Prozessabwasserbehandlung

Ein vereinfachtes Verfahrensschema der ARA Thunersee ist in Abbildung 1 zu finden. Das Prozessabwasser in der Prozessabwasserbehandlung stammt aus der Entwässerung des Faulschlammes mittels Zentrifuge. Dieses stickstoffhaltige Prozessabwasser wird zwischengelagert, um anschliessend diskontinuierlich der Prozessabwasserbehandlung (rot markiert in Abbildung) beigegeben zu werden, welche auf dem DEMON-Verfahren basiert. Dieses Verfahren ist ein Anammox-Verfahren und wird batchweise betrieben. Vereinfacht heisst das, dass der Behälter abwechselnd belüftet und beschickt wird bis das maximale Niveau erreicht ist. Das Belüften soll einen Teil des Ammoniums im Prozessabwasser zu Nitrit umwandeln. Das Beschicken inkl. Rühren soll frisches Ammonium für die Anammox-Reaktion mit Nitrit bereitstellen. Das gewünschte Endprodukt dieser anaeroben Ammonium Oxidation ist N_2 . Während dieses Verfahrens entsteht auch Lachgas (N_2O) als Nebenprodukt.

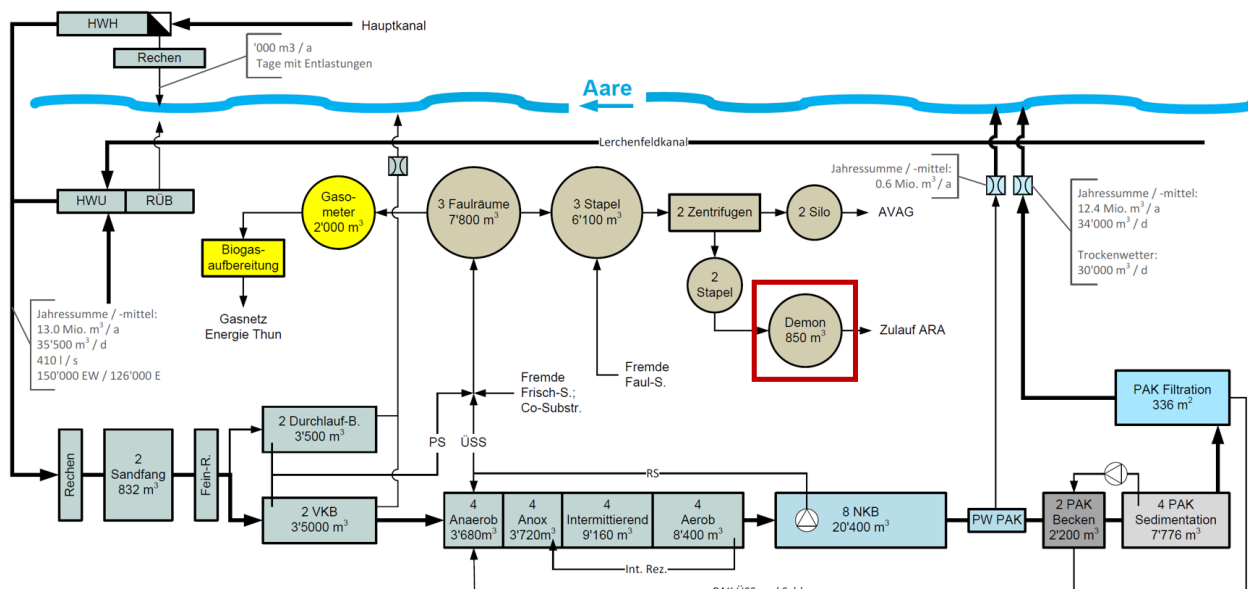


Abbildung 1: Verfahrensschema ARA Thunersee (ARA Thunersee, 2022). Der Prozessabwasserbehälter bzw. DEMON-Behälter ist mit rot markiert.

2.2 Zukünftige Entwicklung

Gemäss der ARA Thunersee soll sich die Anlagengrösse der ARA in den nächsten 20 Jahren nicht signifikant erhöhen.

2.3 Datengrundlagen

Folgende relevante Daten wurden von der ARA Thunersee zur Verfügung gestellt (Tabelle 1).

Tabelle 1: Relevante Datensätze der ARA Thunersee. Mit Zeitintervall ist die Zeit zwischen zwei Datenpunkten gemeint.

Parameter	Einheit	Zeitintervall	Bemerkung
Luftmenge	Nm ³ /h	15min & Tageswerte	Von ARA Thunersee berechnet über Gebläse-Leistung DEMON
Lachgaskonzentration	ppm	15min & Tageswerte	Messwerte
Lachgasfracht	kg _N /d	15min & Tageswerte	Wurde in der vorangegangenen Messkampagne berechnet
Lachgaswerte OK	-	15min	Angabe von Adrian Baumann über «Gültigkeit» eines Lachgas-Messpunktes.
Sauerstoff Abluft	%	15min & Tageswerte	Messwerte
Methan Abluft	ppm	15min & Tageswerte	Messwerte
pH-Wert Demon	-	15min & Tageswerte	Messwerte
Temperatur Demon	°C	15min & Tageswerte	Messwerte
NH ₄ Zentrat Schlamm- wässerung	mg _N /L	2-4 Wochen	Messwerte
Menge Beschickung De- mon	m ³	Tageswerte	Messwerte
Klärgasproduktion Bio- gasanlage	m ³	Tageswerte	Messwerte
Biogas CH ₄	%	15min & Tageswerte	Messwerte
Biogas H ₂ S	ppm	15min & Tageswerte	Messwerte

Die Lachgaskonzentrationen wurden von ppm in mg_{N20}/Nm³ umgerechnet. Die Lachgasfrachten wurden von kg_N in kg_{N20} umgerechnet.

2.4 Datenauswertung

Die Lachgas-Tagesfrachten und durchschnittliche Luftmengen sind in Abbildung 2 zu sehen. Während der Lachgas-Messkampagne gab es einige Unterbrüche und sie endete im Mai 2023.

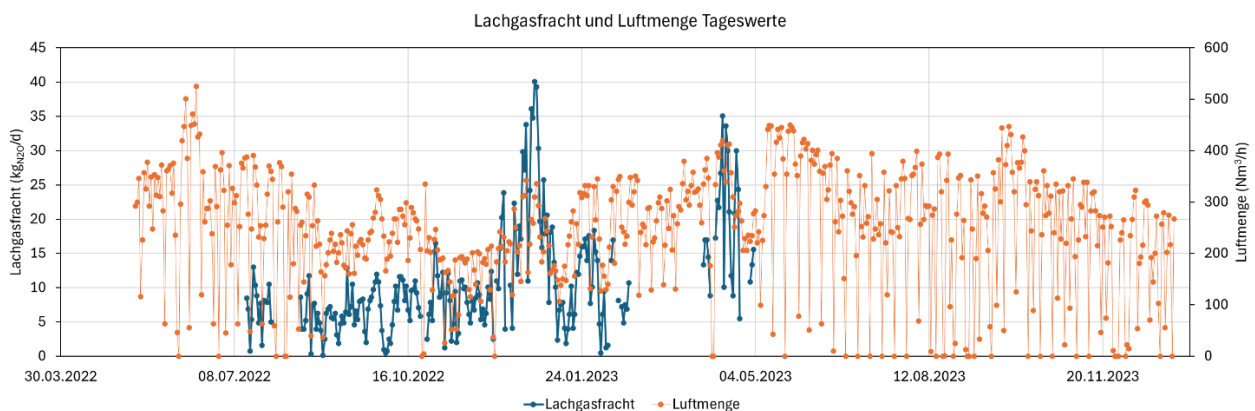


Abbildung 2: Verlauf der Lachgasfracht und Luftmenge über die Zeit der zur Verfügung gestellten Daten

Man sieht, dass die Frachten und Luftmengen stark variieren. Dies liegt u.a. an der Prozessführung des DEMON. Wenn zu viel Nitrat entsteht, wird die Luftmenge reduziert oder sogar eingestellt, damit möglichst keine Nitrit-oxidierenden-Bakterien (NOB) entstehen. Eine verringerte Luftmenge beeinflusst natürlich auch die Fracht. Jedoch spielen beispielsweise Temperatur, variierende Durchflüsse und Aktivität der Mikroorganismen ebenfalls eine Rolle für die Fracht und die Prozessführung des DEMON.

Um die Werte aus Abbildung 2 in Relation zu setzen, kann man sie mit Werten der folgenden Anlagen vergleichen:

- Schlammverbrennungsanlage (SVA) REAL: Betreibt seit mehreren Jahren eine RTO von CTP zur Lachgasreduktion der Abluft der Klärschlammverbrennung.
- ARA Bern: Eine RTO zur Lachgasreduktion der Abluft aus der Biologie und des Anammoxprozesses ist geplant.

Tabelle 2 zeigt, dass in der SVA REAL Luftmengen um die 12'000 Nm³/h und N₂O-Konzentrationen um die 300 mg_{N2O}/Nm³ vorkommen. Die Lachgasfracht und Abluftmenge sind in diesem Projekt dementsprechend eher klein, dafür ist die Lachgaskonzentration höher. Die RTO der ARA Bern wird auf eine Luftmenge von 31'000 Nm³/h und eine Eliminationsfracht von 103 kg_{N2O}/d ausgelegt, was auf eine ungefähre durchschnittliche Konzentration von 138 mg_{N2O}/Nm³ schliessen lässt. Auch hier ist die Konzentration tiefer als in diesem Projekt, dafür die Fracht und Luftmenge deutlich höher.

Tabelle 2: Ungefährer Bereich der Lachgasfrachten, -konzentrationen und Luftmengen im Vergleich mit anderen Anlagen mit Lachgasreduktion.

Parameter	Prozessabwasserbehandlung ARA Thunersee	Biologie und Anammox ARA Bern	Schlammverbrennungsanlage (SVA) REAL
N ₂ O-Fracht [kg _{N2O} /d]	10 (Mittelwert)	103	86
N ₂ O-Konzentration [mg _{N2O} /Nm ³]	1776 (Mittelwert)	138	300
Luftmengen [Nm ³ /h]	0-735	31'000	12'000

Das DEMON-Verfahren der ARA Thunersee wird batchweise betrieben. Dabei wird intermittierend belüftet und befüllt. Da der Prozess je nach Lage und Einflussparametern komplex gesteuert und betrieben wird, wird in diesem Bericht nicht genauer auf dieses Verfahren eingegangen. Abbildung 3 zeigt aber den Verlauf der Luftmenge und Lachgasfracht über zwei zufällig ausgewählte Tage.

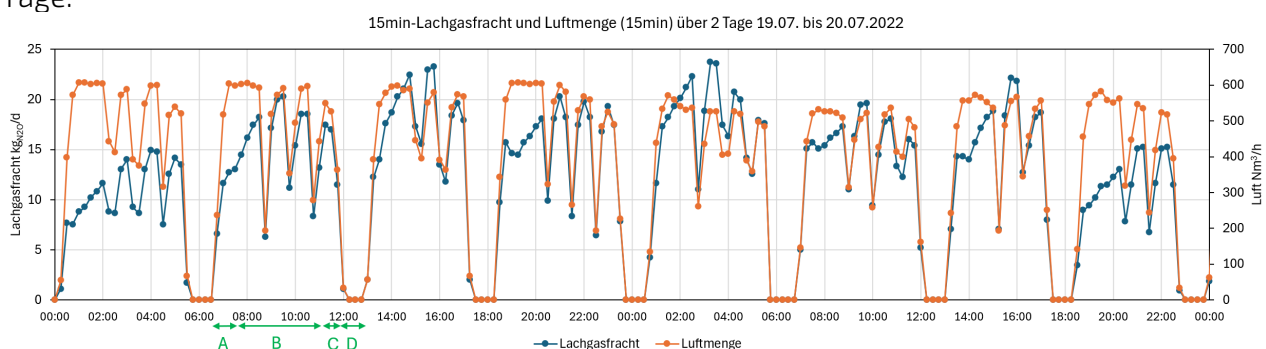


Abbildung 3: Beispielhafte 2 Tage der Luftmenge und Lachgasfracht. A, B, C und D (in grün) sind Phasen des DEMON-Verfahrens.

Abbildung 3 zeigt, dass die Fracht stark mit der Luftmenge korreliert und die Luftmenge nach oben begrenzt zu sein scheint. Jedoch ist diese «obere Grenze» keineswegs immer gleich, sie ist oftmals tiefer als die 600 Nm³/h in Abbildung 3. Dies liegt, wie oben genannt, an der Prozessführung der Belüftung. Das Wichtigste aus Abbildung 3 ist aber, die Phasen ohne Luftmenge und Fracht zu sehen. Diese Phasen sind ebenfalls nicht immer gleich lang, aber sie sind wichtig für die Auslegung und Steuerung der Anlage.

In Abbildung 4 und Abbildung 5 sind relevante Verteilungen der Lachgasfracht bzw. Luftmenge dargestellt. Der Behälter wird rund 30% der Zeit nicht belüftet, was aus Abbildung 5 herausgelesen werden kann. Tabelle 3 zeigt relevante Kennzahlen der Auswertung. 90%-Quantile werden ausgewiesen, um die maximalen Werte zu relativieren, falls sie sehr selten vorkommen, und um

diese Werte teilweise für die Auslegung der Anlage zu verwenden (siehe Kap. 2.5). Es macht Sinn, bei Frachten in Tageswerten zu denken.

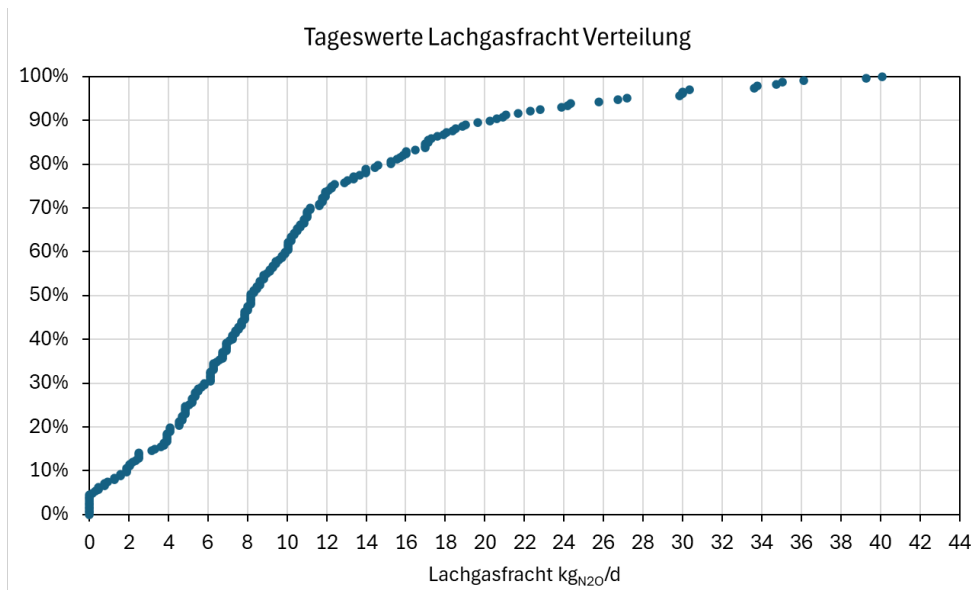


Abbildung 4: Verteilung der Tageswerte der Lachgasfrachten.

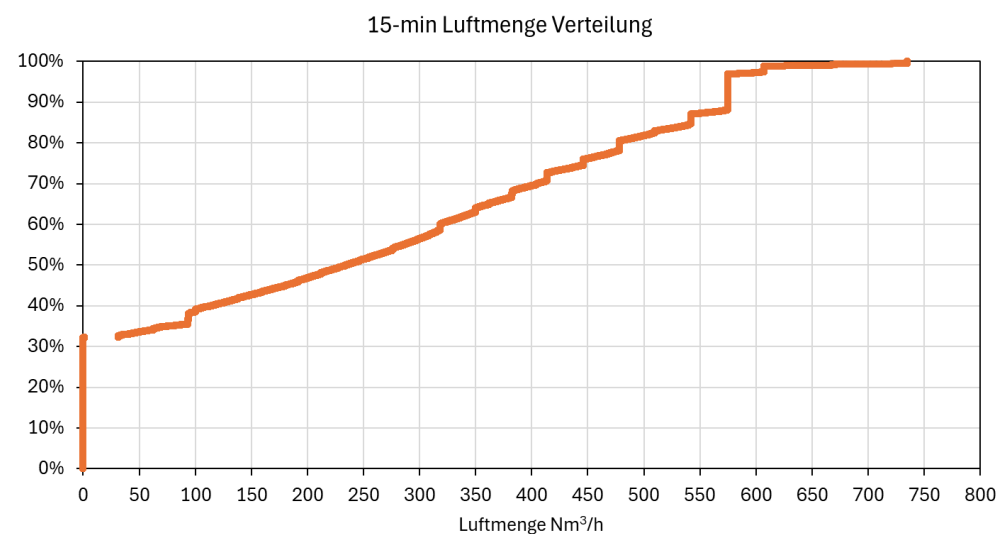


Abbildung 5: Verteilung der 15min-Werte der Luftmenge.

Tabelle 3: Lachgas-Kennzahlen. Für diese Auswertung wurden die 15min-Werte für die Konzentration und Luftmenge genommen, aber die Tageswerte für die Fracht. Die Luftmenge-Datenreihe ist umfangreicher als die Datenreihe der N_2O -Konzentration aus der N_2O -Messkampagne.

