

Göbel Abluftreinigungsverfahren für die Deponiebelüftung

Dipl.-Ing. Axel Ramthun

Göbel Energie- und Umwelttechnik Anlagenbau GmbH

Fehmarnstraße 22, 24782 Büdelsdorf

Tel. 04331 20 100 27

ramthun@goebel-technik.de

1. EINLEITUNG

Mit dem Ablagerungsende unbehandelter Siedlungsabfälle 2005 sank auf deutschen Siedlungsabfalldeponien die Gasproduktion, meist auch die erfassbare Deponiegasmenge und häufig zusätzlich die Gasqualität. Dies ist zurückzuführen auf den üblichen Verlauf der Gasmengenentwicklung sowie auf altersbedingte Funktionsstörungen der Gasfassungssysteme.

Verglichen mit der Gassituation bis 2005 entsteht heute deutlich weniger Deponiegas im Einflussbereich eines Gasbrunnens. Zur Sicherung einer ausreichend hohen Entgasungswirksamkeit muss die Absaugmenge für den Gasbrunnen jedoch weiterhin hoch bleiben, aufgrund von Funktionsstörungen an einzelnen Entgasungselementen muss die brunnen-spezifische Fördermenge ggf. sogar erhöht werden. Dies führt oft zu einem verstärkten zusätzlichen Ansaugen von Umgebungsluft. Die Gasqualität ändert sich, neben dem Deponiegas ist nun auch Luft im abgesaugten Gas enthalten. Die zusätzlich abgesaugte Luft verdünnt das Deponiegas, die Methankonzentration im abgesaugten Gas sinkt.

Das verstärkte Besaugen der einzelnen Entgasungselemente wird durch eine immer größere Anzahl von Ingenieurbüros gezielt eingesetzt, um neben den anaeroben, Deponiegas bildenden Abbauprozessen in der Deponie parallel aeroben Abbau der organischen Abfallbestandteile zu ermöglichen. Ziel ist die beschleunigte gastechnische Stabilisierung des Abfallkörpers. In einem weiteren Schritt ist die gezielte Belüftung der Deponie bei gleichzeitigem Absaugen der Abluft möglich. Aus beiden Verfahren, dem gewollten Übersaugen und der aktiven Belüftung von Deponien, resultiert eine veränderte Gaszusammensetzung. Diese führt zu veränderten Anforderungen an die Gasverwertungs- und Gasbehandlungstechnik. Die Anforderungen an den Emissionsschutz auf der Deponie und an die Qualität der Deponiegasbehandlung bleiben unverändert hoch.

Vor diesem Hintergrund wurden in den vergangenen Jahren Wege gesucht, die Gasbehandlungstechnik an die neuen Anforderungen anzupassen. Es wurden Anlagen für die Gasbehandlung mit deutlich geringeren Methankonzentrationen im abgesaugten Gas entwickelt. Der vorliegende Text befasst sich mit der Weiterentwicklung der Gasverbrennungsanlagen, ausgehend von den seit über 30 Jahren eingesetzten Hochtemperaturfackeln. Es werden

Möglichkeiten und Grenzen der jeweiligen Entwicklungskonzepte aufgezeigt und die Kosten für Investition und Betrieb dieser Anlagen dargestellt.

2. ENTGASUNGSKONZEPTE

Die Gassituation auf deutschen Deponien ist geprägt durch eine sinkende Gasproduktion und häufig durch altersbedingte Funktionsstörungen am Gasfassungssystem. Für die Aufrechterhaltung der Entgasungseffizienz muss der Absaugvolumenstrom für die einzelnen Gasbrunnen eigentlich gleich bleiben, bei Ausfall benachbarter Gasbrunnen ggf. sogar weiter erhöht werden. Die dadurch verstärkt zusätzlich angesaugte Umgebungsluft führt zu einer sinkenden Gasqualität. In den vergangenen Jahren war es üblich, dem Absinken der Gasqualität mit einer geringeren Absaugmenge für die einzelnen Gasbrunnen und in Summe für das Gesamtsystem zu begegnen. Dadurch konnten die vorhandenen Anlagen zur Gasverwertung bzw. Gasbehandlung weiter eingesetzt werden, solange die untere Leistungsgrenze nicht unterschritten wurde. Die Absenkung der Fördermenge führte zu einer geringeren Entgasungswirksamkeit.

