

Treibhausgasbilanz und Massnahmenplan

Schlussbericht
30. Mai 2025



Projektteam ARA Thunersee

Ingo Schoppe
Anna Bock

Projektteam EBP Schweiz AG

Isabel O'Connor
Philipp Hamböck
Ivo Fölmli
Ylva Peter

EBP Schweiz AG
Mühlebachstrasse 11
8032 Zürich
Schweiz
Telefon +41 44 395 16 16
info@ebp.ch
www.ebp.ch

Inhaltsverzeichnis

1.	Zusammenfassung	4
2.	Einführung	7
2.1	Ausgangslage	7
2.2	Ziele und Aufbau des Berichts	7
3.	Treibhausgasbilanz	8
3.1	Vorgehensweise	8
3.2	Ergebnisse	10
4.	Massnahmen	17
4.1	Vorgehen	17
4.2	Qualitative Bewertung der Massnahmen	18
4.3	Quantitative Analyse ausgewählter Massnahmen	18
5.	Absenkpfad	22
6.	Fazit und Ausblick	23

1. Zusammenfassung

Ausgangslage und Auftragsziel

Die ARA Thunersee ist verantwortlich für die Reinigung des Abwassers der Region Thun und der umliegenden Gemeinden. Täglich werden rund 40 Millionen Liter Abwasser gesammelt und gereinigt, bevor dieses wieder in den Wasserkreislauf zurückgeführt wird. Die ARA Thunersee trägt dazu bei, die Wasserqualität der Aare zu erhalten und die Umwelt zu schützen. Die Anlage nutzt modernste Technologien, um Schadstoffe effizient zu entfernen. Zudem engagiert sich die ARA Thunersee in der Umweltbildung und sensibilisiert die Bevölkerung für den nachhaltigen Umgang mit Wasserressourcen.

Die ARA Thunersee hat EBP beauftragt, eine Dekarbonisierungsstrategie zu erstellen. Dazu wurde eine Treibhausgasbilanz (THG-Bilanz, Scope 1-3) gemäss Anforderungen des Greenhouse Gas Protocols erstellt¹, Massnahmen identifiziert und bewertet und entsprechend ein Bottom-up Absenkpfad entwickelt.

Treibhausgasbilanz

Die THG-Bilanz der ARA Thunersee beläuft sich im Ausgangsjahr Jahr 2020 auf insgesamt 6'268 t CO₂eq. Die Scopes 1 und 2 tragen mit 51 % respektive 9 % substantiell zur THG-Bilanz bei, Scope 3 macht jedoch mit 40 % einen nicht zu vernachlässigbaren Teil der CO₂eq.-Emissionen aus. Der Scope 3 wird durch die eingekauften Produkte und Dienstleistungen dominiert (Kat. 3.1, 24 %), gefolgt von Emissionen aus der Verbrennung des Betriebsabfalls (Kat. 3.5, 9 %). Die Ergebnisse werden in Abbildung 1 und Tabelle 1 dargestellt.

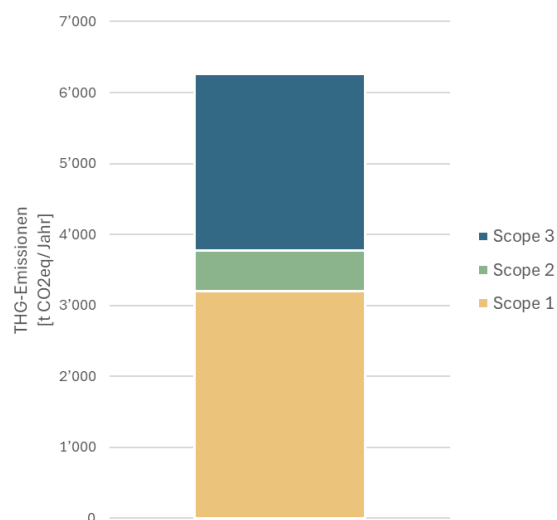


Abbildung 1 THG-Bilanz der ARA Thunersee.

1 [Greenhouse Gas Protocol Standard](#) des World Resource Institute und World Business Council of Sustainable Development.

Scope	Sub-Scope	t CO ₂ -eq	Anteil (%)
1	1.1: Stationäre Verbrennung (Heizöl)	0	< 1
	1.2: Mobile Verbrennung (Diesel und Benzin)	5	< 1
	1.3: Prozessemissionen	3'202	51
	1.4: Verlust Kältemittel		
2	2.1: Elektrizität	5	< 1
	2.2: Wärme	567	9
	2.3: Kühlung		
	2.4: Dampf		
3	3.1: Einge kaufte Produkte und Dienstleistungen	1'475	24
	3.2: Kapitalgüter	255	4
	3.3: Brennstoff- u. energiebezogene Emissionen	174	3
	3.4: Transport und Verteilung (Upstream)	23	< 1
	3.5: Betriebsabfälle	550	9
	3.6: Geschäftsreisen		
	3.7: Pendlerverkehr	12	< 1
	3.8: Gemietete oder geleaste Sachanlagen		
	3.9: Transport und Verteilung (Downstream)		
	3.10: Verarbeitung der verkauften Produkte		
	3.11: Nutzung der verkauften Produkte		
	3.12: End-of-life treatment verkaufter Produkte		
	3.13: Vermietete oder verleaste Sachanlagen		
	3.14: Franchise		
	3.15: Investitionen		

Tabelle 1 THG-Bilanz der ARA Thunersee im Detail nach Scopes.

Massnahmen

Die Scopes 1 und 2 bilden die Aktivitäten und den Energieverbrauch der ARA Thunersee ab. Das Unternehmen kann seinen Energieverbrauch sowie die Energiequelle direkt beeinflussen. Die Emissionen im Scope 1, welche mit einem Anteil von 51 % an den Gesamtemissionen vergleichsweise hoch sind, entstehen als Prozessemissionen in der Form von Lachgas (N₂O) und Methan (CH₄) während der Abwasserreinigung und der Verwertung des Klärschlammes. Während die Lachgas-Emissionen bereits stark reduziert wurden, besteht besonders beim Methan weiteres Reduktionspotential, etwa durch eine Abdeckung der Schlammstapelung. Für beide Treibhausgase stehen Förderprogramme der Stiftung KliK zur Verfügung, welche noch mindestens bis Ende 2030 betrieben werden.

Mit einem Anteil von 9 % an den Gesamtemissionen fällt der Scope 2 deutlich tiefer aus. Es wird bereits sehr klimafreundlicher Strom aus Wasserkraft bezogen. Der grösste Teil der Emissionen fällt beim Bezug von Fernwärme aus der nahegelegenen KVA Thun an. Diese Wärme könnte die ARA Thunersee durch eine gesteigerte Wärmerückgewinnung gut substituieren und gar weitere Abwärme für den Fernwärmeverbund zur Verfügung stellen, wobei ein Augenmerk den finanziellen Aspekten gelten muss.

Der Scope 3 Emissionen machen 40 % an den Gesamtemissionen der ARA Thunersee aus. Insbesondere die eingekauften Güter (Aktivkohle, Fällmittel, Polymerflockungsmittel, usw.) tragen dazu bei. Aus der Höhe der Emissionen ergibt sich ein grosses Potenzial zur Emissionsverminderung. Jedoch hat das Unternehmen nur bedingt Einfluss auf die Emissionen im Scope 3, die ARA Thunersee kann aber, insbesondere in ihrer Rolle als Kundin, relevante Kaufentscheidungen treffen. Beispielsweise kann sie gezielt Produkte einkaufen, die klimaschonend produziert werden, vermehrt auf wiederverwendete oder recycelte Produkte setzen oder emissionsarme Transportmittel für den Warentransport buchen. Die Emissionen aus den anderen Scope 3 Kategorien tragen nur zu einem geringen Mass zu den Gesamtemissionen bei, daher ist die Dringlichkeit von Emissionsreduktionsmassnahmen in diesen Kategorien kleiner.

Die grössten Hebel hat das Unternehmen in Scope 1 bei der Reduktion der Prozessemissionen, in Scope 2 beim Wärmebezug und Kategorie 1 von Scope 3 (eingekaufte Güter).

Das Netto-Null-Ziel der Schweiz per 2050 ist auch das langfristige Ziel der ARA Thunersee. Aufgrund des langfristigen Zeithorizonts sollten Klimaziele und entsprechende Massnahmen auf strategischer Ebene verankert werden. Hierzu schlagen wir zusätzlich folgende weitere Handlungsfelder vor:

- Verankerung von Klimazielen in der Unternehmensstrategie
- Kommunikation der Treibhausgasbilanz und der zu treffenden Massnahmen
- Regelmässige Diskussion und Prüfung von möglichen Massnahmen innerhalb der Lieferkette, gemeinsam mit Lieferanten und Kunden
- Regelmässige Erhebung der Treibhausgasbilanz, inkl. System für jährliches Monitoring für die umgesetzten Massnahmen
- Entwicklung einer Strategie zur Kompensation, bzw. Neutralisierung der verbleibenden Emissionen in der Zukunft

Zielsetzung und Absenkpfad

Zwischen heute und dem Jahr 2050 hat sich die ARA Thunersee noch keine Zwischenziele gesetzt. Aus diesem Grund wurde kein langfristiger Absenkpfad bis 2050, sondern ein «bottom-up» Absenkpfad, mit den im Rahmen dieser Dekarbonisierungsstrategie vorgeschlagenen Massnahmen, bis 2035 festgelegt. Dieser zeigt auf, dass diese nicht genügen und weitere Massnahmen getroffen werden müssen um 2050 das Netto-Null-Ziel der Schweiz zu erreichen.