Parameter	Einheit	Mittelwert	Maximum	90%-Quantil
N_2O -Fracht	kg_{N_2O}/d	10.1	40.1	20.6
N_2O -Konzentration	mg_{N_2O}/Nm^3	1776	5889	3535
Luftmenge	Nm^3/h	246	735	575

Die Referenzemissionen sind die Emissionen der Prozessabwasserbehandlung zum jetzigen Zeitpunkt, also ohne eine Massnahme zur Reduktion der Lachgasemissionen. Da für die Luftmenge mehr Datenpunkte vorhanden sind als für die Fracht und Konzentration, ist der nachfolgende Weg der solideste zur Berechnung der Referenzemissionen. Zudem gewichtet der Mittelwert der Luftmenge automatisch die Zeit, in welcher die Luftmenge Null ist:

$$\text{Referenzemissionen} \left[\frac{\text{tCO}_2\text{eq}}{\text{Jahr}} \right] = Q_L \cdot f_t \cdot C_{\text{N}_2\text{O}} \cdot f_M \cdot \text{GWP}$$

Q_L	Mittelwert Luftmenge	246 Nm ³ /h
f_t	Faktor Einheit Zeit	8'760 $\frac{\text{h}}{\text{Jahr}}$
$C_{\text{N}_2\text{O}}$	Mittelwert N ₂ O-Konzentration	1776 mg _{N₂O} /Nm ³
f_M	Faktor Einheit Gewicht	10 ⁻⁹ $\frac{\text{tN}_2\text{O}}{\text{mgN}_2\text{O}}$
GWP	Global Warming Potential N ₂ O	265 $\frac{\text{tCO}_2}{\text{tN}_2\text{O}}$
Referenzemissionen	Emissionen ohne Projekt	1014 $\frac{\text{tCO}_2\text{eq}}{\text{Jahr}}$

Etwas über 1000 tCO₂eq werden vom Prozessabwasserbehälter der ARA Thunersee jährlich emittiert (siehe oben oder Tabelle 4). Dieser Wert kann plausibilisiert werden indem man den Mittelwert der täglichen N₂O-Fracht (10.1 kg_{N₂O}/d) auf ein Jahr hochrechnet. Dies ergibt 977 tCO₂eq/Jahr und ist im selben Bereich.

Um die erwartete Emissionsminderung des Projekts zu berechnen muss die Eliminationsleistung der Anlage und Leakage durch den Verbrauch an Biogas beachtet werden. Als Leakage wird eine Veränderung von Emissionen ausserhalb der Systemgrenzen bezeichnet, welche aber auf das Projekt zurückgeführt werden können (BAFU, 2022). In diesem Projekt sind dies die Emissionen, welche aufgrund des Gas- bzw. Stromverbrauchs zum Betrieb der Anlage entstehen. Das verwendete Biogas würde im Referenzszenario in das Schweizer Gasnetz eingespeist werden. Deshalb muss für Biogas der Emissionsfaktor von Erdgas (203 g_{CO₂eq}/kWh) in der Berechnung der Projektemissionen berücksichtigt werden. Der Einfluss vom Stromverbrauch ist vernachlässigbar klein <1% und muss laut dem KLIK-Programm 0174 Lachgasreduktion in der ARA (Infraconcept, 2023) nicht berücksichtigt werden. Es müsste jedoch berücksichtigt werden, wenn die Anlage nur elektrisch betrieben werden würde (29.8 g_{CO₂eq}/kWh).

Tabelle 4: Berechnung der erwarteten Emissionsminderung der beiden Varianten.

Parameter	Einheit	RTO	KLR
Referenzemissionen	tCO ₂ eq/Jahr	1014	
Eliminationsleistung	-	90%	95%
Eliminierte Emissionen	tCO ₂ eq/Jahr	913	963
Biogasverbrauch	kW	31	15
Leakage durch Biogasnutzung	tCO ₂ eq/Jahr	55	27
Erwartete Emissionsminderung	tCO₂eq/Jahr	858	936

Die erwartete Emissionsminderung des Projekts (Tabelle 4) entspricht ungefähr dem jährlichen CO₂-Ausstoss von 615 resp. 671 Mittelklasse Autos.

Als Vergleichswert kann die Emissionsminderung der SVA REAL betrachtet werden. Diese eliminierte rund 4'000-6'000 tCO₂eq/Jahr in den letzten Jahren. Vor 2020 wurden sogar zwischen 6'500 und 8'500 tCO₂eq jährlich eliminiert. Die RTO der ARA Bern soll rund 10'000 tCO₂eq/Jahr eliminieren. Dies zeigt, dass die erwartete Emissionsminderung dieses Projekts im Vergleich zu anderen Projekten eher klein ist.

2.5 Spezifikation Abluft

Für die Auslegung der Anlage musste die Abluft des Prozessabwassers spezifiziert werden (Tabelle 5). Für die Luftmenge, Lachgasfracht und -konzentration wurden für die Auslegung Werte nahe am Maximum vorgeschlagen, damit der Worst-Case und die Elimination der grossen Frachten abgedeckt wird. Zum Teil mussten auch Schätzungen von möglichen Schadstoffen gemacht werden.

Tabelle 5: Spezifikation der Abluft des Prozessabwassers

Parameter	Einheit	Range	Vorgeschlagener Wert Auslegung
Temperatur Abluft	°C	25 - 35	30
Luftmenge feucht	Nm ³ /h	0 - 735	700
N ₂ O-Fracht	kg _{N2O} /d	0 - 25	20.6 (90%-Quantil Tageswerte)
Konzentrationen Abluft			
Lachgas N ₂ O	mg _{N2O} /Nm ³	350 - 5800	3500 (90%-Quantil)
Relative Luftfeuchtigkeit	%	-	100 %
Eff. Wassergehalt H ₂ O	%	3-6 %	6 %
Sauerstoff O ₂	%	11 - 21	16 (Mittelwert)
Kohlendioxid CO ₂	%	Ca. 2	2
Stickstoff N ₂	%	79 - 89	Restlichen Prozent sind N ₂
Kohlenmonoxid CO	mg/Nm ³	N. V.	~ 0
Stickoxid NO _x als NO ₂	mg/Nm ³	N. V.	~ 0
Schwefelverbindungen (v.a. H ₂ S)	mg/Nm ³	N. V.	Abschätzung Worst Case: 29 ➔ könnte aber auch 0 sein
Methan CH ₄	mg/Nm ³	0 - 90	36 (90%-Quantil)
Fluorverbindungen	mg/Nm ³	N. V.	~ 0
Chlorverbindungen	mg/Nm ³	N. V.	~ 0
Ammoniak	mg/Nm ³	N. V.	Abschätzung Worst Case: 60
Staub	mg/Nm ³	N. V.	Unbekannt, eher Aerosole als Staub

Im Anhang 8.1 und 8.2 ist aufgezeigt, wie die H₂S- und NH₃-Konzentrationen abgeschätzt und berechnet wurden.

3 Rahmenbedingungen und verschiedene Abklärungen

3.1 Fließbild und Systemgrenze

Das Vorprojekt behandelt primär die Planung einer Anlage zur Lachgasreduktion, jedoch wurden auch einige Abklärungen bzgl. Abdecken des Stapelbehälters gemacht (Kap. 6). Das Schema in Abbildung 6 soll die beiden behandelten Themen im grösseren Kontext der ARA zeigen. Die Systeme bzw. ihre Grenzen sind durch die farbliche Darstellung ersichtlich.

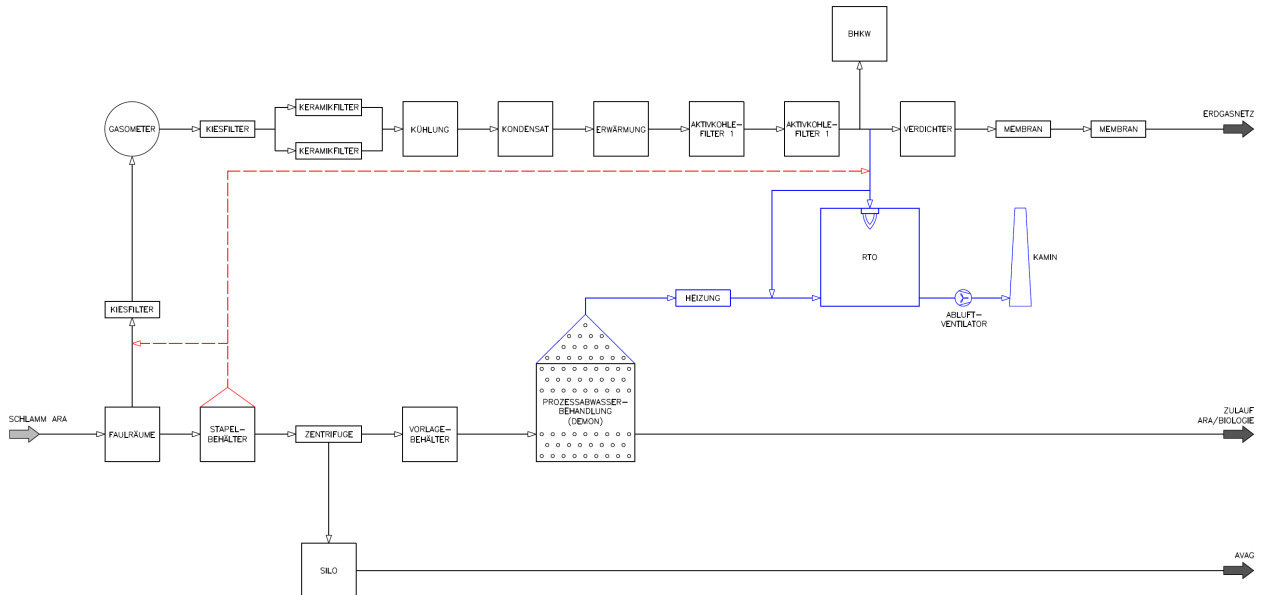


Abbildung 6: Prinzip-Schema des betrachteten Systems. Rot: Stapelabdeckung und die Gaseinspeisung. Blau: Lachgasreduktion (RTO oder KLR). Die RTO könnte natürlich auch durch eine KLR ersetzt werden. Grössere Darstellung im Anhang 8.3.

3.2 Baugrund

Der angedachte Platz für eine allfällige Anlage wäre zwischen dem Stapelbehälter und den Vorlagebehältern der Prozessabwasserbehandlung (siehe Abbildung 7), gemäss der ARA Thunersee eher im vorderen Bereich, da eventuell eine andere Anlage ebenfalls in diesem Bereich platziert werden würde. Gemäss der ARA Thunersee ist der Baugrund gut und mit viel Kies, da die ARA auf einem ehemaligen Flussdelta steht. Deshalb müsste man nur eine Fläche asphaltieren und die Anlage platzieren. Sowohl die RTO (6x3 m) als auch die KLR (5.5x1.2 m) sollten im angedachten Bereich ohne Probleme platziert werden können.

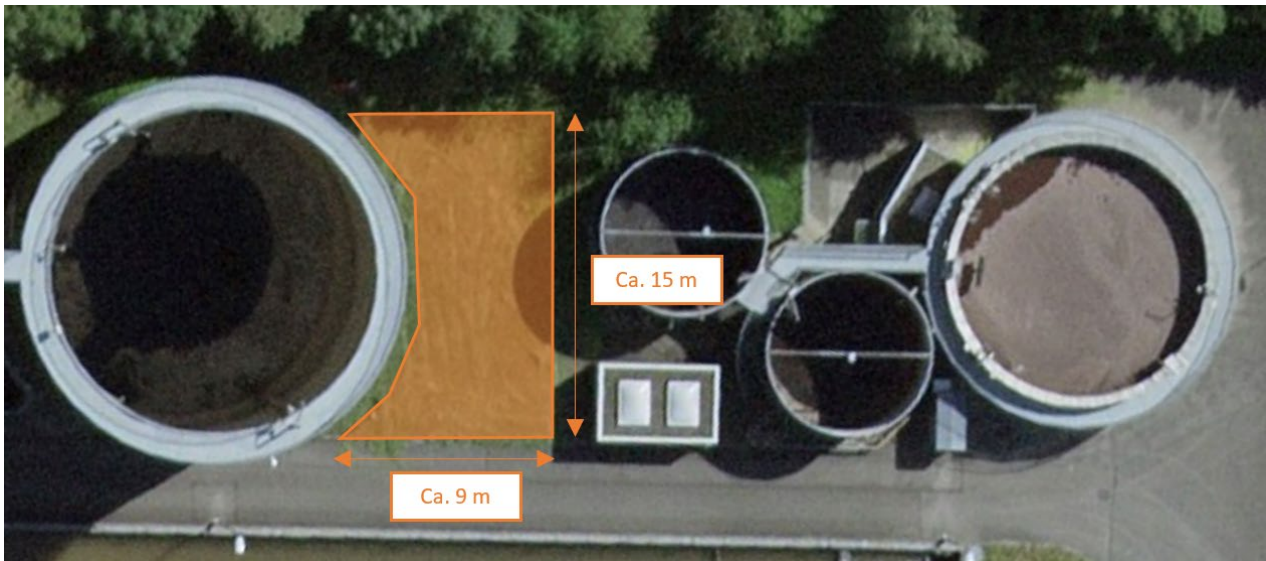


Abbildung 7: Angedachter Platz für die allfällige Anlage in Orange. Links Stapelbehälter, rechts die beiden Vorlagebehälter und der Prozessabwasserbehälter.



Abbildung 8: Angedachter Platz für die Anlage

3.3 Grenzwerte und Zielvorgaben

Als Ziel für die RTO/KLR in diesem Vorprojekt wurde eine N_2O -Elimination von $>90\%$ definiert. Zudem gehört das Unterschreiten gesetzlich vorgegebener Grenzwerte aus der Luftreinhalteverordnung (LRV) zu den Zielvorgaben. Grundsätzlich bestehen für die Abluft eines Beckens auf einer ARA keine Grenzwerte. Da die Abluft aber abgezogen und anschliessend erhitzt wird, dies aber keine Schlammverbrennung ist, muss die Anlage differenzierter betrachtet werden. Deshalb wurden Abklärungen beim BAFU und dem Amt für Umwelt und Energie des Kantons Bern gemacht. Das Mail mit der Stellungnahme ist in Anhang 8.4 zu finden. Das wichtigste der Stellungnahme zusammengefasst:

- Einordnung der Anlage: Bei einer solchen Anlage „handelt es sich unseres Erachtens nicht um eine Anlage nach Anh. 2 LRV oder Anh. 3 LRV (Feuerungen). Somit kommen die allgemeinen vorsorglichen Emissionsbegrenzungen in Anhang 1 LRV zur Anwendung.“
- Bagatell-Massenstrom und Grenzwerte: Zu den Grenzwerten Anh. 1 LRV (siehe Tabelle 6): „Wenn der jeweilige Massenstrom bei der geplanten Anlage geringer ausfällt, kommt der Grenzwert nicht zur Anwendung. Die Grenzwerte des Anh. 1 LRV gelten ohne Sauerstoffbezug.“
- Gasfeuerung: Wenn die Anlage mit einer Gasfeuerung betrieben wird, dann kommt LRV Anh. 3 Ziff. 6 zu tragen. Die Werte sind jedoch den Werten von LRV Anh. 1 untergeordnet. D.h. dass hier nur der Kohlenmonoxid-Grenzwert zu tragen kommt.

Die Auflistung der Grenzwerte in Tabelle 6 dient als informative Übersicht. Diese wurden den Systemlieferanten als Zielvorgaben durchgegeben. Die hinterste Spalte soll zeigen, wie hoch die Konzentration des Parameters bei ungefährender maximaler Abluftmenge (700 Nm³/h) sein müsste, um den Bagatell-Massenstrom überschreitet. Da die Abluftmenge verhältnismässig klein ist, bräuchte es jeweils hohe Konzentrationen, um diese Bagatell-Massenströme zu überschreiten. Dies sollte eigentlich kaum vorkommen. Des weiteren:

- Staub sollte eigentlich nicht vorhanden sein
- NO_x wird im Kapitel 3.3.1 genauer betrachtet
- Ammoniak ist nur bei einer Ammoniakendüsung (SCR, SNCR) relevant
- Den Schwefel-Input in die Anlage kann man nicht mit Sicherheit abschätzen (siehe Kap. 3.5 und Anh. 8.1), jedoch wird erwartet, dass kaum H₂S in der Abluft des Prozessabwassers zu finden sein wird. Wenn doch, dann würde es in der Verbrennung zu Schwefeldioxyden oxidieren. Diesen Bagatell-Massenstrom wird man aber nicht überschreiten.
- Kohlenmonoxid fände man in diesem System eigentlich nur durch eine unsaubere Verbrennung beim Brenner. Dies ist die Verantwortung des Gasbrenner-Herstellers.

Tabelle 6: Relevante Grenzwerte für eine RTO (oder KLR) gemäss BAFU und Kanton Bern.

Parameter	Verweis auf LRV (Bundesrat, 2024)	Grenzwert [mg/Nm ³]	Bagatell-Massenstrom [g/h]	Theoretische Konzentration, die bei 700 Nm ³ /h Abluftmenge erreicht werden müsste, um den Bagatell-Massenstrom zu überschreiten [mg/Nm ³]
Staub	Anh. 1 Ziff. 4	20	200	286
Stickoxide (NO und NO ₂), angegeben als NO ₂	Anh. 1 Ziff. 6	250	2500	3571
Ammoniak und Ammoniumverbindungen, angegeben als Ammoniak (NH ₃)	Anh. 1 Ziff. 6	30	300	429
Schwefeloxide, als Schwefeldioxid	Anh. 1 Ziff. 6	250	2500	3571
Schwefelwasserstoff (H ₂ S)	Anh. 1 Ziff. 6	5	50	71
Kohlenmonoxid (CO) (weil Gasbrenner)	Anh. 3 Ziff. 61	100 (bei 3% O ₂)	-	-

3.3.1 NO_x

NO_x ist primär NO und NO₂. Bei Verbrennungen mit Stickstoff, ist es schwierig vorauszusagen, ob der Stickstoff die Anlage als N₂O, NO_x oder N₂ verlassen wird. NO_x bildet sich bei erhöhten Temperaturen und kann im Falle der Prozessabwasserbehandlung primär aus N₂O entstehen.