Seit einiger Zeit wird aktiv planerisch mit dieser Problematik umgegangen, es wurden neue Entgasungskonzepte entwickelt. In seltenen Fällen wird das Gasbrunnennetz soweit verdichtet, dass die umfassende Entgasung der Deponie bei weiterhin hoher Deponiegasqualität möglich ist. Oft werden die Standorte unter Nutzung der vorhandenen, ggf. angepassten Entgasungstechnik gezielt übersaugt, zum Teil parallel dazu belüftet.

Durch die neuen Entgasungskonzepte sinken die Deponiegasemissionen, gleichzeitig aber sinkt die Methankonzentration im abgesaugten Gas. Die Anlagenbauer haben für diese Anwendungen neue Gasbehandlungstechniken entwickelt, so dass inzwischen Deponieschwachgase in allen Entgasungskonzepten sicher thermisch behandelt werden können.

3. KONZEPTE FÜR DEPONIEGASVERBRENNUNGSANLAGEN

Die Verbrennung von Methan bzw. Deponiegas in Luft unterliegt den immer gleichen chemisch/physikalischen Grundlagen.

Die maximale Verbrennungstemperatur für ein Gasgemisch wird erreicht, wenn dem Brenngas nur so viel Verbrennungsluft zugeführt wird, wie für die stöchiometrische Verbrennung erforderlich ist. Für ein Brenngas mit 100 Vol.-% Methan und Umgebungsluft (20°C) beträgt die stöchiometrische Verbrennungstemperatur über 2.000°C. Mit abnehmender Methankonzentration sinkt die maximale Verbrennungstemperatur.

Die für die Deponiegasbehandlung vorgegebene Mindestverbrennungstemperatur beträgt 1.000°C. Dieser Wert wird theoretisch noch erreicht bei der Verbrennung von Deponiegas mit 8 Vol.-% Methan in 20°C warmer Luft. Abbildung 1 zeigt die Verbrennungstemperatur für Deponiegas bzw. Methan in Luft.