2. Einführung

2.1 Ausgangslage

Schweiz mit Klimaziel «Netto Null» bis 2050

Die Schweiz hat sich zur Erfüllung des Pariser Klimaübereinkommens verpflichtet, 2050 nicht mehr Treibhausgase (THG) auszustossen als natürliche und technische Speicher aufnehmen können (nachfolgend als Netto-Null bezeichnet). In der langfristigen Klimastrategie von 2021 hat sich der Bundesrat das Ziel von Netto-Null Emissionen bis zum Jahr 2050 gesetzt. Die Schweiz reiht sich damit in eine Vielzahl von Ländern ein, die Netto-Null bis 2050 anstreben und leistet, bei Erfüllung dieser Verpflichtung, ihren Mindestbeitrag zur Begrenzung der weltweiten Klimaerwärmung auf unter 1.5 °C.

Zudem wurde am 18. Juni 2023 das Bundesgesetz über die Ziele im Klimaschutz, die Innovation und die Stärkung der Energiesicherheit (kurz: KIG) vom Schweizer Stimmvolk angenommen. Gemäss Artikel 5 «Fahrpläne für Unternehmen und Branchen» müssen Unternehmen spätestens im Jahr 2050 Netto-Null Emissionen aufweisen. Dabei sind die direkten und indirekten Emissionen (hier Scope 1 und 2) zu berücksichtigen.

Des Weiteren gibt es auch auf internationaler Ebene diverse Vorstösse, welche Unternehmen zum Handeln bewegen. So gilt die EU-Taxonomie als System zur Klassifizierung von nachhaltigen Wirtschaftsaktivitäten, auf dessen Basis in den kommenden Jahren Gesetze und Verordnungen verabschiedet werden, welche die Entwicklung zum nachhaltigen Wirtschaften forcieren wird.

Beitrag der ARA Thunersee

Die ARA Thunersee stellt einen Verband aus 36 Gemeinden um den unteren Teil des Thunersees, sowie aus dem Simmen- und Frutigtal dar. Gesamthaft sind rund 126'000 Einwohner sowie zahlreiche Gewerbe-, Industrie- und Militärbetriebe an die Kläranlage angeschlossen. Jährlich werden über 13 Mio. m³ Abwasser gereinigt und so die Umwelt und Gewässer geschützt.

Für Unternehmen, aber auch Gemeinden und Kantone wird es immer wichtiger, glaubhafte Aussagen zur Nachhaltigkeit machen zu können. Die ARA Thunersee liess eine Treibhausgasbilanz (Scope 1 bis 3) erstellen und Massnahmen zur Emissionsreduktion eruieren. Diese können intern gegenüber den Gemeinden im Verband, aber auch extern gegenüber der Öffentlichkeit kommuniziert werden.

2.2 Ziele und Aufbau des Berichts

Das übergeordnete Ziel des Auftrags besteht darin, die ARA Thunersee auf dem Weg zu einer wirksamen und effizienten Reduktion der Treibhausgasemissionen zu unterstützen.

In Hinblick darauf verfolgt das vorliegende Projekt die folgenden Zielsetzungen:

- Erstellung einer Treibhausgasbilanz für die Scopes 1 bis 3 (→ Kap. 3)
- Identifikation von Massnahmen zur Reduktion der Treibhausgasemissionen, sowie deren Priorisierung entsprechend ihrer Umsetzbarkeit und ihrem Reduktionspotenzial (→ Kap. 4)
- Definition eines Absenkpades (→ Kap. 5)

3. Treibhausgasbilanz

3.1 Vorgehensweise

Festlegung des Untersuchungsrahmens (Systemabgrenzung)

Der mit der Auftraggeberin vereinbarte Untersuchungsrahmen berücksichtigt alle Emissionen von Treibhausgasen (THG), die durch das Unternehmen im In- und Ausland verursacht werden.

Das Projekt orientiert sich an den gängigen internationalen Standards² zur THG-Bilanzierung von Organisationen und analysiert entsprechend alle drei Scopes, die im Zusammenhang mit den THG-Emissionen der ARA Thunersee relevant sind (vgl. Abbildung 2):

- **Scope 1 «Direkte THG-Emissionen»:** THG-Emissionen aus Quellen, die dem Unternehmen gehören oder von ihr kontrolliert werden (z.B. Prozessemissionen, Emissionen aus der Verbrennung in eigenen oder kontrollierten Heizkesseln, Öfen, Fahrzeugen).
- **Scope 2 «Indirekte THG-Emissionen aus dem Energiebezug»:** THG-Emissionen, die bei der vom Unternehmen eingekauften Energie (Strom, Fernwärme/-kälte, Dampf) während der Erzeugung beim entsprechenden Anbieter anfallen.
- **Scope 3 «Andere indirekte THG-Emissionen»:** Alle übrigen THG-Emissionen, die mit weiteren Aktivitäten des Unternehmens bei Dritten verbunden sind (z.B. Einkauf von Gütern, Pendelverkehr der Mitarbeitenden, Wasserverbrauch und Abfall).

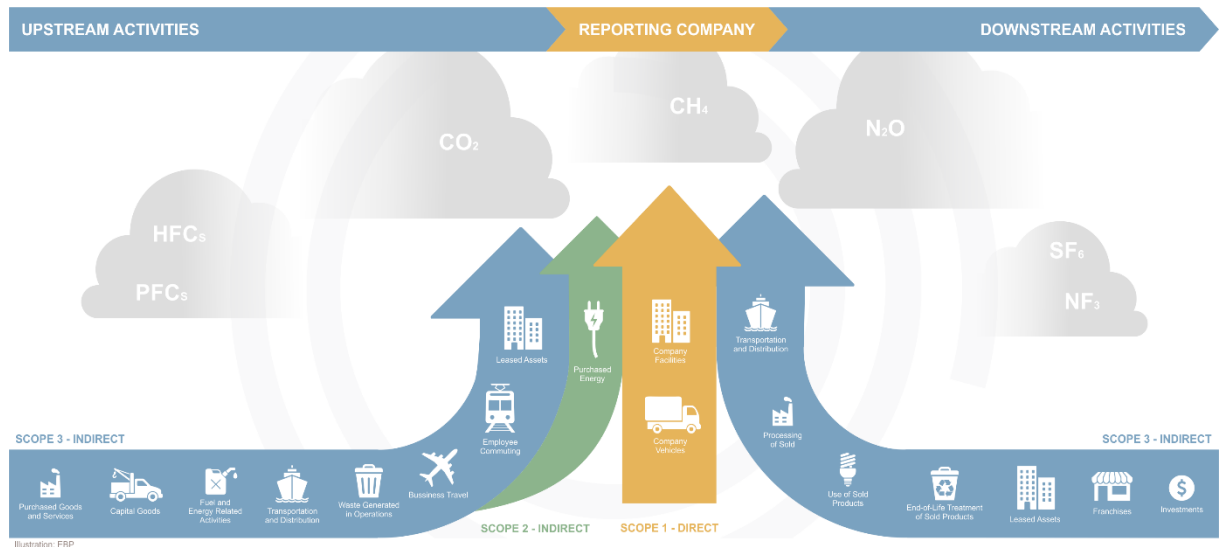


Abbildung 2 Übersicht Scope 1, Scope 2, Scope 3 gemäss GHG-Protocol. (eigene Darstellung)

Die drei Scopes werden, wie in Abbildung 2 gezeigt, in 15 Scope-Kategorien (z.B. 3.1 «Eingekaufte Produkte und Dienstleistungen») unterteilt. Nachfolgende Scope 3-Kategorien sind für die ARA Thunersee nicht relevant und wurden entsprechend nicht bilanziert:

- 3.6 «Geschäftsverkehr»
- 3.8 «Gemietete oder geleaste Sachanlagen»
- 3.9 «Transport und Verteilung (Downstream)»

² [Greenhouse Gas Protocol Standard](#) des World Resource Institute und World Business Council of Sustainable Development.

- 3.10 «Verarbeitung der verkauften Produkte»
- 3.11: Nutzung der verkauften Produkte
- 3.12: End-of-life treatment verkaufter Produkte
- 3.13 «Vermietete oder verleaste Sachanlagen»
- 3.14 «Franchise»
- 3.15 «Investitionen»

In Tabelle 2 ist ersichtlich, wie die für die ARA Thunersee emissionstechnisch relevanten Prozesse den jeweiligen Scope-Kategorien zugeordnet wurden.

Scope (-Kat.)	Bezeichnung	Bilanzierte Prozesse
1.1	Stationäre Verbrennung	Verbrauch von Heizöl in der Not-Heizung
1.2	Mobile Verbrennung	Verbrauch von Propan für den Gabelstapler, Fahrten mit den firmeneigenen Servicefahrzeugen
1.3	Prozessemissionen	Lachgas in der biologischen Reinigungsstufe und der Faulwasserbehandlung, Methan in der Faulung, der Klärschlammstapelung und der Biogasaufbereitungsanlage, (biogenes CO ₂ aus den Klärbecken, Faulturm, Klärschlammstapelung und Biogasaufbereitungsanlage)
2.1	Elektrizität	Verbrauch Elektrizität
2.2	Wärme	Bezug von Fernwärme der KVA Thun
3.1	Eingekaufte Produkte und Dienstleistungen	Einkauf Betriebsmittel
3.2	Kapitalgüter	Ersatz und Sanierungen von Maschinen
3.3	Brennstoff- u. energiebezogene Emissionen	Verbrauch Heizöl Verbrauch Propan, Diesel und Benzin für eigene Fahrzeuge Verbrauch Elektrizität Verbrauch Fernwärme
3.4	Transport und Verteilung (Upstream)	Anlieferung von Betriebsmitteln
3.5	Betriebsabfälle	Entsorgung von Betriebs- und Produktionsabfälle
3.7	Pendlerverkehr	An- und Rückreise Mitarbeitende

Tabelle 2 Relevante Scope-Kategorien und Prozesse für die THG-Bilanz der ARA Thunersee.