- Wunderlin (Wunderlin, 2013) bemerkte, dass bei SVA mit Ammoniak eindüsung die NO_x-Emissionen ab 850°C steigen, und vermutet, dass ohne Ammoniak die NO_x-Emissionen bei etwas niedrigeren Temperaturen bereits steigen.
- Reduzierende Stoffe wie Methan oder Ammoniak können helfen, dass wenig NO_x gebildet wird.
- Hohe Sauerstoffkonzentrationen fördern eher die Bildung von NO_x

Angenommen das ganze Lachgas in der Abluft (3500 mg_{N₂O}/Nm³) würde zu NO_x umgewandelt werden, dann hätte man 7318 mg_{NO₂}/Nm³ im Reingas, womit man den Bagatell-Massenstrom in Tabelle 6 überschreiten würde.

Jedoch wird gemäss CTP bei einer RTO nicht das gesamte N₂O zu NO_x umgewandelt. Anscheinend wird ca. 13% des N₂O zu NO_x umgewandelt. Für eine KLR ist NO_x kaum ein Problem, da sie nur auf 550°C erhitzt wird. CTP konnte die erwarteten Reingaskonzentrationen relevanter Parameter angeben (Tabelle 13). Die Werte beruhen auf Modelrechnungen basierend auf Betriebserfahrungen. Die maximale NO_x-Reingas-Konzentration ist gemäss CTP 580 mg/Nm³. Wenn man diese maximal erwartete NO_x-Konzentration im Reingas mit 700 Nm³/h multipliziert, bleibt man mit 406 g/h deutlich unter dem Grenzwert-Massenstrom aus Tabelle 6. Die emittierte NO_x-Fracht bei durchschnittlicher Luftmenge ist in Tabelle 7 in Relation zum Ausstoss einer Autobahn gesetzt. Über einen Kilometer Autobahn wird ungefähr 28x mehr NO_x ausgestossen, als die RTO ausstossen würde. Betrachtet man es auf 100 m, dann wäre es immer noch ca. 3x mehr.

Tabelle 7: NO_x im Reingas in Relation zu NO_x-Ausstoss einer Autobahn

Parameter	Einheit	Wert
NO _x -Reingas max. (laut CTP)	mg/Nm ³	580
Mittelwert Luftmenge	Nm ³ /h	246
NO _x -Fracht RTO	kg/h	0.143
NO _x -Fracht Autobahn ungefähr (Locher, 2013)	kg/h/km	4
Verhältnis Autobahn zu RTO	mal	ca. 28

3.3.2 Kontrollmessungen Kanton

Der Kanton hat telefonisch bereits Aussagen über mögliche vorgeschriebene Messungen des Reingases gemacht. Jedoch sind diese Aussagen nur provisorisch und ohne Gewähr seitens des Kantons gemacht worden:

- Volumenstrom kontinuierlich
- Temperatur (Anlage und Reingas)
- Stickoxide und VOC würden vermutlich bei der Abnahme gemessen werden, es kann jedoch auch kontinuierliche Messung angeordnet werden
- Ammoniak würde nur angeordnet werden, wenn eine SNCR oder SCR installiert wird
- Staub würde bei der Abnahme gemessen werden

3.4 Lachgasmessung

Um Kompensationsbeiträge geltend zu machen, muss jeweils die Abluftmenge und die N₂O-Konzentration vor und nach der RTO gemessen werden. Upwater schlägt zum Beispiel vor, dazu nur ein Messgerät zu installieren und immer abwechselnd (ca. im Minutentakt) die Abluft und Reingas zu fassen und zu messen.

Üblicherweise wird das Lachgas mit der NDIR-Methode (nichtdispersiver Infrarotsensor) gemessen. Die Methode basiert auf der Absorption von Infrarotwellen durch verschiedene Gase. Oftmals kann neben N₂O auch gleichzeitig O₂, CO₂ und CH₄ gemessen werden. Die Messung benötigt Kalibrierungsgase und muss einmal pro Jahr gewartet werden.

3.5 Korrosion

H₂S kommt im Biogas vor und kann auch als potentieller Inhaltsstoff der Abluft des Prozessabwasserbehälters nicht gänzlich ausgeschlossen werden. H₂S ist potentiell korrosiv, speziell wenn es sich in Wasser löst. Bei der Verbrennung wird H₂S ab rund 300°C zu SO₂ oxidiert, welches mit kondensiertem Wasser zu schwefeliger Säure (H₂SO₃) oder Schwefelsäure (H₂SO₄) werden kann, welche ebenfalls korrosiv sind.

H₂S entsteht bei der Faulung (v.a. von Proteinen), wo ein Teil ausgast und ein Teil im Faulschlamm bzw. Prozessabwasser bleibt. Nach der Entwässerung des Faulschlammes könnten noch relevante Mengen im Prozessabwasser und in dessen Abluft vorkommen.

Wenn der Prozessabwasserbehälter mit diesem Prozessabwasser beschickt wird, wird der Behälter belüftet, dabei könnte ein Teil des H₂S direkt ausgasen. Die Berechnungen in Anhang 8.1 beruhen auf einigen Annahmen zu einem Worst-Case. Sie zeigen, dass bis zu 20 ppm H₂S in der Abluft vorhanden sein könnten (Tabelle 8). Dagegen spricht jedoch, dass es auf dem Behälter nicht stinkt, was ein typischer Indikator für H₂S wäre. Bereits wenige ppm sind riechbar. Zudem werde H₂S durch Sauerstoff oder Nitrat, welches ebenfalls im Prozessabwasserbehälter vorkommt, oxidiert. Nimmt man jedoch an, dass das H₂S direkt nach der Beschickung ausgast, könnte möglicherweise ein Teil in der Abluft landen. Jedoch wird die Wahrscheinlichkeit als klein eingeschätzt.

- ➔ Bei einem allfälligen Bauprojekt wird empfohlen, die H₂S-Konzentration in der Abluft vor-gängig zu messen, um eine sicherere Entscheidungsgrundlage zu haben.

Je nach dem, welches Gas zur Beheizung der Anlage verwendet werden würde, würden weitere Schwefelfrachten in die Anlage eingebracht werden. Da aber diese Menge im Verhältnis zur Ab-luftmenge eher klein wäre, hätte dies kaum Einfluss auf die Gesamtkonzentration in der Abluft. Jedoch könnte es zu Korrosion im Bereich der Biogaseindüsung führen.

Tabelle 8: H₂S-Worst-Case Konzentrationen der verschiedenen Gase

Gas	Worst-Case Konzentration H ₂ S [ppm]	Messwert oder Schätzung
Abluft	19	Schätzung (Anhang 8.1)
Biogas nach AKF	5	Messwert
Faulgas	124	Messwert

Folgende Massnahmen könnten gegen eine mögliche Korrosion getroffen werden:

- Korrosion kann akzeptiert werden, beeinflusst aber die Lebensdauer der Anlage
- Beheizung der Prozessabwasser-Abluft über den Schwefelsäuretaupunkt (120-150°C)
- Beheizung der Biogas Leitung (falls Biogas korrosiv)
- Rohrleitungen, Klappenbox, Kamin aus Edelstahl. Teile auch aus Kunststoff denkbar
- Beschichtungen
- Aktivkohlefilter vor der KLR/RTO zur Entfernung des Schwefels
- Demister (um Wassergehalt zu vermindern)
- Korrosionszuschlag: Wanddicke der Leitungen grösser machen

Bei REAL wurden sämtliche Zuleitungen, die Klappenbox, die RTO und die Reingas-Leitungen aus Edelstahl gefertigt, jedoch ist die Abluftzusammensetzung bei einer SVA signifikant anders. Beim Pilotversuch auf der ARA Bern wurden angeblich keine korrosiven Stoffe detektiert.

3.6 Kaminhöhe

Unter anderem weil die Kaminhöhe für die RTO auf der ARA Bern für reichlich Diskussion gesorgt hatte, wurden als Zusatz bereits einzelne Grobabbklärungen zur Kaminhöhe gemacht. Da die er-warteten Reingaswerte voraussichtlich nicht den Q/S Wert von 5 gemäss LRV Anh. 6 Art. 1 über-schreiten, kommen die Kaminempfehlungen zum Zuge. Dies wurde auch vom Amt für Umwelt des Kanton Berns und BAFU gestützt.

- Die Geschwindigkeit des Reingases soll an der Mündung des Kamins min. 6 m/s betragen
- Die Anlage fällt unter „industrielle und gewerbliche Anlagen“ in den Kaminempfehlungen

Für eine RTO (mit höheren NO_x-Werten als die KLR):

- Der Q/S-Wert von NO_x könnte bei der RTO zwischen 0 und 4 sein
- Ab einem Q/S-Wert von 1 muss der Kamin 1-4 m über Immissionsniveau sein
- Das Immissionsniveau ist die höchste Bebauung im Umkreis von 15-30 m
- D.h. die Höhe des Stapelbehälters (ca. 15 m hoch) ist das Immissionsniveau
- ➔ Die erforderliche Kaminhöhe ist dementsprechend ca. 16-19 m
- Der Kamin könnte evt. entlang der Stapelbehälterwand befestigt und in die Höhe gebaut werden

Für eine KLR (wenn, dann sehr tiefe NO_x-Werte):

- Q/S-Werte voraussichtlich unter 1, da kaum NO_x zu detektieren sein sollte.
- ➔ Folglich müsste der Kamin nur 1.5 m über das Flachdach der Anlage ragen.

3.7 Energiequellen

In diesem Kapitel werden die verschiedenen Energiequellen für den Betrieb der Anlage kurz evaluiert.

3.7.1 Strom

Die ARA Thunersee plant eine PV-Anlage mit einer Produktionsfläche von mehr als 20'000 m², wobei sie gemäss einer Solarsimulation in gewissen Phasen Überschussstrom produziert (Tabelle 9). Da die Solarproduktion sehr tages- und jahreszeitenabhängig ist, entsteht der Überschussstrom v.a. am Tag und in den sonnigeren Jahreszeiten. Dies ist der Grund, wieso im Sommer nicht der ganze Energiebedarf der ARA mit der produzierten Energie gedeckt werden kann. Im Endeffekt ist der jährliche Strombedarf der ARA höher als die Produktionskapazität der PV-Anlage. Die RTO bzw. die KLR benötigt rund 31 bzw. 15 kW Heizleistung. Dieser Bedarf könnte nicht einmal durch die maximale Überschussenergie von 10'566 kWh/Monat (Juli) gedeckt werden, was ungefähr 14 kW entspräche, wenn die Energie gleichmässig über den Monat produziert werden würde. Im Dezember hätte man mit 189 kWh/Monat noch viel weniger zur Verfügung.

Tabelle 9: Solarsimulation der ARA Thunersee (Tabelle von (ARA Thunersee, 2024)). Mit Solar Leistung ist die simulierte produzierte Energie mittels Solaranlage gemeint.

	Solarsimulation				
	Solar Leistung	Solar Ueberschuss	Solar Eigenverbrauch	ARA Energiebedarf	Solar Eigendeckung
	kWh	kWh	kWh	kWh	%
Jan	4094	1057	3036	13410	23
Feb	6057	2118	3940	13956	28
Mär	9840	4902	4932	14021	35
Apr	15746	9462	6285	13840	45
Mai	16811	10308	6485	13654	47
Jun	14506	7984	6522	14174	46
Jul	17262	10566	6685	13074	51
Aug	13570	7727	5827	13419	43
Sep	10926	5926	4987	12514	40
Okt	5900	2112	3797	13037	29
Nov	3880	1034	2845	13177	22
Dez	2296	189	2108	13226	16
Summe	3687000	1933000	1752000	4926000	36

Folgendes spricht GEGEN eine Anlage, welche elektrisch erhitzt wird:

- Fluktuierende Verfügbarkeit des Überschussstroms bei einem ziemlich konstanten Energieverbrauch der Anlage
- Abhängigkeit: Nicht genügend Strom, um gesamte ARA inkl. RTO/KLR zu betreiben. Mit Biogas wäre man unabhängiger, da man selber genügend produziert um RTO/KLR zu betreiben. Externe Preise für den Strom können bei einer Energiekrise stark variieren.
- Der Strom kostet gem. ARA Thunersee ab 2026 ca. 18.5 Rp/kWh und ist damit teurer als das interne Biogas (60%) (10 Rp/kWh).
- Mehr Energie (kWh) wird für die elektrische Variante gebraucht
- RTO: erhöhte Investitionskosten
- Höhere Betriebskosten

Folgendes spricht FÜR eine Anlage, welche elektrisch erhitzt wird:

- + Betriebstechnisch einfacher, kein Gasbrenner, keine Wartung des Gasbrenners
- + Keine Biogasleitungen notwendig
- + Plug and Play: Montage und Installation simpler
- + KLR: tiefere Investitionskosten
- + Kleinere Leakage-Abzüge bei Kompensationsbeiträgen

Wie in Tabelle 10 dargestellt, ist es aus wirtschaftlicher Sicht sinnvoller, sich auf die Biogas-Varianten zu fokussieren, da die Betriebskosten tiefer sind. Bei der KLR könnte man aufgrund der geringeren Investitionskosten und der geringeren Komplexität durchaus über eine elektrisch betriebene Anlage nachdenken. Ab hier wird aber der Fokus auf die Biogas-betriebenen Anlagen gelegt.

Tabelle 10: Übersicht der ungefähren Mehr-/Minderkosten für eine elektrisch- anstatt gasbetriebene RTO/KLR. Der Leakage-Abzug wird tiefer, da der Emissionsfaktor von Strom (29.8 g_{CO2eq}/kWh) tiefer ist als von Biogas bzw. Erdgas (203 g_{CO2eq}/kWh).

	Mehrkosten RTO elektrisch-betrieben	Mehrkosten KLR elektrisch-betrieben	Einheit
Investitionskosten			
Anlage	+40'000.-	-9'000.-	CHF
Rohrleitungen Biogas	-20'000.-	-20'000.-	CHF
Betriebskosten			
Höhere Kompensationsbeiträge wegen tieferem Leakage-Abzug	-6'800.-	-3'200.-	CHF/Jahr
Erhöhte Energiekosten (Strom anstatt Biogas)	+23'100.-	+13'400.-	CHF/Jahr
Wartung Gaskomponenten	-1'000.-	-1'000.-	CHF/Jahr

3.7.2 Biogas und Biomethan

Das produzierte Biogas auf der ARA Thunersee wird durch eine Biogasaufbereitung geführt. Hierbei dient der Aktivkohlefilter zur Entschwefelung (vgl. mit Abbildung 6). Anschliessend wird das Biogas mit Verdichtern und Membranen zu Biomethan veredelt. Wenn möglich, bereitet die ARA Thunersee all ihr Biogas zu Biomethan auf und speist dieses in das Gasnetz von Energie Thun. Sobald das Biogas aufbereitet ist, ist es an Energie Thun für rund 13 Rp/kWh verkauft. D.h. dass die ARA dieses Biomethan für rund 20 Rp/kWh zurückkaufen müsste, wenn man es selber nutzen möchte. Deshalb macht es Sinn, das Biogas anstatt das Biomethan als Energieträger zu verwenden. Hierbei wird vorgeschlagen, das Biogas nach dem Aktivkohlefilter abzuzweigen (vgl. Abbildung 6), um möglichst wenig Schwefel im Biogas zu haben. Dieses „entschwefelte“ Biogas (~60%) hat einen geringeren monetären Wert als das Biomethan, da es das Herzstück der Biogasaufbereitung noch nicht passiert hat. Deshalb wurde ein verminderter Wert von 10 Rp/kWh angenommen (siehe Tabelle 16).

Aus der Tabelle 11 wird ersichtlich, dass das im Faulturm produzierte Gas ein Leistungspotenzial von rund 1500 kW hat und dass die RTO (31 kW) bzw. die KLR (15 kW) nur rund 1-3% des verfügbaren Gases brauchen würde.

Tabelle 11: Auswertung der Gas-Daten der ARA Thunersee. Der Methananteil und die Menge sind die Mittelwerte der Auswertung. Die Brennwerte sind Literaturwerte. Das Leistungspotential und die benötigte Menge für 31 kW (RTO) bzw. 15 kW (KLR) berechnen sich aus den anderen Werten.

Gas	Methan-anteil	Menge [Nm ³ /d]	Brennwert [kWh/m ³]	Leistungs-potential [kW]	Ben. Menge für 31 kW [Nm ³ /d]	Ben. Menge für 15 kW [Nm ³ /d]
Biogas	61%	5451	6.64	1503	112	54
Biomethan	98%	3250	11.04	1495	67	33

3.8 CO₂-Kompensationsbeiträge / KliK

Die Stiftung Klimaschutz und CO₂-Kompensation KliK ist eine branchenweite Kompensationsgemeinschaft im Rahmen des CO₂-Gesetzes (CO₂G). Sie erfüllt anstelle der Mineralölgesellschaften, welche fossile Treibstoffe in Verkehr bringen, deren gesetzliche Pflicht, einen Teil der bei der Nutzung der Treibstoffe entstehenden CO₂-Emissionen zu kompensieren.