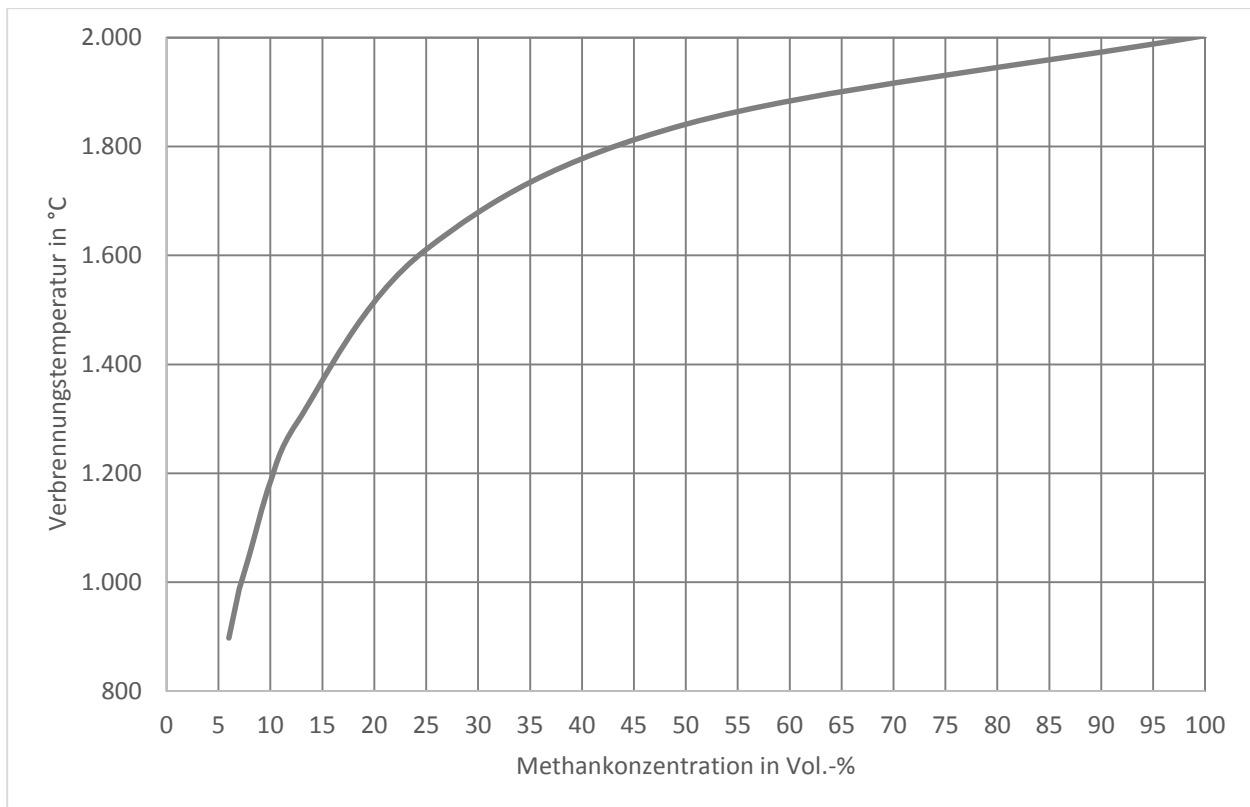


Abbildung 1: Stöchiometrische Verbrennungstemperatur (verlustfrei) von Methan/ Deponiegas in Luft (20°C)

Die theoretische Grenzkonzentration von Methan für die TA-Luft-konforme Verbrennung von Deponiegas liegt bei ca. 8 Vol.-%. Die tatsächlich notwendige Methankonzentration liegt bei etwa 12 Vol.-%, da für ein reales Verbrennungssystem die thermischen Verluste berücksichtigt werden müssen.

Außerdem darf der Verbrennungsprozess zur Sicherung einer ausreichenden Qualität der Gasbehandlung nicht unterstöchiometrisch stattfinden. Die Regelung der Verbrennungstemperatur kann (ohne z.B. eine zusätzliche kontinuierliche Sauerstoffmessung im Abgas) nur bei überstöchiometrischer Verbrennung stattfinden. Deponiegasverbrennungsanlagen werden deshalb immer mindestens leicht überstöchiometrisch betrieben.

In der Praxis werden Deponiegasverbrennungsanlagen auf eine Temperatur etwas oberhalb der Mindesttemperatur von 1.000°C geregelt. Ein praktikabler Wert hierfür ist eine Brennkammertemperatur von 1.020°C. Für alle Gaszusammensetzungen mit höherer maximaler Verbrennungstemperatur wird die Brennkammer mit zusätzlich zugeführter Luft gekühlt, bis die Solltemperatur von 1.020°C erreicht wird. Die Anlage wird dann mit einem Sauerstoffüberschuss im Abgas betrieben. Als Regelparameter dient die Brennkammertemperatur, geregelt wird die Verbrennungsluftmenge. Die Abbildung 2 zeigt den Sauerstoffüberschuss im Abgas für verschiedene Gaszusammensetzungen und eine Brennkammersolltemperatur von 1.020°C.