Datenerhebung und Datenmodellierung

Die Erhebung der für die THG-Bilanz erforderlichen Daten aus dem Jahr 2020 erfolgte auf Basis eines von EBP erstellten und an die ARA Thunersee übermittelten Datentemplates. In einem mehrstufigen, iterativen Prozess zwischen der ARA Thunersee und EBP wurden die Daten zusammengestellt und ausgewertet (Primärdaten). Dabei wurden die verfügbaren Datengrundlagen und Überlegungen zum Erhebungsaufwand im Verhältnis zur Klimarelevanz der betrachteten Unterkategorien berücksichtigt. Die Daten wurden von EBP auf ihre Plausibilität geprüft und für die anschliessende Berechnung der THG-Emissionen aufbereitet. Wo keine

Primärdaten verfügbar waren oder es keine spezifischen Emissionsfaktoren gab, wurden Annahmen getroffen (vgl. Auflistung in A1).

Basierend auf den erhobenen, plausibilisierten und aufbereiteten Daten zu den berücksichtigten Themen und Kategorien wurde die Bilanzierung der THG-Emissionen vorgenommen. Die Bilanzierung basiert auf einem Lebenszyklusansatz und erfolgte anhand der Wirkungsabschätzungsmethode «Global Warming Potential (GWP) 100a» des International Panel on Climate Change (IPCC), Stand Sechster Sachstandsbericht (AR6) 2023. Datengrundlagen sind dabei Ecoinvent V3.10³, Mobitool V3.0⁴, UVEK 2022 (BAFU), und der intep-Bericht «Treibhausgas-Emissionsfaktoren für den Gebäudesektor» aus dem Jahr 2022⁵.

Die Treibhausgasemissionen wurden mit Hilfe der erhobenen Primärdaten und Emissionsfaktoren berechnet. Die Primärdaten stammen grösstenteils von der ARA Thunersee.

Grenzen einer THG-Bilanzierung

Eine THG-Bilanzierung macht Aussagen zu den Treibhausgasemissionen eines Unternehmens entlang der gesamten Wertschöpfungskette. Dabei werden alle emittierten Treibhausgase (neben CO₂ auch Methan, Lachgas, Kohlenwasserstoffe, etc.) mit einer wissenschaftlich fundierten Wirkungsabschätzungsmethode (hier gemäss IPCC 2023 und anhand des Erderwärmungspotenzials) auf eine Zahl in CO₂-Äquivalenzen ausgedrückt.

Die für die Bilanz verwendeten Daten bringen bedeutende Unsicherheiten mit sich. Einerseits müssen in der Datenerhebung (Primärdaten) gewisse Annahmen und Schätzungen getroffen werden, andererseits repräsentieren die verwendeten Emissionsfaktoren (Hintergrunddaten) Durchschnittswerte. Die Emissionsfaktoren basieren in der Regel auf wissenschaftlichen Herangehensweisen, ohne jedoch eine abschliessende, genau auf das spezifische Unternehmen ausgelegte Aussage, zu gewährleisten.

Des Weiteren ist zu erwähnen, dass bei einer THG-Bilanzierung weitere Umweltbelastungen wie z.B. Wasser-, Boden oder Luftverschmutzung, Biodiversitätsverluste oder radioaktive Abfälle, nicht berücksichtigt werden. Entsprechend könnten etwaige CO₂-Reduktionsmassnahmen positive Auswirkungen auf die Treibhausgasemissionen, jedoch negative Auswirkungen auf andere Umweltaspekte haben (Beispiel: Nutzung von Atomstrom).

3.2 Ergebnisse

Die THG-Bilanz der ARA Thunersee beläuft sich im Ausgangsjahr Jahr 2020 auf insgesamt 6'268 t CO₂eq. Die Scopes 1 und 2 tragen mit 51 % respektive 9 % substantiell zur THG-Bilanz bei, Scope 3 macht jedoch mit 40 % einen nicht zu vernachlässigbaren Teil der CO₂eq.-Emissionen aus. Der Scope 3 wird durch die eingekauften Produkte und Dienstleistungen dominiert (Kat. 3.1, 24 %), gefolgt von Emissionen aus der Verbrennung des Betriebsabfalls (Kat. 3.5, 9 %).

Berücksichtigt man in der THG-Bilanz ebenfalls die biogenen CO₂-Emissionen, so steigt diese nochmals deutlich auf 11'876 t CO₂eq an. Aufgrund derer biogener Herkunft kann argumentiert werden, dass diese CO₂-Emissionen unlängst der Atmosphäre entnommen wurden und darum

3 [ecoinvent v3.10 - ecoinvent](#)

4 <https://www.mobitool.ch/>

5 https://intep.com/wp-content/uploads/2022/08/4459_12_EF-THGe-Gebaeudesektor_Bericht_V2.0.pdf

klimateutral sind. Gleichzeitig bieten sie die Chance, die Emissionen einzufangen und als Negativemissionen zu speichern.

Die Ergebnisse mit und ohne biogenem CO₂ werden in Abbildung 3 und Tabelle 3 dargestellt. Die wichtigsten Kategorien werden nachfolgend detaillierter beschrieben.

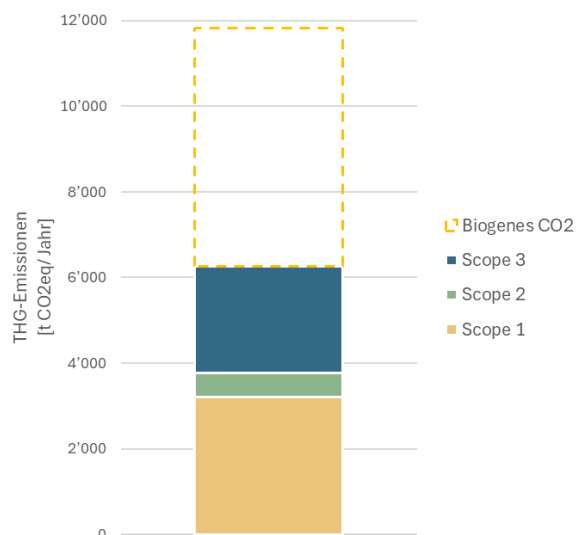


Abbildung 3 THG-Bilanz der ARA Thunersee. Links ohne biogenes CO₂. Rechts mit biogenem CO₂ und angepasster Y-Achse.

Scope	Sub-Scope	t CO ₂ -eq	Anteil (%)
1	1.1: Stationäre Verbrennung (Heizöl)	0	< 1
	1.2: Mobile Verbrennung (Diesel und Benzin)	4	< 1
	1.3: Prozessemissionen	3'202 (8'810)	51 (74)
	1.4: Verlust Kältemittel		
2	2.1: Elektrizität	5	< 1
	2.2: Wärme	567	9 (5)
	2.3: Kühlung		
	2.4: Dampf		
3	3.1: Einge kaufte Produkte und Dienstleistungen	1'475	24 (12)
	3.2: Kapitalgüter	255	4 (2)
	3.3: Brennstoff- u. energiebezogene Emissionen	174	3 (1)
	3.4: Transport und Verteilung (Upstream)	23	< 1
	3.5: Betriebsabfälle	550	9 (5)
	3.6: Geschäftsreisen		
	3.7: Pendlerverkehr	12	< 1
	3.8: Gemietete oder geleaste Sachanlagen		
	3.9: Transport und Verteilung (Downstream)		

	3.10: Verarbeitung der verkauften Produkte
	3.11: Nutzung der verkauften Produkte
	3.12: End-of-life treatment verkaufter Produkte
	3.13: Vermietete oder verleaste Sachanlagen
	3.14: Franchise
	3.15: Investitionen

Tabelle 3 THG-Bilanz der ARA Thunersee im Detail nach Scopes. In Klammern werden die Werte inklusive dem biogenen CO₂ dargestellt.

3.2.1 Detailergebnisse: Direkte Emissionen (Kat. 1.1, 1.2 und 1.3)

Die stationäre Verbrennung (Kat. 1.1) und die mobile Verbrennung tragen mit <1 % minimal zu den Gesamtemissionen bei. Als Gegenstück tragen die Prozessemissionen (Kat. 1.3) mit 51 % am allermeisten zu den Gesamtemissionen bei.

Aufgrund der ganzjährig durchgeführten biologischen Prozesse (Nitrifikation/Denitrifikation) auf der ARA Thunersee sind die Lachgasemissionen bereits stark reduziert. Dies äussert sich zum einen dadurch, dass eine Mehrheit der Prozessemissionen in der Form von Methan aus der Schlammstapelung anfallen.

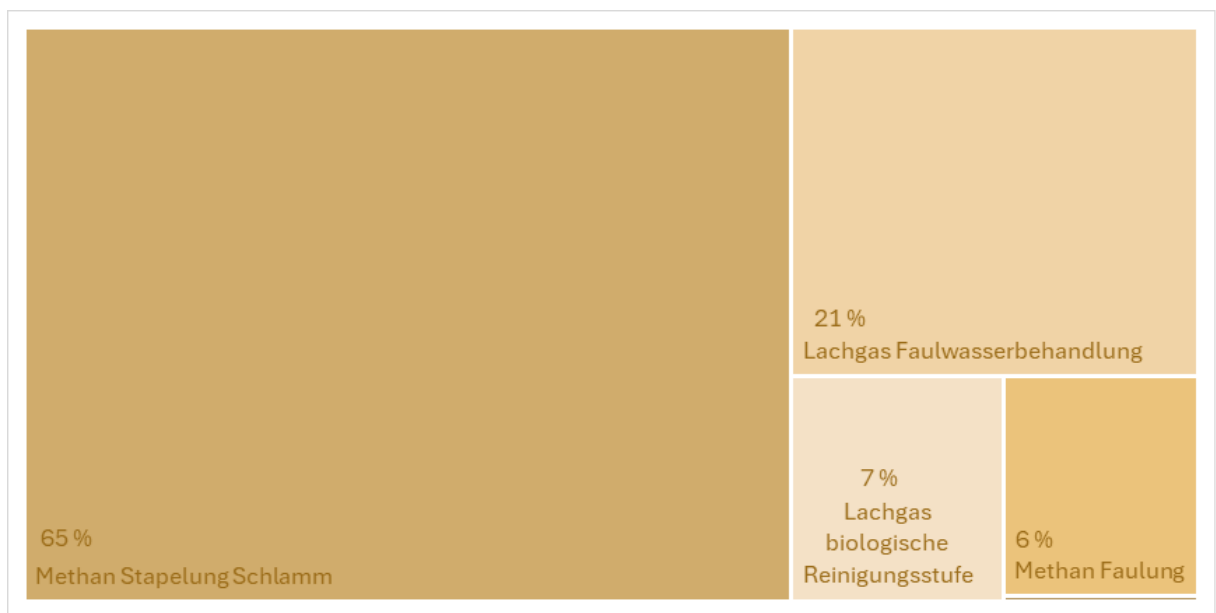


Abbildung 4 Aufteilung der direkten THG-Emissionen der ARA Thunersee auf die verschiedenen Treibhausgase und deren Entstehungsort in der Abwassereinigung. In CO₂-Equivalenten.