Momentan läuft die Vernehmlassung der CO₂-Verordnung (CO₂V), welche anscheinend im April 2025 finalisiert wird. Im momentanen Entwurf sind die Kompensationssätze lediglich bis ins Jahr 2030 festgelegt, weshalb KliK auch nur Verträge bis 2030 abschliesst und auch nur bis dann die Auszahlung der Kompensationsbeiträge gewährleistet. Jedoch sind Bemühungen von verschiedensten Seiten im Gange, dass diese Kompensationssätze bis 2035 in der CO₂V definiert werden, damit der finanzielle Anreiz zur Umsetzung von Klimaschutzprojekten grösser ist. Die Funktionsfähigkeit des Kompensationsinstruments ist nur gewährleistet, wenn ein ausreichend langer Förderhorizont von mindestens fünf bis zehn Jahren existiert. Anscheinend stehen die Chancen gut, dass die Kompensationssätze bis 2035 definiert werden.

3.8.1 Abwicklung CO₂-Kompensationsprojekte

Der grundsätzliche Ablauf, um letztlich Bescheinigungen für Kompensationsbeiträge zu erhalten, ist in Abbildung 9 dargestellt. Entweder wird ein eigener Projektbeschrieb gemacht oder man tritt einem bereits bestehenden Programm bei, in welches das Projekt passt. In diesem Falle wird empfohlen dem Programm 0174 namens "Reduktion von Lachgas-Emissionen in der Abwasserreinigung" von Infraconcept beizutreten (Link: <https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/klima/fachinformationen/verminderungsmassnahmen/kompensation/inland/registerierte-projekte/8-1.html>). Einerseits, weil KliK momentan kaum noch neue Projekte genehmigt und schon gar nicht, wenn es in ein bereits bestehendes Programm passt, andererseits würde KliK mittlerweile kaum mehr als 120 CHF/tCO₂eq bezahlen. Im Programm 0174 erhält man für Typ D (RTO) 145 CHF/tCO₂eq bis die Investition abbezahlt ist und dann noch 100 CHF/tCO₂eq. Die Definition von Typ D im Programm 0174 ist die Lachgasreduktion auf einer ARA mittels RTO. Eine katalytische Lachgasreduktion passt gemäss Infraconcept theoretisch ebenfalls in diese Kategorie, weil sie im Prinzip gleich funktioniert, einfach bei tieferen Temperaturen, und die Messung und Berechnung der Emissionsminderung gleich funktioniert. Jedoch kann man sich hier nicht zu 100% sicher sein. Man würde erst bei der Verifizierung des ersten Monitoringberichts definitiv erfahren, ob die Verifizierungsstelle und das BAFU dies auch so sehen. Eine Bestätigung im Vorfeld erhält man kaum, siehe Mail von Infraconcept in Anhang 8.5. Jedoch könnte gemäss Infraconcept das Programm, bei einer Ablehnung durch die Verifizierungsstelle, auf das folgende Jahr angepasst werden.

Wichtig: Das Kompensationsprojekt muss vor der ersten grösseren Investition und Umsetzung beim Programm angemeldet sein.

Das jährliche Monitoring und die Verifizierung wird vom Programmeigner übernommen. D.h. es fallen keine jährlichen Kosten für die ARA Thunersee für die Erstellung des Monitoring- und

Verifizierungsberichts an. Lediglich ein Messbericht muss vonseiten ARA Thunersee erstellt werden. D.h. die Daten müssen zusammengetragen und ausgewertet werden. Diese Dienstleistung kann die Wascom AG übernehmen.

Die Abkürzung «VVS» steht für «Validierungs- und Verifizierungsstelle».

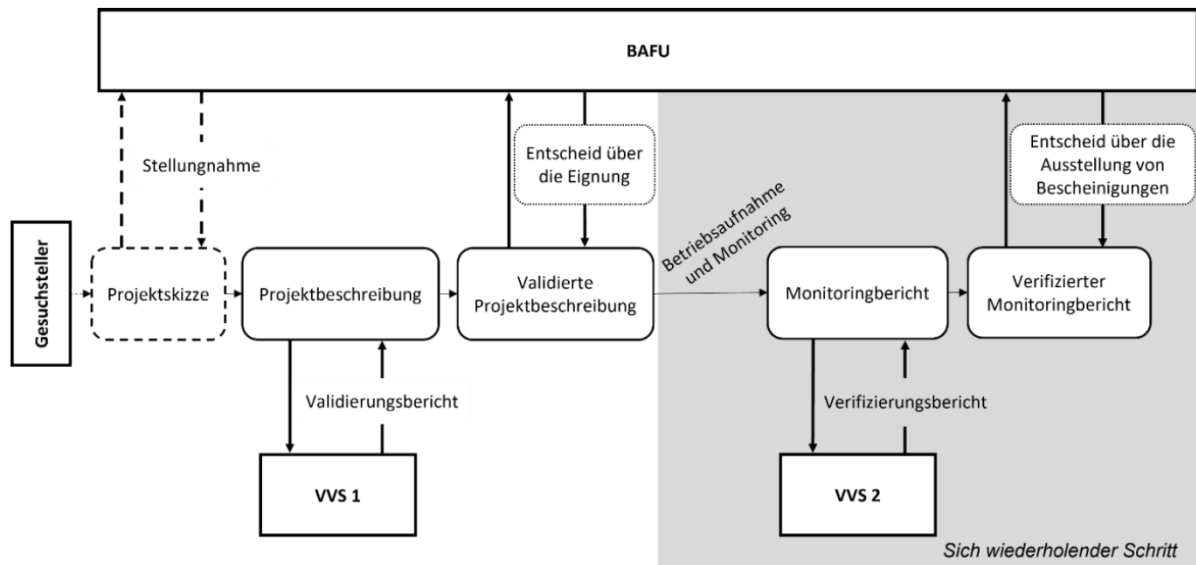


Abbildung 9: Ablauf Abwicklung Kompensationsbeiträge (BAFU, 2022)

3.9 CO₂-Markt

Es ist möglich, dass die KliK-Beiträge ab 2031 oder 2036 wegfallen. Dies ist jedoch nicht die einzige Möglichkeit, Einnahmen mit der Vernichtung von Treibhausgasen zu generieren. Das Vorgehen zur Erhaltung von CO₂-Zertifikaten ist ähnlich wie in Kapitel 3.8.1. Die Zertifikate werden dann aber nicht mehr von KliK gekauft, sondern können zum Marktpreis über das Emissionshandelssystem der Schweiz (EHS) verkauft werden. Auf dem «Compliance-Markt» gibt es Firmen, welche verpflichtet sind, Emissionen zu kompensieren. Es gibt aber auch freiwillige Märkte, wo Unternehmen Emissionen freiwillig kompensieren. Das EHS ist seit 2020 mit dem Europäischen Emissionshandelssystem (EU-ETS) gekoppelt, weshalb sich auch die Preise ähneln, sie sind aber nicht immer exakt gleich. Abbildung 10 zeigt, dass im Februar 2023 mit 100 Euro pro Tonne CO₂ ein Rekordhoch erreicht wurde, dann sank der Preis bis Ende Februar 2024 auf 56 Euro. Ende Oktober lag der Preis bei rund 65 Euro pro Tonne CO₂.



Abbildung 10: Entwicklung des CO₂eq-Preises in der Vergangenheit.

(EY, 2022) hat eine Prognose der CO₂eq-Preise gewagt und publiziert (siehe Abbildung 11). Im 2035 könnte dieser gemäss deren Schätzung bei 80-150 US\$ liegen, was momentan 71-133 CHF entspricht. Für die Wirtschaftlichkeitsrechnungen in Kapitel 5.2 im Szenario «ohne KliK» wurde ein Betrag dazwischen ausgewählt (110 CHF/tCO₂eq). Dieser Wert ist natürlich schwierig zu prognostizieren und sollte keinesfalls als gegeben betrachtet werden.

Increasing demand, expectations of quality, and unit supply costs will make carbon credits scarce and expensive

Offset credit price outlook, 2020-2050

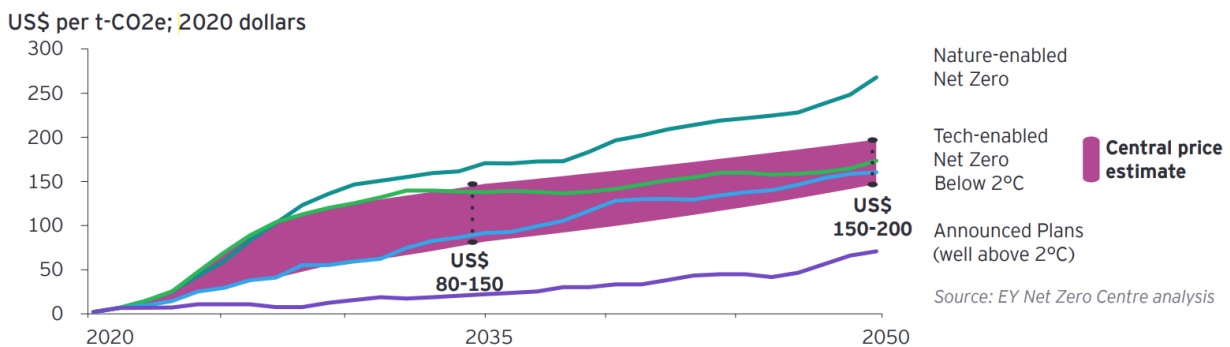


Abbildung 11: Prognose der CO₂eq-Preises in US\$ (EY, 2022)

3.10 Sonstige Fördergelder

Anfragen für sonstige Fördergelder, um die Investitionskosten für ein solches Projekt zu senken, blieben sowohl beim Amt für Umwelt Kanton Bern (Abteilung Abwasser und Abteilung Luft) als auch beim BAFU erfolglos, da das Projekt in keines der Förderinstrumente passt.

4 Varianten

4.1 Regenerative thermische Oxidation (RTO)

4.1.1 Allgemeine Beschreibung Verfahren

Eine RTO-Anlage ist ein vollautomatisches Abluftreinigungssystem nach dem Prinzip der regenerativen thermischen Oxidation in 2-Bett-Ausführung. Eine RTO besteht aus keramischen Wärmetauschern, die von Roh- und Reingas abwechselnd durchströmt werden und über eine gemeinsame Brennkammer miteinander verbunden sind. Nach dem Eintritt in das System wird die schadstoffbeladene Abluft über einen Wärmetauscher (Keramik) Richtung Brennkammer geführt und dabei durch die in der Keramik gespeicherte Energie erwärmt. In der 950-980°C warmen Brennkammer, welche mit einem Gasbrenner erhitzt wird, wird das N_2O zu N_2 und O_2 zersetzt. Die N_2O -Eliminationsleistung ist >90%. Das heiße Reingas gibt beim Verlassen der Brennkammer durch einen weiteren Wärmetauscher Energie ab und wird dadurch nahezu auf die Eintrittstemperatur abgekühlt. Es verlässt die Anlage über den Kamin. Nachdem die Wärmetauscher eine gewisse Temperatur über- bzw. unterschritten haben, wechseln die Klappen ihre Position sodass die RTO nun umgekehrt durchströmt wird und somit von der gespeicherten Wärme in den Wärmetauschern profitiert.

4.1.2 Auslegung

In diesem Vorprojekt wurde der Fokus auf das vorgeschlagene System von CTP und deren Auslegung gelegt, da CTP bereits einige Erfahrung in der Lachgasreduktion aufweist, wozu unter anderem die RTO auf der ARA Buholz (REAL) und zukünftig auf der ARA Bern gehören. Es gibt aber auch andere RTO-Lieferanten. Die RTO würde auf rund 700 Nm^3/h ausgelegt werden, was ein sehr kleiner Volumenstrom für eine RTO ist, und entspräche keiner Standardanlage von CTP, weshalb einiges an Engineering im Preis der Anlage enthalten ist.

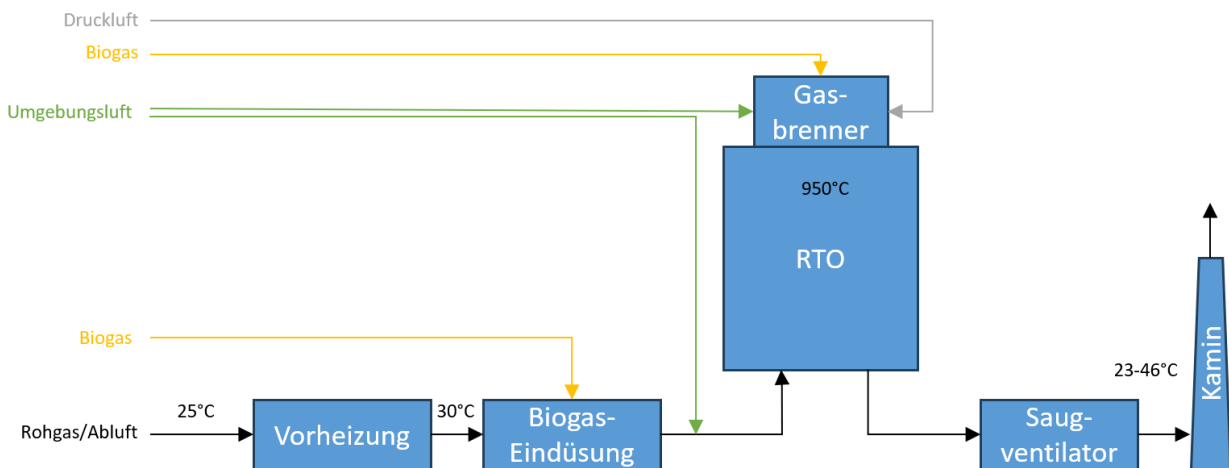


Abbildung 12: Vorgeschlagenes vereinfachtes Verfahrensschema der Variante RTO. Die RTO wird in Realität abwechselnd in unterschiedliche Richtungen durchströmt.

Da die relative Luftfeuchtigkeit der Abluft hoch ist, beinhaltet das vorgeschlagene System (siehe Abbildung 12) eine elektrische Vorheizung, welche die Abluft um ca. 5°C erwärmt, um das Kondensieren von Wasser zu verhindern. Alternativ könnte man hier auch ein Gebläse in der Abluftleitung platzieren, welches die Abluft ebenfalls leicht erwärmen und den Saugventilator ersetzen würde.

Um die RTO aufzustarten, wird Biogas und Umgebungsluft im Gasbrenner gemischt und gezündet. Nachdem die RTO 950°C heiss ist, wird der Brenner abgeschaltet und das Biogas

kontinuierlich in die Abluft eingedüst. Dabei muss darauf geachtet werden, dass das Gemisch nicht explosionsfähig ist und man unter der unteren Explosionsgrenze (UEG) bleibt. Sobald das eingedüste Gas in die RTO gelangt und dort eine gewisse Temperatur erreicht, wird es entzündet und setzt seinen Brennwert frei. Da die UEG temperaturabhängig ist, kann es dann auch keine Rückreaktion in die Leitungen geben solange die UEG bei Zuleitungstemperatur nicht überschritten wird. REAL verzichtet aus Sicherheitsbedenken auf die Biogaseindüsung und nutzt stattdessen den Brenner kontinuierlich, was 10-20% mehr Energie benötigt. Laut CTP ist die Eindüsung aber präzise und ungefährlich. Zudem wird mit der Eindüsung weniger NO_x produziert als wenn der Brenner kontinuierlich läuft. Dies müsste aber bei einer Entscheidung für die RTO nochmals abgewogen werden.

Die Druckluft beim Gasbrenner wird zur Spülung/Reinigung des Brenners und zur Steuerung diverser Ventile benötigt.

Der Saugventilator saugt die Abluft durch die ganze Anlage. Dieser könnte mit der Steuerung des Gebläses des Prozessabwasserbehälters gekoppelt werden. Basierend auf der Abluftmenge könnte dann die Biogas-Eindüsung bzw. der Brenner gesteuert werden. Drei verschiedene Beispiel-Modi sind in Tabelle 12 dargestellt.

Tabelle 12: Drei verschiedene Modi und ihr Energieverbrauch bzw. Betriebsdaten gemäss CTP. Die Modi und ihre Luftmenge sind Beispiele.

Modus	Einheit	Mittel	Hoch	Stand-by
Luftmenge	Nm ³ /h	400	700	Ca. 175 (min. Luftmenge)
Gasverbrauch	kW	31	32	26
Stromverbrauch (RTO Hauptgebläse + Vorheizung)	kW	2.2	2.9	2.0
Druckverlust, RTO-Ein-/Austritt	mbar	16	27	12
Reingastemperatur	°C	23	46	38

Wie in Kapitel 3.3.1 angedeutet, konnte CTP die erwarteten Reingaskonzentrationen relevanter Parameter angeben (Tabelle 13). Dass der NO_x Bagatell-Massenstrom nicht überschritten wird, wurde bereits in Kapitel 3.3.1 abgehandelt. Deshalb ist kein DeNO_x-System vorgesehen, jedoch könnten die Stutzen für eine Ammoniakendüsung sicherheitshalber eingeplant werden. REAL hat die Ammoniakendüsung bereits ausser Betrieb genommen, da die Grenzwerte auch so eingehalten werden, jedoch sind dort kleinere Sauerstoffkonzentrationen vorhanden.

Tabelle 13: Angegebene Reingaswerte von CTP basierend auf der Variante mit Biogas-Eindüsung.