Biogenes CO₂ wird in der Treibhausgasbilanz nicht bewertet, da die Emissionen als klimaneutral gelten. Biogene Emissionen können jedoch aufgefangen und gespeichert und so als negative Emissionen ausgewiesen werden.

Insgesamt werden die biogenen Emissionen auf 5608 t CO₂ geschätzt. Davon fällt der Grossteil (72%) im Klärbecken an, gefolgt von der Biogasaufbereitungsanlage (27%). Die biogenen Emissionen in der Faulung und Stapel werden deutlich geringer geschätzt (<1%)



Abbildung 5 Aufteilung der direkten biogenen THG-Emissionen der ARA Thunersee.

3.2.2 Detailergebnisse: Elektrizität und Wärme (Kat. 2.1 und 2.2)

Die ARA Thunersee betreibt im 2024 bereits eine PV-Anlage. Eine zweite Anlage befindet sich im Bau. Im Bilanzjahr 2020 waren diese jedoch noch nicht im Betrieb. Stattdessen wurde der Strom extern bezogen und setzt sich zu 100% aus Wasserkraft zusammen. Diese Stromquelle ist bereits sehr klimafreundlich und trägt mit <1 % minimal zu den Gesamtemissionen bei.

Trotzdem interessant ist eine Analyse des Stromverbrauchs pro Reinigungsschritt in der ARA. Diese zeigt auf, dass ein Grossteil des Stroms in der Biologie benötigt wird.

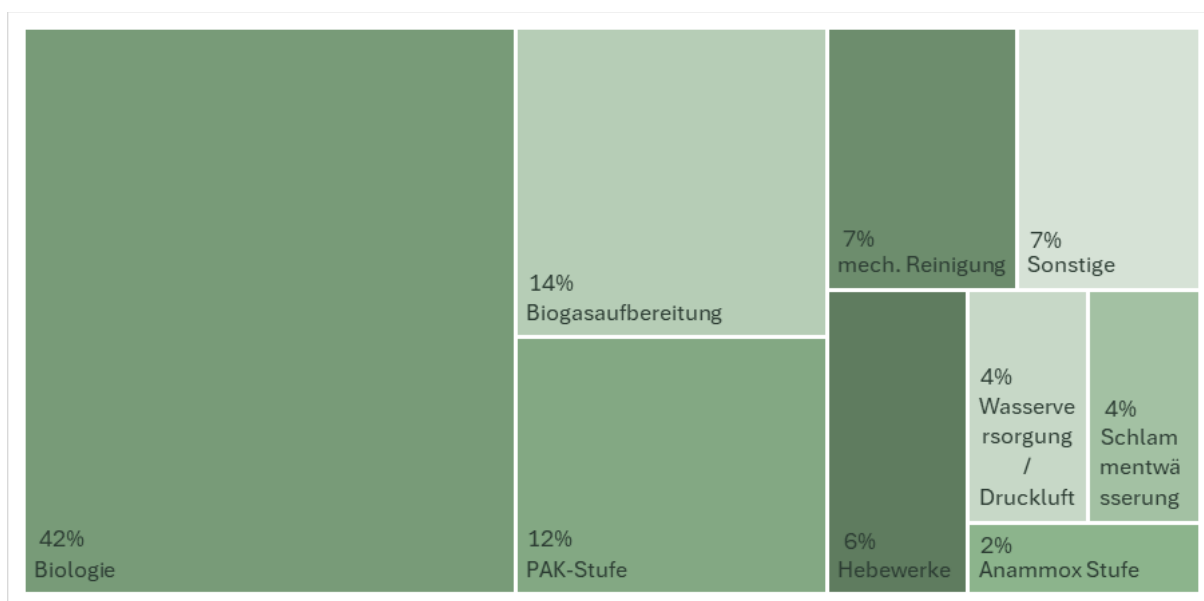


Abbildung 6 Aufteilung des Stromverbrauchs aus die Reinigungsschritte der ARA Thunersee.

Die Emissionen in Kat. 2.2 stammen von Fernwärme, welche von der KVA Thun bezogen wurde. Diese Wärme trägt zu 9 % zu den Gesamtemissionen bei.

Je Bilanzierungsstandard und entsprechend je nach Argumentation wird der Fernwärme einen Anteil der Emissionen aus der Kehrriichtverwertung zugeordnet (GHG Protocol) oder die Fernwärme wird als belastungsfrei ausgewiesen, da alle Emissionen vollumfänglich zur Kehrriichtverwertung alloziiert werden (KBOB). Zur Information werden im Anhang 2 die Emissionsfaktoren für beide Bilanzierungsansätze aufgelistet, so wie sie im intep-Bericht «Treibhausgas-Emissionsfaktoren für den Gebäudesektor» aus dem Jahr 2022⁶ veröffentlicht wurden. Wie eingangs erläutert, sind wir dem Standard gemäss GHG Protocol gefolgt.

3.2.3 Detailergebnisse: Eingekaufte Produkte (Kat. 3.1)

Rund 24 % der THG-Emissionen der ARA Thunersee entstehen aus den vorgelagerten Wertschöpfungsketten der eingekauften Produkte für den Betrieb der Anlage.

Besonders intensiv ist die Produktion von Aktivkohle (als Pulver, PAK; granuliert, GAK), aber auch von Eisensalzen zur Flockenbildung auf der PAK-Stufe. Weitere Produkte wie Polyacrylamid als Polymerflockungsmittel, Entschäumer, Filtermaterialien oder Reinigungsmittel werden nur in geringen Mengen benötigt, so dass diese einen geringeren Einfluss auf die Gesamtemissionen aufweisen.

3.2.4 Detailergebnisse: Betriebsabfälle (Kat. 3.5)

Etwa 9 % der Gesamtemissionen entfallen auf Emissionen aus der Entsorgung von Betriebsabfällen. Zwar werden viele Stoffe wie Papier, Karton, PET, Glas, Elektroschrott und Metalle bereits recycelt und sind mit der angewandten «Cut-off» Allokation somit emissionsfrei, da diese

⁶ https://intep.com/wp-content/uploads/2022/08/4459_12_EF-THGe-Gebaeudesektor_Bericht_V2.0.pdf

im Wertstoffkreislauf verbleiben, doch fallen besonders bei der Verbrennung von Betriebskehricht und Rechengut in einer KVA und nicht zuletzt bei der Verbrennung des Klärschlammes in der KVA grössere Emissionen an. Dies, obwohl die biogenen Emissionen aus dem Klärschlamm als klimaneutral bewertet wurden.

Besonders hier würde sich die Abscheidung des CO₂ bei einer Punktquelle anbieten, um Negativemissionen zu generieren, doch dies befindet sich ausserhalb des Einflusses der ARA Thunersee.

3.2.5 Gesamtüberblick Scope 3

Mit 40 % der Gesamtemissionen im Scope 3 ist diese Kategorie nicht zu vernachlässigen. Die ARA Thunersee mag hier keinen direkten Einfluss haben, doch trägt sie für diese sicherlich eine Mitverantwortung.

Werden nur die Emissionen innerhalb dem Scope 3 verglichen, so stechen die grossen vorgelagerten Emissionen durch die Wertschöpfungskette der Aktivkohle-Pulver ins Auge. Gefolgt werden diese durch die verbrannten Betriebsabfälle, sowie weiterer vorgelagerter Emissionen von Eisensalzen für die Flockenbildung auf der PAK-Stufe und der weiteren für den Betrieb der ARA eingekauften Betriebsmittel. Die weiteren Scope 3 Kategorien machen lediglich einen geringen Anteil aus.

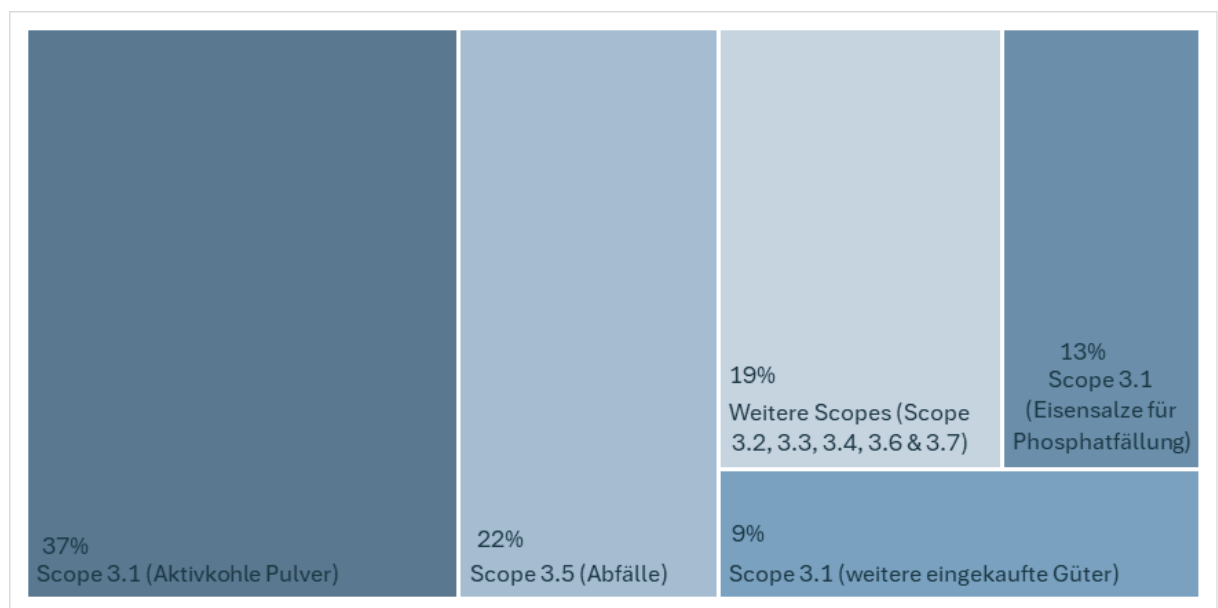


Abbildung 7 Aufteilung der Scope 3 THG-Emissionen der ARA Thunersee.

3.2.6 Hypothetische THG-Bilanz 2020 (Biogasaufbereitungsanlage)

Im Jahr 2016 wurde entschieden, eine Biogasaufbereitungsanlage zu bauen, um das Biogas neu aufzubereiten, anstatt wie bisher durch BHKW zu verstromen und die Abwärme zu nutzen. Gleichzeitig wurde der Fernwärmeanschluss an die KVA geplant. Zusammen mit der ARA wurde auch das ganze Quartier an die Fernwärme angeschlossen.

Um die Wirkung dieser Aktivitäten zu berechnen, haben wir die Bilanz für das Jahr 2020 neu berechnet, unter der Annahme dass

- Keine Fernwärme bezogen würde
- Kein Methanschluß aus der Biogasaufbereitungsanlage entweichen würde
- Biogas in BHKW verstromt und die Abwärme genutzt werden würde. Für die Bilanzierung bedeutet dies: Im Scope 1 fällt nur ein minimaler Methanschluß an. Wir verwenden Erfahrungswerte aus Kompensationsprojekten für landwirtschaftliche Biogasaufbereitungsanlagen (0.002%), wobei davon ausgegangen werden kann, dass der Methanschluß auf der ARA Thunersee aufgrund der steten Wartung geringer ausfallen dürfte. Die Scope 3 Emissionen werden bereits durch die Treibhausgasbilanz der ARA Thunersee vollumfänglich abgedeckt, so dass hier ebenfalls keine zusätzlichen Emissionen bilanziert werden.
- Wärme aus Heizöl für den zusätzlichen Heizbedarf (353 MWh).

Alle übrigen Verbräuche und Emissionen wurden beibehalten.

Die resultierende THG-Bilanz ist in Abbildung 8 dargestellt. Falls die Biogasaufbereitungsanlage nicht gebaut worden wäre, wären die Emissionen etwas niedriger. Dieses Fazit ist aber v.a. davon abhängig, unter welcher Annahme die Fernwärme bilanziert wird (vgl. Ausführungen in Kapitel 3.2.2). Durch die Massnahme gibt es zusätzliche ökologische Nutzen, welche durch diese Massnahme anfällt, aber in der Treibhausgasbilanz der ARA Thunersee nicht abgebildet wird: So sind erstens vermutlich im Quartier etliche Heizölheizungen durch den Fernwärmean-schluss ersetzt worden und zweitens kann das neu aufbereitete Biomethan fossiles Erdgas anderswo ersetzen, und drittens wird durch die Massnahme die Sammlung von biogenem CO₂ und somit negative Emissionen (NET) ermöglicht.

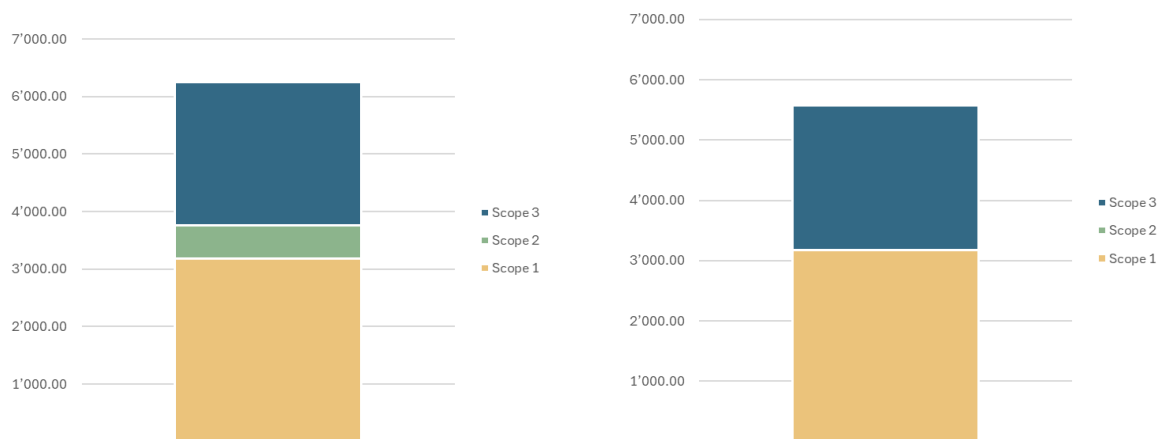


Abbildung 8 **Links:** Effektive THG-Bilanz für das Jahr 2020, **Rechts:** Hypothetische THG-Bilanz für das Jahr 2020 unter der Annahme, dass die Biogasaufbereitungsanlage nicht gebaut worden wäre und die BHKW und das Heizöl nach wie vor eingesetzt werden. Beide ohne biogenes CO₂.

4. Massnahmen

4.1 Vorgehen

Identifikation von Massnahmen zur Emissionsreduktion (Longlist)

Die THG-Bilanz zeigt auf, wo die Hotspots der Treibhausgasemissionen liegen und auf welche Bereiche zur Emissionsreduktion man sich entsprechend fokussieren sollte. Basierend darauf sowie ergänzt durch Massnahmen aus dem Fachartikel Probst et al (2024)⁷ und interner Expertise wurde eine Massnahmen-Longlist erstellt.

Beurteilung der Massnahmen

Die Massnahmen auf der Longlist wurden qualitativ bezüglich drei Kriterien bewertet: bezüglich dem CO₂eq-Reduktionspotential, der Umsetzungskosten, sowie anhand der Machbarkeit/ Umsetzbarkeit bis im Jahr 2035. Für die Beurteilung wurde eine grobe, dreistufige Ordinalskala festgelegt (vgl. Abbildung 9). Die Beurteilung erfolgte durch EBP und der ARA Thunersee unter Berücksichtigung von verschiedenen, bereits vorliegenden Projektarbeiten und Erfahrungswerten. Die Bewertung wurde im Rahmen eines Workshops gemeinsam besprochen und anschliessend in einer Kosten-Wirkung-Matrix dargestellt.

Am Workshop wurde anhand der Bewertung eine Shortlist abgeleitet. Für die Massnahmen auf der Shortlist wurden die CO₂-Reduktionswirkung und die Umsetzungskosten über 10 Jahre quantitativ beurteilt. Die Kosten basieren auf aktuellen Schätzungen. Bei gewissen Technologien sind noch erhebliche Entwicklungen zu erwarten.

		Beurteilungsskala		
Beurteilungskriterien				
	Reduktionspotential	Hoch	Mittel	Gering
	Wirksamkeit der Massnahme zur Reduktion der THG-Emissionen.			
	Umsetzungskosten	Gering	Mittel	Hoch
	Kosten für die Umsetzung der Massnahmen unter Berücksichtigung von etwaigen Kosteneinsparungen, z.B. aufgrund von Effizienzsteigerungen.			
	Machbarkeit/ Umsetzbarkeit	Hoch	Mittel	Gering
	Aktueller Stand der Anlage, resp. Ob eine Umsetzung in den nächsten 10 Jahren bis 2035 möglich und realistisch ist.			

7 Probst M. und Bützer S (2024): Treibhausgasemissionen auf ARA. Aqua&Gas Nr 02, 2024.

Abbildung 9 Kriterien und Skala für die Beurteilung der Massnahmen.

4.2 Qualitative Bewertung der Massnahmen

Die nachfolgende Abbildung visualisiert die qualitative Bewertung der Massnahmen in einer Kosten-Wirkungs-Matrix. Massnahmen im grünen Bereich werden als günstig und mit hoher Wirkung eingeschätzt und sollen in einem ersten Schritt priorisiert werden. Massnahmen im gelben Bereich werden als mittel attraktiv und Massnahmen im roten Bereich als weniger attraktiv für die ARA Thunersee eingeordnet. Die detaillierten Ergebnisse je Massnahmen sind in Anhang A1 einsehbar.