Parameter	Erw. Reingaswert min.	Erw. Reingaswert max.
N ₂ O-Elimination [%]	90	90
TOC [mg _c /Nm ³]	< 20	< 20
CO [mg/Nm ³]	< 50	< 50
NO _x [mg/Nm ³]	< 190	< 580
NH ₃ [mg/Nm ³]	< 5	< 10

Nachfolgend einige weitere Punkte zur RTO:

- Das Hoch- und Runterfahren braucht viel Zeit, da die Keramikelemente bis auf 950°C erwärmt werden müssen
- Der Ventilator kann im Stand-by bis auf 25% herunterreguliert werden
- Eine RTO muss ca. 2x pro Jahr gereinigt werden und dauert ca. 4 Tage:
 - 1 Tag Herunterfahren und abkühlen

- 1 Tag Reinigen
- 1 Tag Hochfahren und aufheizen
- 1 Tag Reserve
- Reinigung Bei der RTO REAL werden die Keramikelemente 1-2 Tage mit Wasser gespült, um die kondensierten Salze aus dem Rauchgas von den Elementen zu entfernen. CTP empfiehlt mittlerweile, die Keramikelemente mit Trockeneis zu strahlen anstatt mit Wasser zu spülen.

4.1.3 Korrosionsfeste Ausführung

Das Thema Korrosion wird in Kap. 3.4 abgehandelt. Falls die Abluft tatsächlich mehrere ppm H₂S enthält, empfiehlt CTP folgende Massnahmen:

- Korrosion kann akzeptiert werden, beeinflusst aber die Lebensdauer der Anlage
- Beheizung der Prozessabwasser-Abluft über den Schwefelsäuretaupunkt (120-150°C)
- Rohrleitungen, Klappenbox, Kamin aus Edelstahl. Teile auch aus Kunststoff denkbar.
- Beschichtungen
- Korrosionszuschlag: Wanddicke der Leitungen grösser machen

4.2 Katalytische Lachgasreduktion (KLR)

4.2.1 Allgemeine Beschreibung Verfahren

Die Katalytische Lachgasreduktion basiert ebenfalls auf der thermischen Zersetzung von N₂O zu N₂ und O₂. Jedoch werden dank des Katalysators weniger hohe Temperaturen benötigt. Die Abluft wird über einen Wärmetauscher mit der Wärme des Reingases erwärmt. Anschliessend wird die Abluft mit einem Gasbrenner auf ca. 550°C erhitzt und über den Katalysator geführt. Der Katalysator adsorbiert N₂O an seine Oberfläche, wo die Reduktion zu N₂ und O₂ effizient stattfindet. Der Katalysator ist speziell für die Lachgasvernichtung konzipiert und wird oft in der Salpetersäureproduktion eingesetzt, wo viel Lachgas anfällt. Das Reingas wird wieder über den Wärmetauscher geführt, um die eintretende Abluft zu erwärmen, und entweicht dann durch den Kamin.

4.2.2 Auslegung

In diesem Vorprojekt wurde der Fokus auf den Katalysator xpuriCAT N-Red mit der Maschine ACP1 von XPuris zur Entfernung von Lachgas gelegt. Abbildung 13 und Abbildung 14 zeigen das Konzept der katalytischen Lachgasreduktion von XPuris.

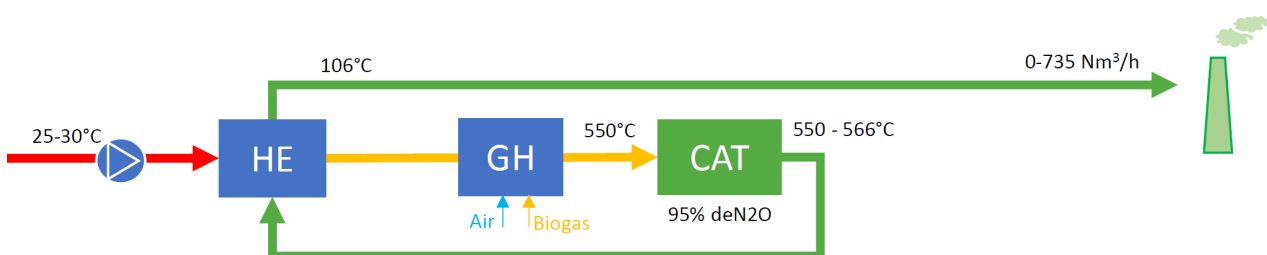


Abbildung 13: Katalytische Lachgasreduktion von XPuris. HE=Wärmetauscher, GH=Gasbrenner, CAT=Katalysatoren.

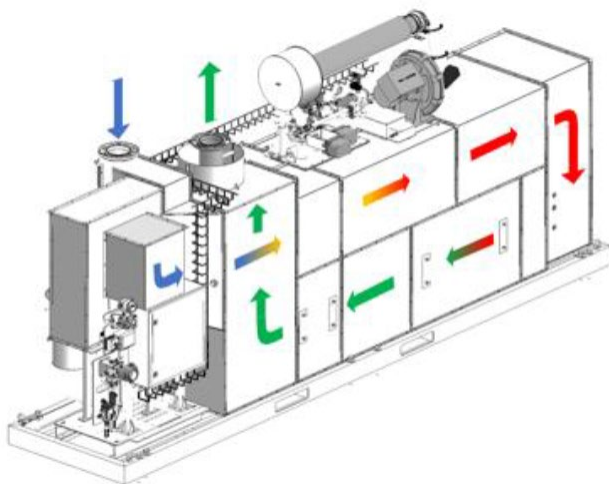


Abbildung 14: Prinzip-Skizze der Anlage

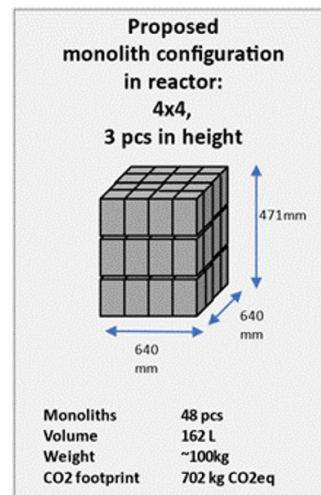


Abbildung 15: Katalysator-Eigenschaften

Bei der Auslegung wurde miteinbezogen, dass es Stoffe wie O_2 , H_2S und H_2O gibt, welche den Katalysator hemmen, indem sie die Katalysatoroberfläche besetzen. Es kann auch über zusätzliche Massnahmen wie ein Tropfenabscheider zur Wassergehaltreduzierung der Abluft im Zulauf nachgedacht werden. Die H_2S -Konzentration der Abluft müsste man ohnehin im Vorfeld bestimmen und dann nochmals die Katalysatormenge und eventuelle Massnahmen diskutieren, denn ab 10-20 ppm ist die Hemmung durch H_2S relevant. Abbildung 15 zeigt die Masse eines Katalysators und, dass für die vorgegebene Spezifikation 48 Katalysatoren mit einem Gesamtvolumen von 162 L benötigt werden.

Des Weiteren gibt es folgende Punkte zur katalytischen Lachgasreduktion:

- Die Druckluft wird nur für die Gasbrennerreinigung und die Steuerung der Ventile benötigt
- Temperatur, Durchfluss und Druckverlust werden standardmässig gemessen und es sind Zugänge für Lachgasmessungen vorhanden
- Der Ventilator kann im Stand-by bis auf 20% herunterreguliert werden und idealerweise mit der Steuerung der Belüftung des Behälters gekoppelt werden.
- Der Gasbrenner kann je nach Volumenstrom ebenfalls reguliert werden, das Ziel ist aber die Temperatur auf $550^\circ C$ zu halten. So wird auch die thermische Belastung für die Metalle verhindert.
- Gemäss XPuris hat der Katalysator kein Problem mit Temperaturschwankungen solange sie nicht zu schnell sind
- Das Aufwärmen der Anlage dauert ca. 30 min
- Wenn die Anlage abgeschaltet werden soll, muss danach noch weiterhin Luft zirkuliert werden um zu verhindern, dass Wasser in der Anlage kondensiert.

4.2.3 Korrosionsfeste Ausführung

Falls die Abluft tatsächlich mehrere ppm H_2S enthält (vgl. Kap. 3.4), kann man über das System in Abbildung 16 nachdenken. Die vorgeschlagenen Massnahmen gegen Korrosion sind in den grünen Boxen beschrieben. Der erste Teil dient dazu, das Kondensieren des Wassers zu verhindern. Der Aktivkohlefilter (AC) eliminiert den Grossteil der H_2S -Fracht.

Die Massnahmen würden zu höheren Wartungs- und Betriebsmittelkosten führen. Die Investitionskosten wären insgesamt nur ca. 5% höher.

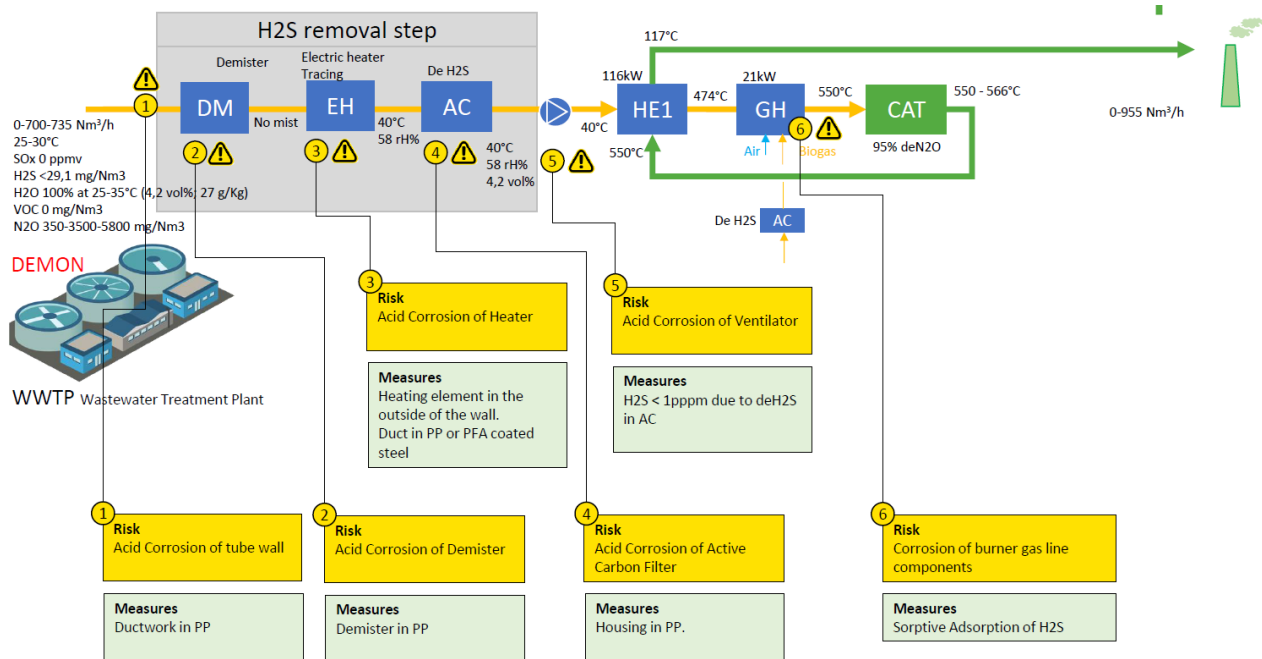


Abbildung 16: Korrosionsfeste Option der katalytischen Lachgasreduktion.

5 Variantenvergleich

Nach Absprache mit der ARA Thunersee werden im Variantenvergleich nur die „nicht-korrosionsfesten“ Varianten miteinander verglichen.

5.1 Technischer Vergleich

Tabelle 14 und Tabelle 15 vergleichen die beiden betrachteten Varianten technisch. Zum einen werden konkrete Zahlen einander gegenübergestellt, zum anderen werden qualitative Aussagen zu gewissen Aspekten gemacht. Relevanter Vorteile einer Variante gegenüber der anderen wurden grün markiert. Der wirtschaftliche Vergleich wird im nachfolgenden Kapitel gemacht.

Tabelle 14: Vergleich technischer Kennwerte. Die Angaben für die RTO sind von CTP, die Angaben für die KLR sind von XPuris.

Parameter	RTO	KLR
Biogasverbrauch [kW]	31	15
Stromverbrauch Ventilator [kW]	1.4 (max)	4
Stromverbrauch Vorheizung [kW]	1.5	Keine vorgesehen
Druckverlust über Anlage [mbar]	16-27	~10
Druckluftverbrauch [Nm³/h]	5	Annahme ebenfalls 5
Abmessung (LxBxH) [m]	6 x 3 x 5	5.5 x 1.2 x ca. 2.5
Gewicht [t]	10	Ca. 3.5
Temperatur der Anlage [°C]	950-980	550-566
Austrittstemperatur [°C]	23-46	106
Energieeffizienz gem. Lieferant	95%	Ca. 85%
Eliminationsleistung N2O	>90%	95%
Zeit bis Anlage aufgeheizt	Ca. 8 h	Ca. 30 min (evt. langsamer um Material zu schonen)
Min. Lebensdauer gem. Lieferant [Jahre]	> 15	>10

Tabelle 15: Vergleich zu qualitativen Aussagen der beiden Varianten basierend auf Erfahrungen der WASCOM AG, Gesprächen und Angaben der Lieferanten

Qualitative Aussagen	RTO	KLR
Auswirkungen auf den Betrieb der ARA, falls die Anlage (RTO bzw. KLR) abgeschaltet wird	Keine Auswirkung, die Abluft kann einfach in die Atmosphäre (wie bisher) abgegeben werden.	
Lebensdauer	Min. 15 Jahre Ständiges abkühlen und aufheizen wäre für Metalle aufgrund des thermischen Stresses nicht optimal. Für Keramikelemente sind schnelle Temperaturänderungen ebenfalls nicht optimal.	Min. 10 Jahre Ständiges abkühlen und aufheizen wäre für Metalle aufgrund des thermischen Stresses nicht optimal. Für Katalysatoren sind nur schnelle Temperaturänderungen leicht schädlich.
Wartungsintervall Hauptkomponente (Keramikelemente bzw. Katalysator)	Wartung der RTO 2x jährlich: Ausspülen der Keramikelemente mit Wasser, wobei nicht ständig jemand vor Ort sein muss, oder neustens Strahlen mit Trockeneis. Abstellen, Abkühlen, Reinigen, Hochfahren, Aufheizen der Anlage dauert total bis zu 4 Arbeitstage	Katalysatoren-Austausch alle 2 Jahre oder seltener. Sobald N ₂ O-Elimination nicht mehr genügt, austauschen.
Wartungsintervalle generell	Wartung 1x jährlich: Gasbrenner Visuelle Kontrolle 1x jährlich: Vorheizung, Biogaseindüsung, Ventilator	Wartung 1x jährlich: Gasbrenner Visuelle Kontrolle 1x jährlich: Ventilator, Wärmetauscher
CO ₂ -Fussabdruck (nur grundsätzliche Unterschiede betrachtet)	Gasverbrauch: 55 tCO ₂ eq/Jahr Keramikelemente-Produktion: Ca. 0.9 tCO ₂ eq (Schätzung basierend auf CO ₂ -Emissionen Keramikindustrie Deutschland (Navigant Energy Germany GmbH, 2020))	Gasverbrauch: 27 tCO ₂ eq/Jahr Katalysatoren-Produktion: Ca. 0.7 tCO ₂ eq (Schätzung von XPuris); der Katalysator muss alle 2 Jahre ausgewechselt werden
CO ₂ -Fussabdruck Relevanz	➔ Gas- bzw. Energieverbrauch ist viel relevanter als die Produktion der Katalysatoren bzw. der Keramikelemente	
Referenzen der Lieferanten	Lachgasreduktion: -Diverse im Bereich Salpetersäureproduktion. -SVA Real -ARA Bern	-Diverse Anlagen zur VOC-Elimination Lachgasreduktion: -Pilotversuch auf ARA in Dänemark mit DEMON-Verfahren
Abhängigkeit gegenüber Lieferanten	Kaum Abhängigkeiten.	Bzgl. Katalysatoren ist man ziemlich abhängig, könnte aber auch Katalysatoren von anderen Herstellern kaufen und einsetzen. Anlage ist aber grundsätzlich auf Katalysatoren vom Lieferanten ausgelegt. Da neuartigere Technologie, wäre der Support und

		Zusammenarbeit vermutlich sehr gut, da gemeinsam ein starkes Interesse für den Projekterfolg besteht.
NO _x	Je höhere Temperaturen, desto eher entsteht NO _x , jedoch ist nicht damit zu rechnen, dass der gesetzlich festgelegte Bagatell-Massenstrom erreicht wird und somit kein Grenzwert zur Geltung kommt. Beim Betrieb mit Brenner anstatt Eindüsung ist mit höheren NO _x -Konzentrationen zu rechnen.	NO _x sollte kaum entstehen, da 550°C die maximale Temperatur ist.
Kaminhöhe	Der Kamin müsste vermutlich bis zu 4 m über den Stapelbehälter ragen (Total 16-19 m) (Siehe Kap. 3.6 für Erklärung)	Der Kamin müsste vermutlich nur 1.5 m über das Dach der KLR ragen.
Lieferzeit	Ca. 9-10 Monate	Ca. 9-12 Monate Pilotanlage: Ca. 3 Monate

5.2 Wirtschaftlicher Vergleich

Die Werte in Tabelle 16 wurden für die Wirtschaftlichkeitsrechnungen benutzt.

Tabelle 16: Gewählte Werte für die Wirtschaftlichkeitsrechnung.