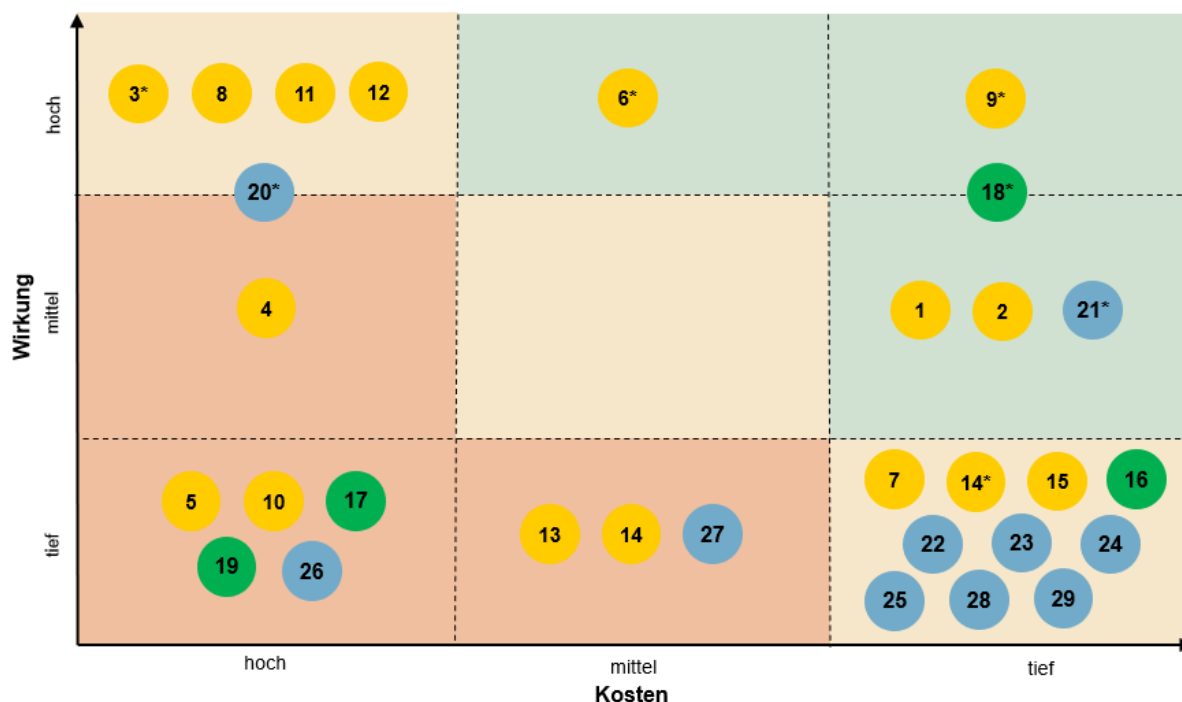


Abbildung 10 Kosten-Wirkungs-Matrix mit Massnahmen aus der Longlist für die ARA Thunersee. Die Farbe im Kreis zeigt auf, in welchem Scope die Reduktion anfällt (Gelb: Scope 1, Grün: Scope 2 und Blau: Scope 3). Die mit dem Sternchen vermerkte Massnahmen wurden für die Shortlist nominiert.

4.3 Quantitative Analyse ausgewählter Massnahmen

Die in Abbildung 10 mit einem Stern gekennzeichneten Massnahmen wurden von der ARA Thunersee für eine vertiefte, quantitative Untersuchung ausgewählt (Shortlist). Anhand verfügbarer Daten hat EBP die Reduktionswirkung und die Kosten berechnet und in Tabelle 4 in aufgelistet.

Bei den Massnahmen 3 und 6 handelt es sich um Technologien, welche mit Kompensationsprojekten der Stiftung KliK gefördert werden. Um eine Umsetzung mit und ohne die Teilnahme darstellen zu können, wurden diese Massnahmen in Untermassnahmen (a) und (b) unterteilt. Zu beachten ist, dass noch nicht definitiv geregelt ist, ob die CO₂-Wirkung im betroffenen Unternehmen ebenfalls angerechnet werden kann oder nicht – die BAFU Stelle für

Kompensation hat hierzu eine andere Empfehlung⁸ als KliK⁹. Klar ist, dass solche Massnahmen transparent ausgewiesen werden sollten. Die Massnahme 9a wird zurzeit mit dem Drittunternehmen Zirkulit bereits durchgeführt. Die Massnahme 9b würde erst nach dem Vertragsende nach dem Jahr 2040 zur Anwendung kommen.

ID	Scope	Name	Beschreibung		
3a	1	Abluftbehandlung bestehender Faulwasserbehandlungsanlagen	Umsetzung mit KliK im Rahmen des Kompensationsprojekts «0174 Reduktion von Lachgas-Emissionen in der Abwasserreinigung»	(650) ^a	368
3b	1		Umsetzung ohne KliK	650	1'310
6a	1	Stapelabdeckung	Umsetzung mit KliK im Rahmen des Kompensationsprojekts «0089 Programm zur Behandlung von methanhaltigen Abluftströmen auf kommunalen Kläranlagen»	(2'016) ^a	-4
6b	1		Umsetzung ohne KliK	2'016	500
9a	1	Sammlung und Verflüssigung des abgeschiedenen CO ₂ im Prozess der Klärgasaufbereitung	Umsetzung und Speicherung durch Zirkulit	0	0
9b	1		Eigene Umsetzung und Speicherung nach 20240	1'500	1'000
14	1	Dekarbonisierung firmeneigene Flotte	Dekarbonisierung der Benzin- und Dieselfahrzeuge	2.2 // 1.3 ^b	35
18	2	Ausbau Abwasserwärmenutzung (Wärmebereitstellung und Nutzung)	Wärmeproduktionssteigerung für Eigenverbrauch und für Einspeisung in Fernwärmenetz	567	4'800
20	3	Verwendung erneuerbarer Kohle	Verwendung von Pflanzenkohle aus biogenen Quellen	969	1'715
21	3	Verbesserung Betrieb Aktivkohle und Ozon	Reduktion des Aktivkohleverbrauchs	100	-86

a: Noch unklar ob die Wirkung angerechnet werden darf

b: Einsparung direkte Emissionen resp. Unter Berücksichtigung der indirekten Emissionen über den ganzen Lebenszyklus

Tabelle 4 Quantitative Einordnung der Reduktionswirkung (in tCO₂eq) und Kosten (in Tausend CHF und über 10 Jahre bis 2035) ausgewählter Massnahmen.

Basierend auf der Reduktionswirkung der Massnahme über den betrachteten Zeithorizont von 10 Jahren bis 2035 und der Investitions- und Betriebskosten über 10 Jahre, lässt sich ein Effizienzfaktor bestimmen, welcher die Kosten pro Tonne CO₂eq-Reduktion angibt. Je tiefer diese Kosten sind, desto finanziell attraktiver ist diese Massnahme für die ARA Thunersee.

Mit Abbildung 11 lassen sich die Grenzkosten (engl. Marginal Abatement Cost) visualisieren. Jede Fläche stellt die benötigte Menge an Geld für die Umsetzung der Massnahme aus

⁸ <https://www.bafu.admin.ch/dam/bafu/de/dokumente/klima/fachinfo-daten/pu-kommunikation-unternehmensbilanzen-und-kop-v1-20230218.pdf.download.pdf/PU%20Kommunikation%20Unternehmensbilanzen%20und%20KOP%20V1%2020230218.pdf>

⁹ <https://www.klik.ch/en/news/news-article/treibhausgas-bilanzierung>

Tabelle 4 dar. Die Breite der Fläche stellt das Reduktionspotenzial der Massnahme dar, während die Höhe über null, resp. Die Tiefe der Fläche unter null, den Effizienzfaktor darstellt. So wird erkennbar, dass eine Umsetzung der Massnahme 6 «Stapelabdeckung» sowohl mit, wie auch ohne Stiftung für Klimaschutz und CO₂-Kompensation (KliK), mit äusserst geringen Kosten oder sogar Einnahmen verbunden ist. Die Verbesserung von Betriebsabläufen wie mit Massnahme 21 ist generell mit geringeren Ausgaben verbunden. Diese werden in einer Grenzkostenkurve ebenfalls unterhalb der roten Linie, welche eine kostenneutrale Umsetzung bedeutet, dargestellt.

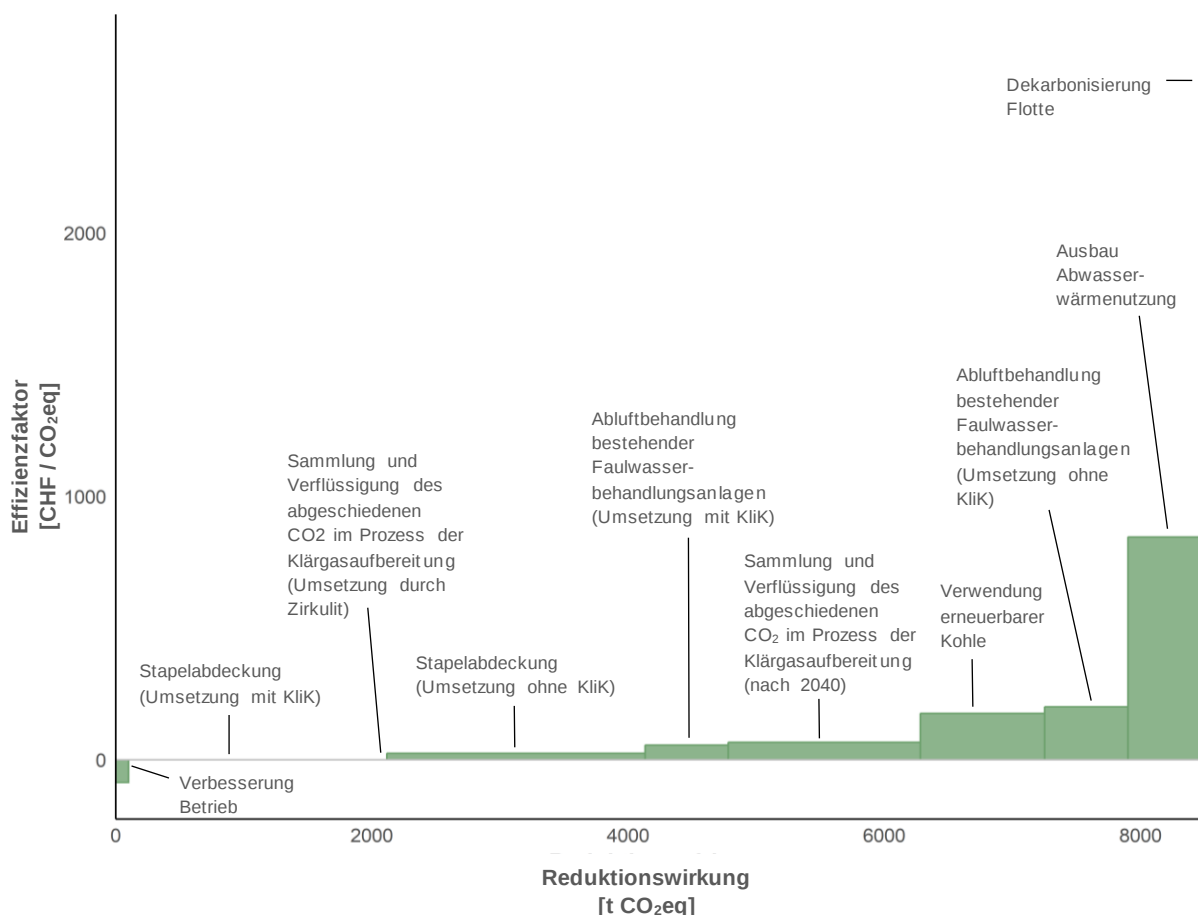


Abbildung 11 Grenzkosten-Kurve der ausgewählten Massnahmen (Kostenbasis 2025).

Kompensationsprojekte und deren Bedeutung in THG-Bilanzierungen

Durch die Teilnahme an Kompensationsprogrammen auf dem regulierten CO₂-Markt der Schweiz, können Unternehmen nachgewiesene Reduktionswirkungen in Form von CO₂-Zertifikaten an die Stiftung für Klimaschutz und CO₂-Kompensation (KliK) verkaufen. Bei der erzielten Wirkung wird von Verminderungen gesprochen. Durch den Verkauf von CO₂-Zertifikaten an KliK stimmt das Unternehmen jedoch zu, diese Reduktionswirkung nicht auch selber in seiner THG-Bilanz auszuweisen.

Gemäss dem gültigen schweizerischen CO₂-Gesetz ist die Laufzeit von Kompensationsprojekten auf dem regulierten CO₂-Markt bis zum 31.12.2030 limitiert. Das Gesetz ist aktuell in der Vernehmlassung und es wird zumindest für zukünftig weiterhin unwirtschaftliche Programme eine Verlängerung bis ins Jahr 2035 antizipiert.

Die jährliche Reduktionswirkung der Massnahmen 3a und 6a in Tabelle 4 kann korrekterweise bis im Jahr 2030, resp. 2035, nicht von der ARA Thunersee beansprucht werden. Aus diesem Grund wird sie in Klammern dargestellt. Für die ARA Thunersee würde sich also die Frage stellen, ob eine günstige, aber langfristige oder eine schnelle, aber teurere Reduktion der THG-Bilanz angestrebt wird. Ebenfalls sollten die Kosten des «nichts tun» berücksichtigt werden. In diesem Fall würden Gewinne durch die Teilnahme am KliK-Programme für die Stapelabdeckung verpasst sowie die Kosten für Schäden durch nicht eingesparte Emissionen der Gesellschaft überbürdet.

5. Absenkpfad

Anhand der THG-Bilanz für das Jahr 2020 und den Massnahmen aus der Shortlist kann ein Absenkpfad abgeleitet werden. Die Emissionen können von 6'200 t CO₂eq im Jahr 2020 bei Umsetzung aller Massnahmen auf ca 2000 t CO₂eq im Jahr 2035 reduziert werden. Für die Erreichung von Netto 0 bedarf es weiterer Massnahmen, z.B. die Anwendung von Negative-missionstechnologien (Massnahme 9b).

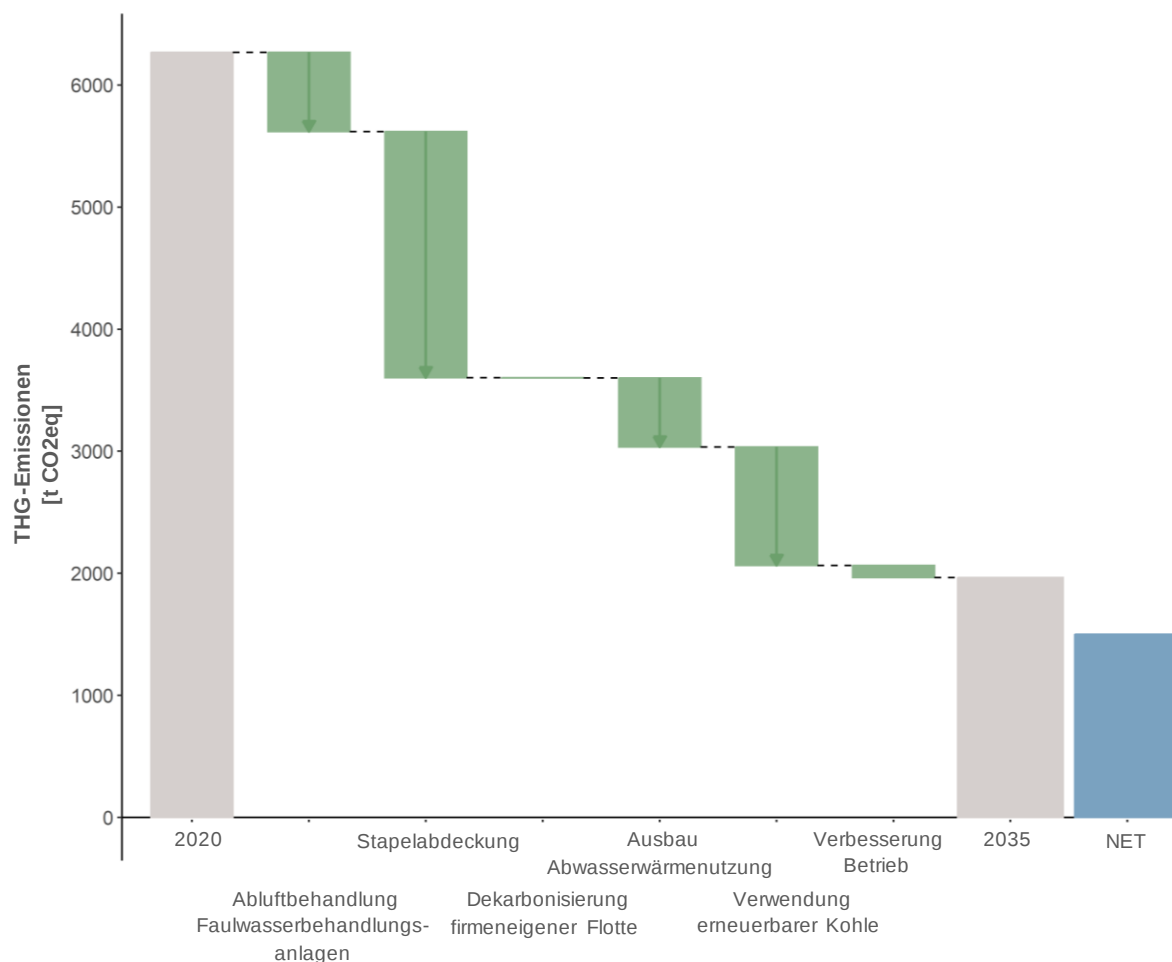


Abbildung 12 Qualitativer Absenkpfad bis 2035 und mit NET nach 2035 anhand der ausgewählten Massnahmen.

6. Fazit und Ausblick

Die ARA Thunersee hat bereits viel zur Reduktion ihrer Treibhausgasemissionen getan. Zahlreiche Massnahmen zur Emissionsminderung wurden bereits erfolgreich umgesetzt, bzw. befinden sich zurzeit in Umsetzung.

Dabei bewahrt die ARA Thunersee stets den Blick für das grosse Ganze: So hat der Bau der Biogasaufbereitungsanlage für die ARA Thunersee selber wenig Wirkung resp. Ist sogar leicht kontraproduktiv. Jedoch ist zu beachten, dass mit der Massnahme CO₂-Reduktionswirkungen anfallen, welche über die Systemgrenze der ARA Thunersee selber hinausgehen und somit klar sinnvoll war (Ersatz von Erdölheizungen aufgrund des neuen Anschlusses des Quartiers an die Fernwärme der KVA, Ersatz von fossilem Erdgas durch das neu aufbereitete Biomethan, Nutzung von NET durch die Speicherung des biogenen CO₂).

Aufgrund der bereits erreichten Fortschritte und vergangenen Investitionsentscheidungen sind weitere Massnahmen mit grossem Reduktionspotenzial nicht kurzfristig, sondern erst mittelfristig, also in einem Zeitraum von 5 bis 10 Jahren, umsetzbar.

Es ist essenziell, die vorliegende Dekarbonisierungsstrategie auch auf unternehmensstrategischer Ebene zu verankern und sie eng mit der Investitionsplanung zu verknüpfen. Nur so kann sichergestellt werden, dass Emissionsreduktionsmassnahmen zum richtigen Zeitpunkt priorisiert und umgesetzt werden. Mit der Erstellung dieser ersten, umfassenden THG-Bilanz, einschliesslich Scope 3 und der Priorisierung möglicher Massnahmen hat die ARA Thunersee bereits einen entscheidenden Schritt in Richtung Netto-0 gemacht.



Abbildung 13 Konzept zum Vorgehen der Dekarbonisierungsstrategie. Entwickelt von EBP.

Periodische Überprüfung der Umsetzungskosten und mögliche Fördermittel

Wir empfehlen, die Preise und Fördermittel für die einzelnen Massnahmen periodisch zu prüfen und im Massnahmenplan nachzuführen. Insbesondere bei NET und CO₂-Transport und Speicherung werden starke Entwicklungen in den Kosten erwartet.

Zeitplan für die Umsetzung der Massnahmen

Ein weiterer wichtiger Schritt ist die Erstellung einer Timeline für die Umsetzung von Emissionsreduktionsmassnahmen. Diese Zeitplanung hilft dabei, die Massnahmen strategisch sinnvoll zu priorisieren und deren Umsetzung zielgerichtet voranzutreiben. Und nicht zuletzt können so Mitnahmeeffekte effizient genutzt werden, so dass nur die Grenzkosten der Massnahmen einberechnet werden müssen.

Zielerreichung

Eine kontinuierliche Überprüfung und Anpassung der Massnahmen ist unerlässlich, um die Zielerreichung langfristig sicherzustellen.