	Einheit	Wert	Quelle
Biogas (~60% CH ₄)	Rp/kWh	10.0	Abschätzung Wert Biogas (60%)
Strom	Rp/kWh	18.5	ARA Thunersee Strompreis 2026
Druckluft	Rp/m ³	5.0	https://energie.ch/druckluft/
Betriebspersonal	CHF/h	100	
Katalysatoren ersetzen	CHF/Austausch	18'400	Angabe XPuris
Wechselkurs am 03.10.2024	CHF/EUR	0.94	
Kompensationsbeitrag KliK	CHF/tCO ₂ eq	145	Betrag aus Programm 0174
CO ₂ -Marktpreis 2030/2035 (Szenario ohne KliK)	CHF/ tCO ₂ eq	110	Wert aus Prognose-Bereich (EY, 2022) (Siehe auch Kap. 3.9)

Tabelle 17: Investitionskosten $\pm 25\%$ für die RTO und $\pm 30\%$ für die KLR. Die Beträge sind jeweils auf die 100er-Stelle aufgerundet.

Investitionskosten	RTO Kosten [CHF] $\pm 25\%$	KLR Kosten [CHF] $\pm 30\%$
Bau	40'000.-	40'000.-
EMSRL	25'000.-	25'000.-
Baunebenkosten inkl. Engineering	200'000.-	200'000.-
Mechanische Ausrüstung		
RTO (inkl. Gasbrenner etc.)	465'300.-	
Elektrische Vorheizung	20'700.-	
Katalytische Lachgasreduktion		199'900.-
N ₂ O-Messgerät	50'000.-	50'000.-
Restliches (Leitungen etc.)	50'000.-	50'000.-
Abdeckung Behälter (Angabe von ARA Thunersee)	110'000.-	110'000.-
Total (exkl. MwSt)	961'000.-	674'900.-
$\pm$ Genauigkeit	$\pm 240'300.-$	$\pm 202'200.-$
Ungefäher Mehrpreis elektrisch-betrieben (siehe Kap. 3.7.1)	+ 20'000.-	-29'000.-

Die Investitionskosten wurden in den Betriebskosten als Kapitalkosten berücksichtigt. Die Kapitalkosten bestehen aus den Zinskosten und Abschreibungen. 3% Zinsen wurden angenommen und die Anlage wurde über 15 Jahre linear abgeschrieben. Basierend auf Erfahrungen im Anlagenbau wurden die Aufwände für Ersatz- und Verschleissteile auf 1-3% der Investitionskosten festgelegt. Bei der Berechnung des Aufwands für Betriebsmittel wurde angenommen, dass die Anlage 365 Tage im Jahr auf Vollast betrieben wird.

Tabelle 18: Betriebsaufwand $\pm 20\%$ Variante RTO. Die Beträge sind jeweils auf die 100er-Stelle aufgerundet.

RTO	Menge	Einheit	Aufwand/Jahr [CHF]
Aufwand Personal und Wartung			
Betrieb	104	h/Jahr	10'400.-
Reinigung RTO	32	h/Jahr	3'200.-
Wartung Gasbrenner	1	mal/Jahr	1'000.-
Wartung N ₂ O-Messung	1	mal/Jahr	5'000.-
Ersatz- und Verschleissteile	-	-	10'000.-
Aufwand Kompensationsprojekt			
Messbericht KliK	1	mal/Jahr	8'000.-
Aufwand Betriebsmittel			
Biogas	271'560	kWh/Jahr	27'200.-
Strom	17'520	kWh/Jahr	3'600.-
Druckluft	5	Nm ³ /h	2'200.-
Kapitalkosten			
Kapitalkosten (15 J., 3% Zins)			66'000.-
Aufwand total (exkl. MwSt)			136'600.-

Tabelle 19: Ertrag und Ertragsüberschuss pro Jahr Variante RTO. Die Beträge sind jeweils auf die 100er-Stelle aufgerundet.

RTO	Menge	Einheit	Ertrag/Jahr Szenario mit Klik [CHF]	Ertrag/Jahr Szenario ohne Klik [CHF]
Ertrag				
Kompensationsbeiträge	858	tCO ₂ eq/Jahr	124'500.-	94'400.-
Ertragsüberschuss pro Jahr (exkl. MwSt)			- 12'100.-	- 42'200.-

Tabelle 20: Betriebsaufwand ± 20% Variante KLR. Die Beträge sind jeweils auf die 100er-Stelle aufgerundet.

KLR	Menge	Einheit	Aufwand/Jahr [CHF]
Aufwand Personal und Wartung			
Betrieb	104	h/Jahr	10'400.-
Wartung gesamte KLR	1	mal/Jahr	6'000.-
Wartung N ₂ O-Messung	1	mal/Jahr	5'000.-
Ersatz- und Verschleisssteile	-	-	10'000.-
Aufwand Kompensationsprojekt			
Messbericht Klik	1	mal/Jahr	8'000.-
Aufwand Betriebsmittel			
Biogas	131'400	kWh/Jahr	13'200.-
Strom	35'040	kWh/Jahr	6'500.-
Druckluft	5	Nm ³ /h	2'200.-
Katalysatoren	0.5	Austausch/Jahr	9'200.-
Kapitalkosten			
Kapitalkosten (15 J., 3% Zins)			46'400.-
Aufwand total (exkl. MwSt)			116'900.-

Tabelle 21: Ertrag und Ertragsüberschuss pro Jahr Variante KLR. Die Beträge sind jeweils auf die 100er-Stelle aufgerundet.

KLR	Menge	Einheit	Ertrag/Jahr Szenario mit Klik [CHF]	Ertrag/Jahr Szenario ohne Klik [CHF]
Ertrag				
Kompensationsbeiträge	936	tCO ₂ eq/Jahr	135'700.-	103'000.-
Ertragsüberschuss pro Jahr (exkl. MwSt)			+18'800.-	- 13'900.-

Für die dimensionierte Abluftmenge ist die Variante RTO kaum wirtschaftlich zu betreiben. Die jährlichen Aufwände wären voraussichtlich höher als die jährlichen Erträge. Bei der KLR hätte man voraussichtlich einen Ertragsüberschuss, solange man Klik-Beiträge erhält. Dies ist primär auf die tieferen Investitionskosten, integriert als Kapitalkosten in der Betriebsaufwandrechnung, zurückzuführen. Die Betriebsaufwände der beiden Anlagen ohne Kapitalkosten sind ungefähr gleich. Wenn die Klik Beiträge wegfallen und man nur noch 110 CHF/tCO₂eq erhalten würde, überwiegen auch bei der KLR die Aufwände die Erträge solange die Investitionskosten noch nicht amortisiert sind.

Abbildung 17 zeigt eine Break-Even-Visualisierung der beiden Varianten mit jeweils 2 Szenarien. Es wird optimistisch angenommen, dass die Anlage im 2026 gebaut und ab 2027 betrieben wird. Bei der Break-Even-Visualisierung ist man aufgrund der Investitionskosten am Anfang stark im Minus. Nun kann man die jährlichen Kapitalkosten (Capex) ignorieren und erhält einen jährlichen Ertragsüberschuss. Der Break-Even ist erreicht, sobald der kumulierte Überschuss auf Null ist. Sobald der Break-Even erreicht ist, würde man weniger KliK-Beiträge erhalten (100.-/tCO₂eq). Dies ist in dieser Graphik nicht dargestellt. Der Break-Even wird mit der KLR (ohne KliK ab 2036) im Jahre 2039 erreicht, wenn die Anlage im 2026 gebaut wird, was 13 Jahren entspricht. Die RTO erreicht frühestens im 2057 den Break-Even.

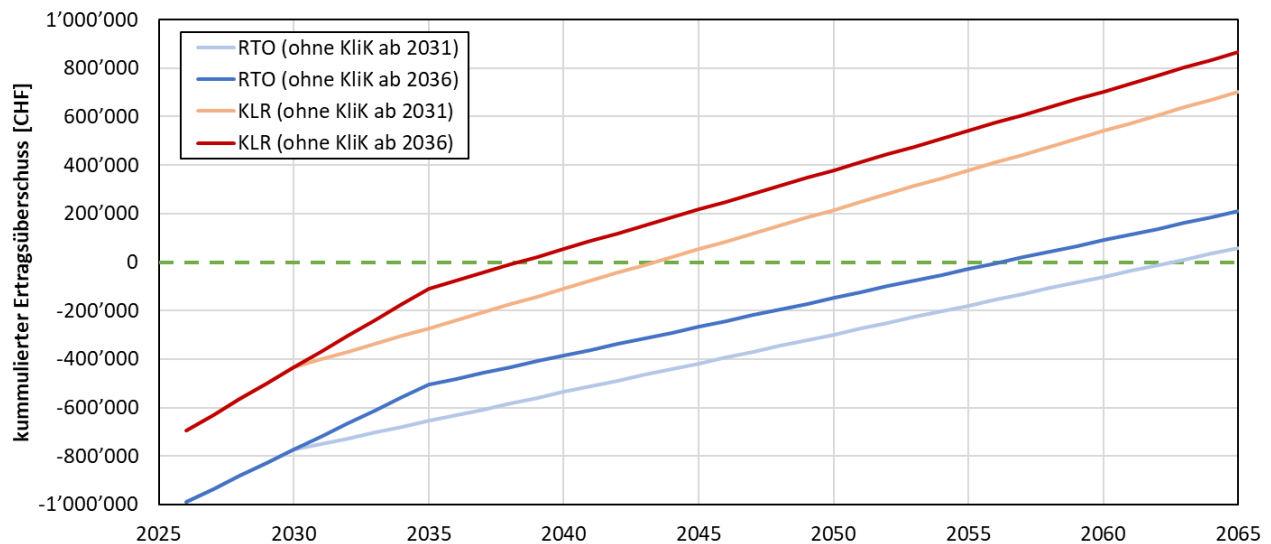


Abbildung 17: Darstellung des kumulierten Ertragsüberschusses der beiden Varianten mit den Szenarien ohne KliK ab 2031 und ohne KliK ab 2036, mit der Annahme, dass die Anlage im 2026 gebaut wird. Die grüne Linie symbolisiert den «Break-even».

5.3 Sensitivitätsanalyse

Die Parameter der Sensitivitätsanalyse und deren Veränderung wurde mit der ARA Thunersee im Vorfeld besprochen (für weitere Informationen zur Sensitivitätsanalyse siehe Anhang 8.6). Abbildung 18 zeigt, dass die KliK-Beiträge eine grosse Auswirkung auf die Erfolgsrechnung haben. Wenn diese wegfallen würden und man nur CHF 80.-/tCO₂eq bekommen würde, würde man über CHF 50'000.- weniger Ertrag erzielen. Weitere sensitive Parameter sind die Kapitalkosten bzw. Investitionskosten, die erwartete Emissionsminderung und ein Betriebsausfall über 2 Monate. Angenommen nur ein Parameter verändert sich um seinen angegebenen Bereich ($\pm$ Wert), dann könnte bei der KLR neben den KliK-Beiträgen nur die 30% höheren Kapitalkosten bewirken, dass man ins Minus fällt und Verluste macht. Ohne Veränderung wurde im Kapitel zuvor ein jährlicher Ertragsüberschuss von CHF 18'800.- geschätzt.

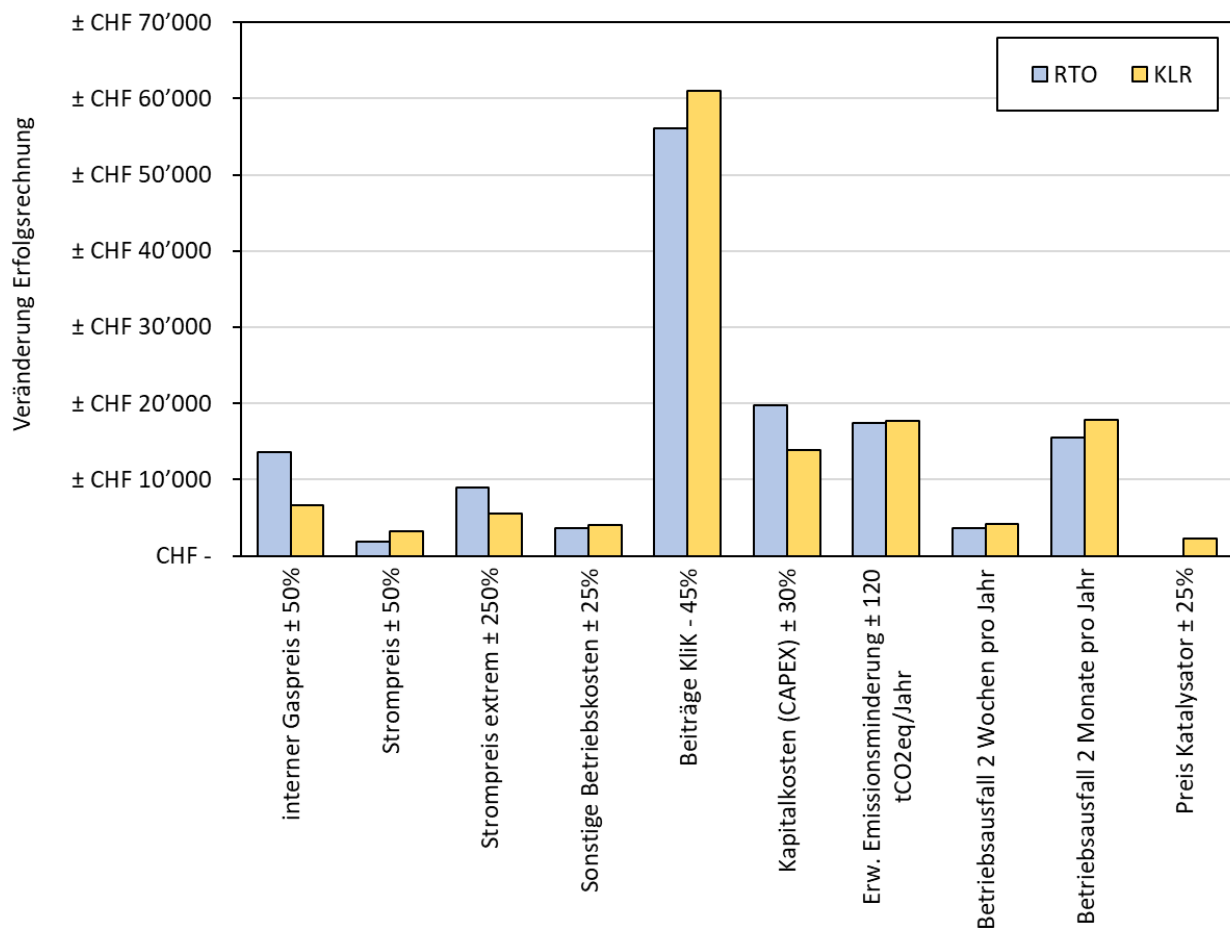


Abbildung 18: Sensitivitätsanalyse der RTO und der KLR. Die Erfolgsrechnung ohne Veränderung ist auf CHF 0 normiert. Absoluter Ertragsüberschuss ohne Veränderung: -12'100.- (RTO) und +18'800.- (KLR).

5.4 Empfehlung WASCOM

Die WASCOM AG empfiehlt für diese Grösse der Anlage eine gas- oder strom-betriebene Katalytische Lachgasreduktion (KLR). Die Hauptgründe, welche für diese Variante sprechen sind:

- + Wirtschaftlichere Variante
- + Tieferer Energieverbrauch
- + NO_x-Produktion unwahrscheinlich

Dagegen sprechen:

- Risiko der nicht-Aufnahme ins Programm in erster Instanz (→ Risiko gem. Infraconcept klein, müsste sonst Programm anpassen)
- Wenig Erfahrungen mit der Technologie bzw. den Katalysatoren (→ Pilotversuch)

6 Zusatzabklärungen Stapelbehälter-Abdeckung

Im Rahmen dieses Vorprojekts sollte zusätzlich abgeschätzt werden, ob und wie viel Restbiogas aus dem Schlammstapelbehälter SB 3 (1500 m³) gefasst und verwendet werden könnte, um die Treibhausgasemissionen zu senken.

Die Stiftung KliK fördert das Programm 0089 von South Pole zur Behandlung von methanhaltigen Abluftströmen auf kommunalen Kläranlagen (<https://www.klik.ch/schweiz/unternehmen/methanreduktion-in-aras>). Hierbei werden Schlammstapelabdeckungen unterstützt indem pro Tonne abgefangenes und vernichtetes Methan Kompensationsbeiträge in Höhe von 140 CHF/tCO₂eq bezahlt werden.

6.1 Abschätzung Methanemissionen

Mit folgenden Methoden könnten die Methanemissionen aus dem Schlammstapel abgeschätzt werden (Aqua und Gas, South Pole, 2021):

- Anaerober Abbaueversuch im Labor:
 - Entnahme von ausgefaultem Schlamm im Zulauf zum Schlammstapel und Weitervergärung unter anaeroben Bedingungen im Labor. Bestimmung des CSB-Abbaus bzw. der Methanproduktion in Abhängigkeit der Zeit (Tage).
 - Beim anaeroben Abbaueversuch findet die Messung der Methanproduktion bei voller Durchmischung statt. Entsprechend wird die Methanproduktion im Labor verglichen mit dem nicht durchmischten Nachfaulraum tendenziell überschätzt, wobei der Fehler im einstelligen Prozentbereich liegt.
- Messung Trockensubstanz (TS) und Glührückstand (GR):
 - Messung von TS und der darin enthaltene GR des Schlammes vor dem Einlass in den Schlammstapel und bei deren Entnahme zur Entsorgung.
 - Der organische Anteil der Trockensubstanz errechnet sich über den Glührückstand. Mit den erhobenen Daten kann die Differenz der Organik vor der Einleitung in den Stapelraum und dahinter bei der Entnahme zur Entsorgung ermittelt werden. Der Organikabbau im Schlammstapel kann somit direkt proportional in eine entsprechende Gasproduktion umgerechnet werden.

Alternativ kann South Pole die Methanemissionen mit existierenden Betriebsmessdaten und Klärschlammigenschaften mithilfe eines Modells abschätzen, welches sie in Zusammenarbeit mit (Cunningham, Fink, & Baier, 2015) entwickelt haben. Anscheinend betragen die Methanverluste aus einem ungerührten Schlammstapel 2-7 % (Methanfracht) der gesamten Klärgasproduktion der Schlammfaulung (Cunningham, Fink, & Baier, 2015), womit die Emissionen abgeschätzt werden können. Da die ARA Thunersee tendenziell eine lange Faulzeit fährt und damit eher weniger Methan in der Stapelung erwartet wird, wird ein niedriger Wert von 2% für die Berechnung angenommen.

$$F_{CO_2eq} \left[\frac{tCO_2eq}{Jahr} \right] = \frac{f_{Stapel}}{1 - f_{Stapel}} \cdot f_{CH_4} \cdot Q_{Kl\ddot{a}rgas} \cdot \rho_{CH_4} \cdot f_t \cdot f_M \cdot GWP_{CH_4}$$

(Loosli, et al., 2021)

f_{Stapel}	Anteil Methan produziert in Schlammstapel	2%
f_{CH_4}	Volumenanteil von Methan im Klärgas	61%
$Q_{Kl\ddot{a}rgas}$	Mittelwert der täglichen Klärgasproduktion im Faulturm	5451 Nm ³ /d
ρ_{CH_4}	Dichte von Methan bei Normalbedingungen	720 g _{CH₄} /m ³
f_t	Faktor Einheit Zeit	365 $\frac{d}{Jahr}$
f_M	Faktor Einheit Gewicht	10 ⁶ $\frac{g}{t}$
GWP_{CH_4}	Global Warming Potential CH ₄	28 $\frac{tCO_2eq}{tCH_4}$
F_{CO_2eq}	Abgeschätzte CO₂eq-Fracht aus Schlammstapel	503 $\frac{tCO_2eq}{Jahr}$

Die Eingabewerte für die Formel oben sind hier gerundet dargestellt. Für die effektive Berechnung wurden die Zahlen aber nicht gerundet. Mit den gerundeten Zahlen würde man auf 499 tCO₂eq/Jahr kommen.

Tabelle 22: Berechnete Werte Methanproduktion Stapelbehälter.

Parameter	Einheit	Wert
CO ₂ eq-Fracht aus Schlammstapel	tCO ₂ eq/Jahr	503
Ungefäher Energiewert des Gases aus dem Schlammstapel	kWh/d	724
Ungefähre Leistung, wenn konstant über Zeit	kW	30

Die berechneten Treibhausgasemissionen aus dem Schlammstapel entspricht ungefähr der Hälfte der Treibhausgasemissionen aus dem Prozessabwasserbehälter. Zudem ist der Energie-wert des gefassten Methans relevant (Tabelle 22), speziell wenn man bedenkt, dass man mit der berechneten Energie des Gases aus dem Schlammstapel zwei KLR und beinahe eine RTO betrei-ben könnte, sofern die Gasproduktion mehr oder weniger konstant wäre. Die Berechnung beruht aber auf einigen Annahmen und kann darum nicht als sicher angenommen werden.

6.2 Gasfassung und Verwertung

Der Schlammstapel kann mit einer gasdichten Abdeckung oder einem Zeltdach-System abge-deckt werden. Wenn der Schlammstapel abgedeckt wird, wird i.d.R. auch ein Rührwerk installiert und der Behälter z.T. sogar beheizt, um eine maximale Nachfaulung zu erreichen. Der Stapelbe-hälter der ARA Thunersee enthält bereits ein Rührwerk. Der Schlammstapelbehälter müsste ge-mäss ARA Thunersee nicht verstärkt oder umgebaut werden, um eine Abdeckung zu realisieren, was tiefere Investitionskosten zur Folge hätte.

Das gefasste Gas hätte vermutlich einen Methangehalt <60%, eine ähnliche H₂S-Konzentration wie das Faulgas (~124 ppm) und eine hohe relative Feuchtigkeit. Es gäbe folgende Verwertungs-möglichkeiten:

- Einspeisung in die Gasaufbereitung: Das Gas durchläuft die gleiche Biogasaufbereitung wie das Faulgas und wird anschliessend verkauft bzw. für die RTO/KLR gebraucht. Die Biogasaufbereitung müsste mit ungefähr 2-4% mehr Gas klarkommen.
- Direkte Nutzung als Brennstoff für die RTO/KLR: Die hohe H₂S-Konzentration zusammen mit der hohen Feuchtigkeit kann zu Korrosion führen, v.a. an der Stelle der Gaseindüsung bzw. des Brenners müssten korrosionsbeständige Materialien verwendet werden. Da die Abluft eher kein H₂S enthält (siehe Kap. 3.4), wird das H₂S aus dem Gas durch die Abluft

(grössere Menge) verdünnt. Das Gemisch hätte ungefähr eine H_2S - bzw. SO_3 -Konzentration von 2-3 ppm, wenn die Abluft H_2S -frei ist. Dies ist ein ziemlich tiefer Wert, weshalb diese Verwendung durchaus denkbar wäre. Jedoch könnte man sich kaum alleine auf das Gas des Schlammstapels verlassen, obwohl der abgeschätzte Energiewert des Gases genug hoch wäre um zwei KLR und beinahe eine RTO zu betreiben. Die Gasproduktion wäre kaum konstant genug. D.h. man müsste noch stets Biogas aus der ursprünglichen Faulung bereitstellen können.

- Abfacklung des Gases aus dem Schlammstapel: Da der Methangehalt geringer ist, ist eine Einspeisung in die Gasaufbereitung ineffizient, weshalb über eine Abfackelung des Gases zur Reduktion der Treibhausgasemissionen nachgedacht werden kann. Es besteht bereits eine Fackel auf der ARA.

6.3 Wirtschaftlichkeit und Kompensationsbeiträge

In diesem Kapitel wird kurz auf die Wirtschaftlichkeit einer möglichen Schlammstapelabdeckung eingegangen. Die Wirtschaftlichkeit ist nur sehr grob abgeschätzt, um ein erstes Gefühl für die möglichen Aufwände und Erträge zu geben.

Tabelle 23: Gewählte Werte für die Wirtschaftlichkeitsberechnung der Schlammstapelabdeckung

	Einheit	Wert	Quelle
Wert Faulgas unaufbereitet	Rp/kWh	9.0	Abschätzung Wert unaufbereitetes Faulgas, sogenanntes Faulgas
Strompreis	Rp/kWh	18.5	ARA Thunersee Strompreis 2026
Kompensationsbeitrag	CHF/tCO ₂ eq	140	Betrag aus Programm 0089
Kompensationsbeitrag nachdem Investition abbezahlt	CHF/ tCO ₂ eq CHF/Jahr	25 + 10'000	Betrag aus Programm 0089 Fixbetrag aus Programm 0089
Kompensationsbeitrag ohne KliK	CHF/ tCO ₂ eq	110	Wert aus Prognose-Bereich (EY, 2022) (Siehe auch Kap. 3.9)
Lebensdauer Abdeckung	Jahre	25	South Pole

Da bereits ein Rührwerk im Schlammstapelbehälter installiert ist und betrieben wird, werden die Stromkosten dafür nicht dem Betriebsaufwand des Projekts angerechnet. Es wird davon ausgegangen, dass keine zusätzliche Heizung installiert werden würde. Die erwartete Emissionsminderung ist kleiner als die erwartete CO₂eq-Fracht aus dem Schlammstapel, da gemäss South Pole die Gasfackel ungefähr einen Methanschlupf von 10% aufweist. Die Investitionskosten belaufen sich gemäss South Pole im Durchschnitt auf ca. CHF 500'000.-, was von uns als eher hoch eingestuft wird, sofern man keine grossen baulichen Änderungen am Stapelbehälter machen muss. Die Schätzung gilt vermutlich für eine beschichtete Stahlabdeckung und nicht das Zeltdach-System. Als Unterhalt und Verschleisssteile wurde 1% dieser Investitionskosten angenommen.

Tabelle 24: Abgeschätzte Betriebsaufwände (exkl. Heizung eines Behälters) ohne Kapitalkosten

Betriebsaufwand (exkl. Kapitalkosten)	CHF/Jahr
Unterhalt und Verschleisssteile	5'000.-
Betriebsaufwand total	5'000.-

Tabelle 25: Abgeschätzte Einnahmen durch Fassung des Gases und Ertragsüberschuss (ohne Kapitalkosten). Für das Szenario «ohne KliK» wurde erneut ein Wert von 110 CHF/tCO₂eq angenommen.

	Menge	Einheit	CHF/Jahr	CHF/Jahr nach Abbezahlung	CHF/Jahr ohne KliK
Kompensationsbeiträge	452	tCO ₂ eq/Jahr	63'300.-	21'300.-	49'700.-
Ertrag total			63'300.-	21'300.-	49'700.-
Ertragsüberschuss (exkl. MwSt und exkl. Kapitalkosten)			+58'300.-	+16'300.-	+44'700.-

Angenommen die Angabe von South Pole bzgl. Investitionskosten wäre für die ARA Thunersee anwendbar, dann wäre die Investition nach ca. 9 Jahren mit KliK zurückbezahlt (Tabelle 25). Jedoch kann es sein, dass die KliK-Beiträge ab 2031 oder 2036 wegfallen. Deshalb wurden auch der Ertrag für dieses Szenario berechnet.

Um die Kompensationsbeiträge zu erhalten muss natürlich das Methan gemessen werden. Zudem darf das Projekt ohne KliK-Beiträge nicht wirtschaftlich sein. Die Nicht-Wirtschaftlichkeit ist gegeben, wenn das Gas nicht aufbereitet und verkauft wird. Abklärungen mit South Pole. South Pole benötigt für das jährliche Monitoring neben der behandelten Rohschlammmenge lediglich die Rohdaten (Gasmenge, Methankonzentration) aus dem PLS in Excel Format und wertet diese selber aus, weshalb keine Kosten für einen Messbericht anfallen sollten.

6.4 Vorschlag für weiteres Vorgehen Schlammstapelabdeckung

1. Abwarten der definitiven Revision der CO₂-Verordnung
2. Entscheid über Wille zur Umsetzung
3. Genauere Wirtschaftlichkeitsrechnung und Analyse zur technischen Umsetzung
4. Entscheid über Budget für Umsetzung
5. Anmeldung beim Programm 0089 (Anmeldeformular von South Pole ausfüllen)
6. Engineering und Bestellung
7. Umsetzung
8. Montage
9. Inbetriebnahme
10. Betrieb
11. Daten jährlich an South Pole
12. Erhalt der Zertifikate und Kompensationsbeiträge

7 Ausblick

Ein möglicher Terminplan ist in Abbildung 19 dargestellt. Die Lieferzeiten der Anlagen betragen gemäss Hersteller min. 9 Monate. Da für die KLR ein Pilotversuch vorgeschlagen wird, müssen die beiden Varianten auch im möglichen Grob-Terminplan unterschieden werden.

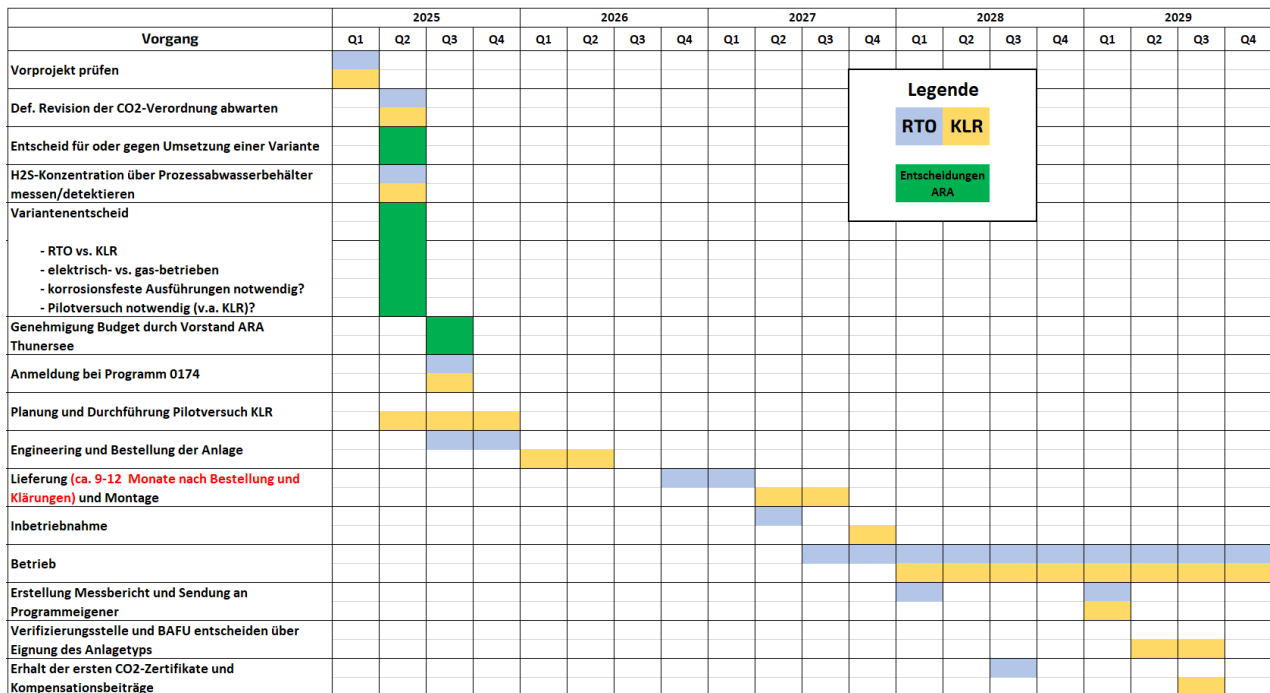


Abbildung 19: Möglicher Grob-Terminplan für den Weg vom Vorprojekt zum Betrieb der Anlage.

Grundsätzlich gilt, je länger man wartet, desto weniger Jahre kann man von den KliK-Kompensationsbeiträgen profitieren.

Ohnehin möchte die ARA Thunersee sukzessive Richtung Netto-Null-Emissionen gehen, was für eine Umsetzung spricht. Zudem besteht die Möglichkeit, dass es in Zukunft Grenzwerte für Lachgasemissionen geben könnte.

Um weiter Richtung Netto-Null zu gelangen, könnte man ins Auge fassen, eine CO₂-Bilanzierung der gesamten ARA zu erstellen, um die relevantesten THG-Emissionen der ARA zu finden und Möglichkeiten zur Reduzierung zu evaluieren.

7.1 KLR-Pilotversuch

Die katalytische Lachgasreduktion ist ein neueres Verfahren, welches in der Salpetersäureproduktion zwar bereits einzelne Anwendungen gefunden hat, aber im Bereich der Abluft auf Abwasserreinigungen sehr neu ist. Deshalb wird ein Pilotversuch vorgeschlagen, falls man sich für diese Variante entscheiden sollte. Das Hauptziel wäre, die Wirkung der Katalysatoren zu beweisen. Es wäre von Vorteil, den Versuch auf einer ARA mit intermittierender Belüftung und ähnlichen Lachgaskonzentrationen zu machen. Jedoch gibt es wenige Anlagen, welche bereits abgedeckt sind, um die Abluft zu sammeln. Folgende Möglichkeiten könnte die ARA Thunersee zusammen mit der WASCOM AG ins Auge fassen:

- Provisorische Abdeckung des Behälters und Abziehen der Luft in die Pilotanlage
- Falls sich die ARA Thunersee dazu entscheidet, ohnehin eine Anlage zur Lachgasreduktion zu bauen, und sie die KLR bevorzugt, dann kann die Abdeckung gebaut werden und dort die Pilotanlage angeschlossen werden. Wenn man nicht zufrieden ist, kann man sich für die RTO umentscheiden.

- Die WASCOM AG sucht nach einer anderen ARA, welche ebenfalls an diesem Verfahren interessiert wäre und bereits ein abgedecktes/überdachtes Becken hat.
- Der KLR-Lieferant beweist/zeigt anderweitig, dass die Anlage und Katalysatoren funktionieren.

Die genaue Planung eines Pilotversuchs könnte in die Wege geleitet werden, sobald sich die ARA für eine Variante entschieden hat und die Absicht für eine Umsetzung besteht.