Durch die fortgeführte Umsetzung von Emissionsreduktionsmassnahmen wird die ARA Thunersee ihre führende Rolle im Bereich Nachhaltigkeit weiter ausbauen und gleichzeitig einen wichtigen Beitrag zum globalen Klimaschutz leisten.

A1 Anhang 1 – Qualitative Bewertung der Massnahmen

Massnahmen für den Scope 1. Massnahmen mit * wurden bereits umgesetzt.

ID	Treibhausgas	Massnahme	Beschreibung			
1*	N ₂ O	Leistungssteigerung Stickstoffelimination >70%N	Die Lachgasreduktion erfolgt durch die Erhöhung der Stickstoffelimination.			
2*	N ₂ O	Betriebliche Optimierung bei denitrifizierenden Anlagen	Schnellere (Teil-)Umsetzung durch betriebliche Optimierung bei denitrifizierenden Anlagen: – Erhöhung interne Rezirkulation – intermittierende Belüftung			
3	N ₂ O	Abluftbehandlung bestehender Faulwasserbehandlungsanlagen	Die N ₂ O-Emissionen in der Faulwasserbehandlung werden durch Abluftbehandlung oder Stripping vermieden (z.B. mit RTO)			
4*	N ₂ O	Vermeidung von N ₂ O-Emissionen in der biologischen Reinigung durch Ausrüstung von ARAs mit Faulwasserbehandlungsanlagen (inkl. Abluftbehandlung z.B. mit RTO als Zusatz; oder Stripping)	Zur Entlastung der Biologie werden FAW-Behandlungen nachgerüstet (Stabilisierung Nitrifikation, Verbesserung Denitrifikation durch C:N Verhältnis). N ₂ O-Emissionen der Faulwasserbehandlung werden vermieden			
5	N ₂ O	Abluftbehandlung Biologiebecken	Abdeckung Biologiebecken & Abluftbehandlung			
6	CH ₄	Stapelabdeckung	Abdeckung offener Schlammstapelbehälter und Anschluss ans Gassystem der Kläranlage			
7*	CH ₄	Behebung von Leckagen durch Messpflicht mit Umsetzungsnachweis	Leckagen erkennen und abdichten			
8	CO ₂ bio	Sammlung und Verflüssigung biogenes CO ₂ im biologischen Reinigungsprozess	Biologiebecken werden abgedeckt und die Abluft aufgefangen. Das CO ₂ wird gesammelt und verflüssigt. Das CO ₂ fällt hier in einer geringen Konzentration an.			
9	CO ₂ bio	Sammlung und Verflüssigung des abgeschiedenen CO ₂ im Prozess der Klärgasaufbereitung	Das bei der Gasaufbereitung anfallende CO ₂ wird aufgefangen und verflüssigt. Die CO ₂ -Abscheidung ist bereits Teil des Prozesses.			
10	CO ₂ bio	Sammlung und Verflüssigung des CO ₂ aus dem Rauchgas der BHKW	Das bei der Klärgasverbrennung anfallende CO ₂ wird aufgefangen und verflüssigt. Bei der Verbrennung fällt das CO ₂ relativ konzentriert an			

11	CO ₂ bio	Speicherung des CO ₂ in Recycling-Betongranulat	Betongranulat wird mit CO ₂ geimpft und nimmt dieses in den Poren auf, wo dieses mineralisiert und dauerhaft als CaCO ₃ /MgCO ₃ gespeichert wird. (Zirkulit, Neustark, etc.)			
12	CO ₂ bio	Speicherung des CO ₂ als gelöstes Hydrogencarbonat im gereinigten Abwasser	Das abgeschiedene CO ₂ wird mit Kalkstein und gereinigtem Abwasser vermengt und reagiert zu gelöstem Ca ²⁺ und HCO ₃ ⁻ . Diese Lösung wird in den bestehenden Vorfluter der Kläranlage geleitet und gelangt über das Flusssystem in die Ozeane, wo dieses im geologischen Massstab (bis zu 100'000 Jahre) gespeichert wird. (Planeteers)			
13	CO ₂ foss	Substitution fossiler Wärmequellen auf ARA	Vollständiger Verzicht auf fossile Brennstoffe auf der ARA			
14	CO ₂ foss	Dekarbonisierung firmeneigene Flotte	Lohnt sich ab 5000km pro PKW			
15	CO ₂	Car-Sharing	Verwendung von Car-Sharing-Lösungen			

Massnahmen für den Scope 2. Massnahmen mit * wurden bereits umgesetzt.

ID	Treibhausgas	Massnahme	Beschreibung			
16	CO ₂	Reduktion Stromverbrauch	Reduktion des Stromverbrauchs durch gesteigerte Effizienz der Maschinen oder energetisch optimiertem Betrieb			
17	CO ₂	Batterie-Speicher für PV Strom	Die ARA Thunersee baut aktuell eine zweite PV-Anlage. Der überschüssige Strom soll aber ins Netz gespiesen werden. Mit einem Batterie-Speicher steigt der Anteil des Eigenverbrauchs.			
18	CO ₂	Ausbau Abwasserwärmenutzung (Wärmebereitstellung und Nutzung)	Gemäss Müller, E. A. et al. (2020): Dekarbonisierung des Wärme-/Kältesektors. Aqua & Gas N°9. Gibt es schweizweit grosse Wärmeproduktionssteigerung und dadurch Substitution von Erdöl und Erdgas möglich.			
19	CO ₂	Valorisierung Kohlenstoff	Erhöhung Gasanteil in der Klärgasverwertung oder -aufbereitung. Erhöhung Gasproduktion durch höhere			

			Abscheideleistung in der Vorklä- rung und somit Strom-, Wärme- oder Biogasproduktion (Konflikt mit Stickstoffelimination).			
--	--	--	---	--	--	--

Massnahmen für den Scope 3. Massnahmen mit * wurden bereits umgesetzt.

ID	Treib- haus- gas	Massnahme	Beschreibung			
20	CO ₂	Verwendung erneuerbarer Kohle	Bei der Umsetzung einer EMV mit PAK werden erneuerbare PAK-Produkte getestet und falls möglich verwendet			
21	CO ₂	Verbesserung Betrieb	Reduktion des Aktivkohle- und Ozonverbrauchs			
22	CO ₂	Erhöhung Anteil Reaktivat	Steinkohle mit 50% Reaktivat			
23	CO ₂	Betoneinsparung durch Effizienzsteigerung	Reduktion der zu verbauenden Kubaturen durch Effizienzsteigerung im Bau oder neuartige Produkte			
24	CO ₂	Betoneinsparung durch Steuerungsoptimierung	Leistungssteigerung der ARA durch optimierte Steuerung der biologischen Reinigung, wodurch bauliche Vergrösserung vermieden/reduziert wird.			
25	CO ₂	Einsparungen beim Stahl	Einsatz alternativer Baumaterialien für Gebäude und Rohrleitungen, für Stapelabdeckung relevant. In der Regel keine Wahlfreiheit			
26	CO ₂	Vermeidung tiefer Baugruben und Aushub	Durch die Anpassung des Wasserspiegels mit Hebwerken wird die Baugrubentiefe verringert			
27*	CO ₂	Lieferketten-Management	Beschaffung der Betriebsstoffe aus lokaler Produktion, Entsorgung des Klärschlammes			
28*	CO ₂	Reduktion Betriebskehricht	Reduktion der in der KVA verbrannten Menge an Betriebsabfällen			
29	CO ₂	ÖV-Bonus	Die Benutzung des ÖV für den Geschäfts- und Pendlerverkehr soll mit einem Beitrag ans Halbtax oder GA gefördert werden.			

A2 Emissionsfaktoren für Fernwärme

Quelle: https://intep.com/wp-content/uploads/2022/08/4459_12_EF-THGe-Gebaeudesektor_Bericht_V2.0.pdf

Tabelle 3: THG-Emissionen von Fernwärmeenergieträgern in Gramm CO₂-Äquivalent pro kWh gemäss KBOB-Bilanzierungsregeln

Fernwärmeenergieträger	Total Emissionen		Direkte Emissionen		Upstream Emissionen	
	Gemäss KBOB	Biog. Out-of-scope	Gemäss KBOB	Biog. Out-of-scope	Gemäss KBOB	Biog. Out-of-scope
Heizöl EL	403.95	1.17	279.54	0.00	124.41	1.17
Erdgas	303.24	0.56	212.99	0.00	90.25	0.56
Erdgas BHKW	106.64	0.44	73.73	0.00	32.91	0.44
Holz	24.63	438.37	3.06	391.43	21.58	46.93
Holz BHKW	22.03	230.75	1.61	205.91	20.42	24.83
Wärmepumpe	64.47	7.07	3.52	0.00	60.96	7.07
Atomkraftwerk AKW	3.31	0.36	0.00	0.00	3.31	0.36
Kehrichtverbrennung KVA	3.25	0.36	0.00	0.00	3.25	0.36

Tabelle 4: THG-Emissionen von Fernwärmeenergieträgern in Gramm CO₂-Äquivalent pro kWh gemäss GHG-Protocol

Fernwärmeenergieträger	Total Emissionen		Direkte Emissionen		Upstream Emissionen	
	Gemäss IPCC	Biog. Out-of-scope	Gemäss IPCC	Biog. Out-of-scope	Gemäss IPCC	Biog. Out-of-scope
Heizöl EL	403.95	1.17	279.54	0.00	124.41	1.17
Erdgas	303.24	0.56	212.99	0.00	90.25	0.56
Erdgas BHKW	106.64	0.44	73.73	0.00	32.91	0.44
Holz	24.63	438.37	3.06	391.43	21.58	46.93
Holz BHKW	22.03	230.75	1.61	205.91	20.42	24.83
Wärmepumpe	64.47	7.07	3.52	0.00	60.96	7.07
Atomkraftwerk AKW	3.31	0.36	0.00	0.00	3.31	0.36
Kehrichtverbrennung KVA	187.33	648.09	153.34	580.02	33.99	68.07