Literaturverzeichnis

- Aqua und Gas, South Pole. (2021). *southpole.com*. Abgerufen am 18. 11 2024 von <https://www.southpole.com/de/news/methanschluß-reduktion>
- ARA Thunersee. (2022). Verfahrensschema. *Übersicht und Kennzahlen*.
- ARA Thunersee. (2024). *Informationen durch Austausch per Mail oder Telefon*.
- BAFU. (2018). *Mindesthöhe von Kaminen über Dach*. Abgerufen am 22. 11 2024 von <https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/luft/publikationen-studien/publikationen/mindesthoehe-von-kaminen-ueber-dach.html>
- BAFU. (2022). *Projekte und Programme zur Emissionsverminderung und Erhöhung der Senkenleistung*.
- Bundesrat. (2024). *LRV*.
- Cunningham, M., Fink, A., & Baier, U. (2015). *Methanemissionen auf Kläranlagen*. Aqua & Gas.
- EY. (2022). *assets.ey.com*. Abgerufen am 2024 von Essential, expensive and evolving: The outlook for carbon credits and offsets - An EY Net Zero Centre report: https://assets.ey.com/content/dam/ey-sites/ey-com/en_au/topics/sustainability/ey-net-zero-centre-carbon-offset-publication-20220530.pdf
- Hunziker Betatech. (2024). Treibhausgasemissionen auf ARA - Standortbestimmung und Reduktionsmassnahmen. *Aqua & Gas* 2, S. 54-61.
- ICE, DEHSt. (08. 08 2024). *Umweltbundesamt.de*. Abgerufen am 15. 11 2024 von <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/der-europaeische-emissionshandel#teilnehmer-prinzip-und-umsetzung-des-europaischen-emissionshandels>
- Infraconcept. (2023). *Programmbeschreibung 0174 Reduktion von Lachgas-Emissionen in der Abwasserreinigung*.
- IPCC. (2013). *Working Group I contribution to the IPCC Fifth Assessment Report*.
- Locher, R. (2013). *NOx-Immissionsbelastung entlang der A2 in den Alpen und im Mittelland - Fallbeispiel Erstfeld und Reiden*. ZHAW.
- Loosli, R., von Känel, L., Braun, D., Gruber, W., Vogt, L., Morgenroth, E., & Joss, A. (2021). *Leitfaden zur Auswertung von*. ETH Zürich und Eawag.
- Navigant Energy Germany GmbH. (2020). *www.bmwk.de*. Abgerufen am 2024 von Energiewende in der Industrie - Potenziale und Wechselwirkung mit dem Energiesektor - Branchensteckbrief der Keramikindustrie: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energiewende-in-der-industrie-ap2a-branchensteckbrief-keramik.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- Sander, R. (2023). Compilation of Henry's law constants (version 5.0.0) for water as solvent. *Atmos. Chem. Phys.* Abgerufen am 2024 von <https://henrys-law.org/henry/casrn/7783-06-4>
- Wikipedia. (2024). *Ammonium - Wikipedia*. Abgerufen am 2024 von <https://de.wikipedia.org/wiki/Ammonium#:~:text=Mit%20einem%20pKS%2DWert%20von,eine%20schwache%20bis%20mittelstarke%20S%3%A4ure>
- Wunderlin, P. (2013). *Mechanism of N2O production in biological wastewater treatment: From pathway identification to process control*. ETH Zürich: Dissertation.
- XPuris. (2024). *xpuris.com*. Abgerufen am 2024 von <https://xpuris.com/loesungen/individuelle-loesungen/katalysatoren>

8 Anhang

8.1 Berechnung Worst-Case H₂S in Abluft Prozessabwasser

Tabelle 26: H₂S in der Abluft, Worst Case Berechnung

Parameter	Einheit	Wert	Bemerkung
Maximale H ₂ S-Konzentration in Klärgas	ppm	124	Messwert
Molar Masse H ₂ S	g/mol	34.01	Literatur
Liter pro Mol bei 0°C	L/mol	22.414	Literatur
Massen-Konzentration H ₂ S in Klärgas	mg/Nm ³	188.2	Berechnet
Henry Konstante	mol/m ³ /Pa	0.001	(Sander, 2023)
Massen-Konzentration H ₂ S in Faulwasser	mg/Nm ³	427.3	Berechnet
Beschickung Prozessabwasserbehälter	m ³ /h	20.5	Messwert (Maximum Beschickung)
Fracht H ₂ S Beschickung Prozessabwasserbehälter	mg/h	8742	Berechnet
Luftmenge	Nm ³ /h	246	Messwert (Mittelwert)
Massen-Konzentration H ₂ S Abluft Prozessabwasserbehälter	mg/Nm ³	29.1	Berechnet
Konzentration H ₂ S Abluft Prozessabwasserbehälter	ppm	19	Berechnet

Fällungsmittel im Schlamm stammen aus der PAK-Stufe der ARA Thunersee und können dazu beitragen, dass der Schwefel im Schlamm gebunden wird, jedoch kann das ausgasen nicht ohne weiteres ausgeschlossen werden.

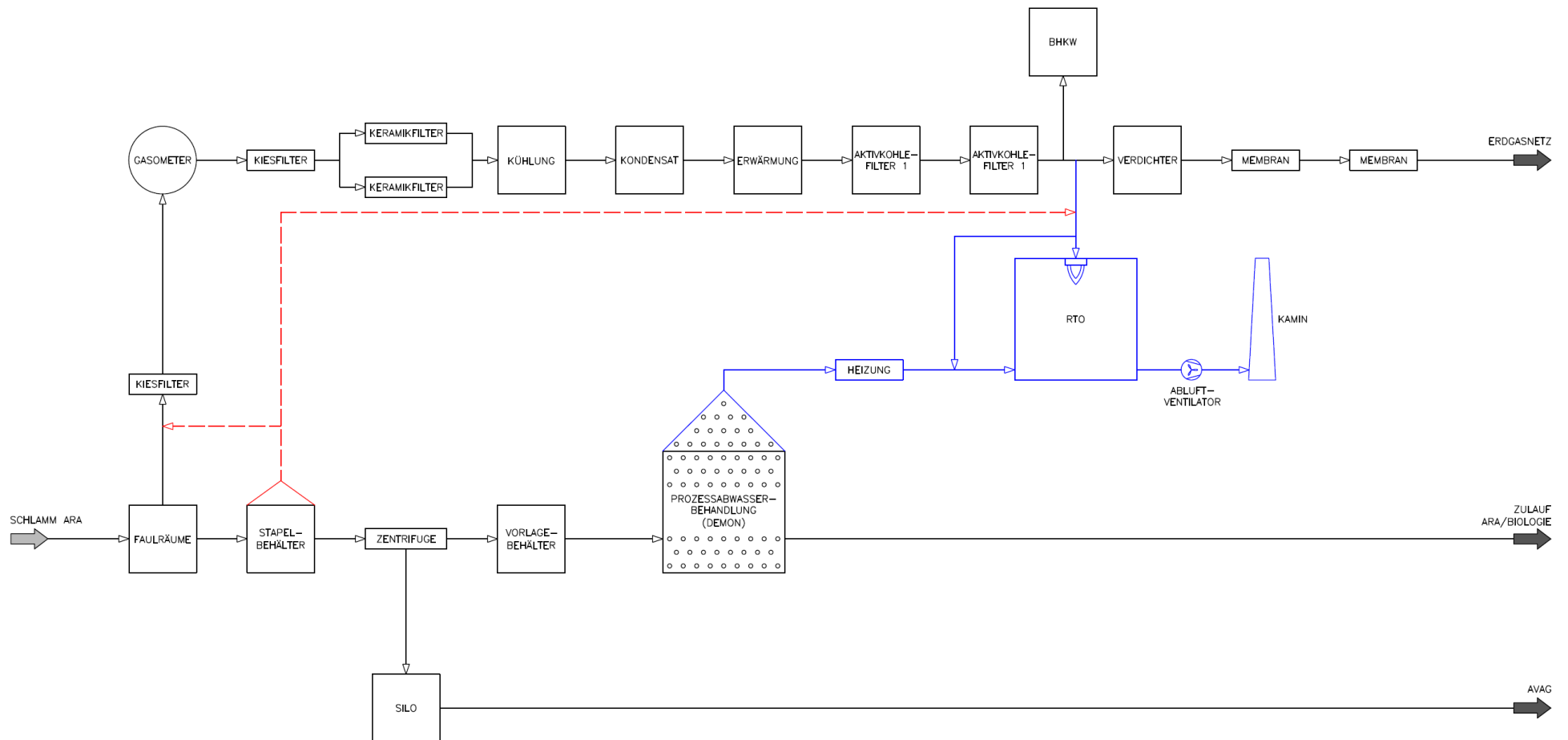
8.2 Berechnung Worst-Case NH₃ in Abluft Prozessabwasser

Tabelle 27: Ammoniak in der Abluft, Worst-Case Berechnung.

Parameter	Einheit	Wert	Bemerkung
NH ₃ & NH ₄ ⁺ -N Prozessabwasser Zufluss	mg _N /L	1930	Tageswerte
Höchster pH Demon	-	7.9	Tageswerte
pKa	-	9.25	(Wikipedia, 2024)
NH ₃ -Konzentration Prozessabwasser Zufluss	mg _N /L	66.2	Über pH und pKa berechnet
Molare Masse NH ₃	g/mol	17.03	Literatur
NH ₃ -Konzentration Prozessabwasser Zufluss	mol/m ³	4.7	Umgerechnet
Henry Konstante	mol/m ³ /Pa	0.59	(Sander, 2023)
Partialdruck NH ₃	Pa	8	Berechnet mit Henry Konstante
NH ₃ in Abluft	ppm	79	Berechnet aus Partialdruck
NH ₃ in Abluft	mg/Nm ³	60	Worst-Case Konzentration in Abluft

8.3 Fließbild Vorprojekt relevanter Perimeter

PRINZIPSCHEMA



8.4 Grenzwerte: E-Mail Stellungnahme vom BAFU

Sehr geehrter Herr Sjardijn

Vielen Dank für Ihre Anfrage und die zahlreichen weiterführenden Informationen zur geplanten Anlage. Wir beurteilen diese aus lufthygienischer Sicht wie folgt:

Mittels einer RTO soll das intermittierend anfallende Faulwassergas aus dem biologischen Abwasserreinigungsprozess thermisch nachbehandelt und dadurch insbesondere das darin enthaltene Lachgas N_2O eliminiert werden. Beim zu verbrennenden Faulwassergas handelt es sich gemäss Ihren telefonischen Angaben um ein der Umgebungsluft ähnliches Gasgemisch mit erhöhten Stoffmengenanteilen von CH_4 (ca. 45 ppm), N_2O (400–2000 ppm) und NH_3 von (20–60 mg/m^3). Die brennbaren Anteile sind zu gering um es als Brennstoff einsetzen zu können. Bei Anlagen ohne RTO entweicht es in die Atmosphäre.

Die RTO wird mit Klärgas (Gasbrennstoff gemäss [Anh. 5 Ziff. 41 Bst. d LRV](#)) betrieben. Bei der RTO handelt es sich unseres Erachtens nicht um eine Anlage nach Anh. 2 LRV oder Anh. 3 LRV (Feuerungen). Somit kommen die allgemeinen vorsorglichen Emissionsbegrenzungen in [Anhang 1 LRV](#) zur Anwendung. Für Schadstoffe, die dort nicht geregelt sind (bspw. CO), legt die Behörde diese nach [Art. 4 LRV](#) fest.

Für die RTO anwendbar wären beispielsweise die Grenzwerte für NO_x von 250 mg/m^3 bei einem Massenstrom ab 2500 g/h und für NH_3 von 30 mg/m^3 bei einem Massenstrom ab 300 g/h aus Anh. 1 Ziff. 61 LRV. Der Grenzwert für NH_3 wäre insbesondere beim Einsatz einer DeNOx Einrichtung von Relevanz.

Wenn der jeweilige Massenstrom bei der geplanten Anlage geringer ausfällt, kommt der Grenzwert nicht zur Anwendung. Die Grenzwerte des Anh. 1 LRV gelten ohne Sauerstoffbezug.

Gestützt auf die Bestimmungen in Art. 9 LRV legt die Behörde ergänzende oder verschärfte Emissionsbegrenzungen für eine Anlage fest, wenn die dadurch verursachte Immissionsbelastung übermässig ist.

Zudem kann die Behörde die kontinuierliche Messung von Schadstoffen anordnen, wenn deren Emissionen erheblich sein können (Art. 13 Abs. 4 LRV). Dasselbe gilt für die Überwachung anderer Betriebsgrössen.

Die Emissionen aus einer Anlage sind in der Regel über einen Kamin zu fassen und abzuleiten (Art. 6 LRV). Dies wird im Rahmen des Bewilligungsverfahrens durch die Behörde beurteilt werden.

Grundsätzlich sind für den Vollzug der Vorschriften der LRV die kantonalen Vollzugsbehörden zuständig. In Ihrem Fall ist dies das [Amt für Umwelt und Energie](#) des Kantons Bern, das im Übrigen auch vertraut ist mit der RTO an der ARA Bern, obwohl der Vollzug bei dieser Anlage in den Zuständigkeitsbereich der städtischen Luftreinhaltebehörde fällt.

Wir hoffen, Ihnen mit diesen Angaben weitergeholfen zu haben. Für weitere Fragen stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

Daiana Leuenberger

8.5 Katalytische Lachgasreduktion im Programm 0174

Mail von Stefan Binggeli (InfraConcept) vom 22.11.2024:

Lieber Jory

Wir haben das in einem anderen Kontext bereits einmal probiert (Verbrennung der Abluft in bestehender SVA in Zürich). Leider waren die Antworten kryptisch, da sich weder die Validierungs- noch die Verifizierungsstelle konkret äussern wollten. Seitens BAFU wurde der Ball an die beiden Stellen zurück gespielt, aber soviel: Im ungünstigsten Fall müsste die Programmbeschreibung geändert und revalidiert werden. Man würde dann ein Jahr Bescheinigungen verlieren, aber das wäre grundsätzlich machbar.

Mir erscheint das Risiko im dem Fall als eher klein. Auch eine katalytische Verbrennung wird eine Wärmerückgewinnung haben, also sind wir frei das Verfahren als katalytische RTO zu bezeichnen. Folge ist, dass die Brenntemperatur niedriger ist. Ich würde meinen, wir könnten das mit gutem Gewissen wagen.

Herzlicher Gruss
Stefan

8.6 Sensitivitätsanalyse Zusätze

Tabelle 28: Bemerkungen zu den Parametern der Sensitivitätsanalyse.

Parameter	Bemerkung
interner Gaspreis	Abgeschätzter Wert des Gases vor der Membran
Strompreis	Abschätzung Strompreis. «Moderate Änderung des Preises»
Strompreis extrem	Abschätzung Strompreis. «Extreme Änderung des Preises» Z.B. aufgrund einer Energiekrise
Sonstige Betriebskosten	Wartungs- und Unterhaltskosten sind höher/tiefer als erwartet
Beiträge KliK	Kompensationsbeiträge mit und ohne KliK: Annahme, dass Zertifikate auf CO ₂ -Markt verkauft werden müssen
Kapitalkosten (CAPEX)	Investitionskosten über 15 Jahre abgeschrieben mit 3% Zins. Investitionskosten mit Genauigkeit ±25-30%
Erw. Emissionsminderung	Abschätzung der Ungenauigkeit aus Berechnung der Jahresfracht
Betriebsausfall 2 Wochen pro Jahr	Anlage fällt aus: Keine Betriebsmittelkosten, dafür auch keine Kompensationsbeiträge
Betriebsausfall 2 Monate pro Jahr	Anlage fällt aus :Keine Betriebsmittelkosten, dafür auch keine Kompensationsbeiträge
Preis Katalysator	Fiktive Annahme einer möglichen Preisänderung

Tabelle 29: Zahlenwerte der Sensitivitätsanalyse RTO. Gelb markiert sind jeweils die Eingabewerte. Die Werte aus der Spalte «Veränderung der Erfolgsrechnung» sind in der Graphik in Kapitel 5.3 dargestellt.

Parameter	Einheit	Wert	Absolute Veränderung	%-Veränderung	Veränderung der Erfolgsrechnung (±) [CHF]	Auswirkung in (±) %
Ertragsüberschuss ohne Veränderung	CHF/Jahr	-12'100				
interner Gaspreis ± 50%	Rp/kWh	10	5	50%	13'600	112%
Strompreis ± 50%	Rp/kWh	18.5	9.25	50%	1'800	15%
Strompreis extrem ± 250%	Rp/kWh	18.5	46.25	250%	9'000	74%
Sonstige Betriebskosten ± 25%	CHF/Jahr	14'600	3650	25%	3'650	30%
Beiträge KliK - 45%	CHF/tCO ₂ eq	145	65	45%	56'025	463%
Kapitalkosten (CAPEX) ± 30%	CHF/Jahr	66'000	19'800	30%	19'800	164%
Erw. Emissionsminderung ± 120 tCO ₂ eq/Jahr	tCO ₂ eq	858	120	14%	17'430	144%
Betriebsausfall 2 Wochen pro Jahr	CHF/Jahr	91'500	2	4%	3'660	30%
Betriebsausfall 2 Monate pro Jahr	CHF/Jahr	91'500	2	17%	15'555	129%

Tabelle 30: Zahlenwerte der Sensitivitätsanalyse KLR. Gelb markiert sind jeweils die Eingabewerte. Die Werte aus der Spalte «Veränderung der Erfolgsrechnung» sind in der Graphik in Kapitel 5.3 dargestellt.

Parameter	Einheit	Wert	Absolute Veränderung	%-Veränderung	Veränderung der Erfolgsrechnung (±) [CHF]	Auswirkung in (±) %
Ertragsüberschuss ohne Veränderung	CHF/Jahr	18'800				
interner Gaspreis ± 50%	Rp/kWh	10	5	50%	6'600	35%
Strompreis ± 50%	Rp/kWh	18.5	9.25	50%	3'250	17%
Strompreis extrem ± 250%	Rp/kWh	18.5	46.25	250%	5'500	29%
Sonstige Betriebskosten ± 25%	CHF/Jahr	16'400	4100	25%	4'100	22%
Beiträge KliK - 45%	CHF/tCO ₂ eq	145	65	45%	61'065	325%
Kapitalkosten (CAPEX) ± 30%	CHF/Jahr	46'400	13'920	30%	13'920	74%
Erw. Emissionsminderung ± 120 tCO ₂ eq/Jahr	tCO ₂ eq	936	120	13%	17'641	94%
Betriebsausfall 2 Wochen pro Jahr	CHF/Jahr	104'600	2	4%	4'184	22%
Betriebsausfall 2 Monate pro Jahr	CHF/Jahr	104'600	2	17%	17'782	95%
Preis Katalysator ± 25%	CHF/Jahr	9'200	2300	25%	2'300	12%