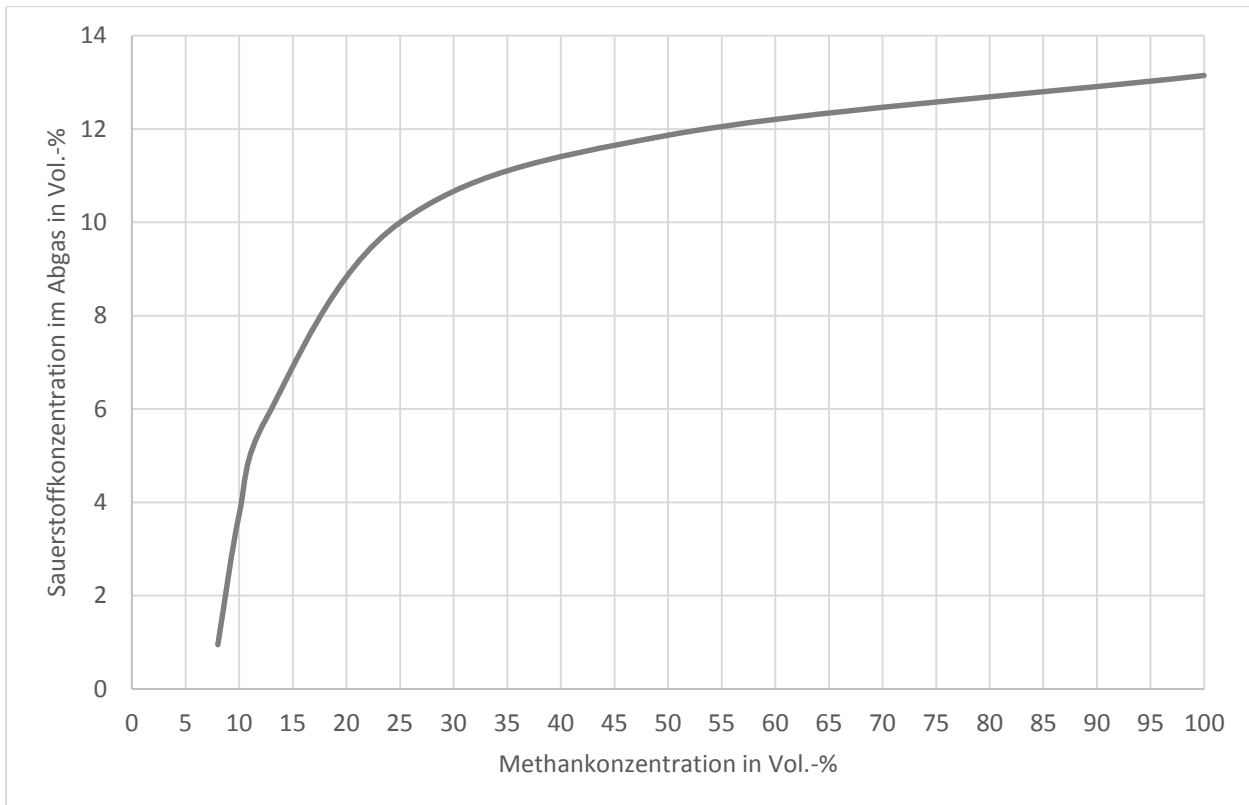


Abbildung 2: Sauerstoffüberschuss im Abgas bei der Verbrennung von Deponiegas in Luft (20°C), Brennkammertemperatur 1.020°C (verlustfrei)

Demnach gibt es bei 12 Vol.-% Methan im Brenngas einen theoretischen Sauerstoffüberschuss im Abgas von 5 Vol.-%. Aufgrund der beschriebenen thermischen Verluste wird der reale Wert etwas geringer sein.

Abbildung 3 zeigt den Verbrennungsluftbedarf für die Verbrennung von 1 m³ Brenngas bei verschiedenen Gaszusammensetzungen. Die Verbrennungstemperatur beträgt jeweils 1.020°C. Eine höhere Methankonzentration im Deponiegas führt zu einem höheren Verbrennungsluftbedarf.

Für ein Brenngas mit 100 Vol.-% Methan sind über 20 m³/h Verbrennungsluft erforderlich, um die Brennkammertemperatur auf 1.020°C auszuregeln. 1 m³ Deponiegas mit nur 8 Vol.-% Methan erfordert theoretisch nur 0,85 m³ Verbrennungsluft.

Das Mengenverhältnis von Brenngas und Verbrennungsluft verändert sich zugunsten des Brenngases. Gleichzeitig wird der Luftüberschuss im Abgas kleiner. Dabei gilt: je höher der Sauerstoffüberschuss im Abgas und der Verbrennungsluftbedarf je m³ Brenngas, desto besser lässt sich die Verbrennungsanlage regeln. Unterstöchiometrische Brenngas/Luftverhältnisse sind zwingend zu vermeiden. D.h. Brenngas und Verbrennungsluft müssen exakt aufeinander abgestimmt werden.

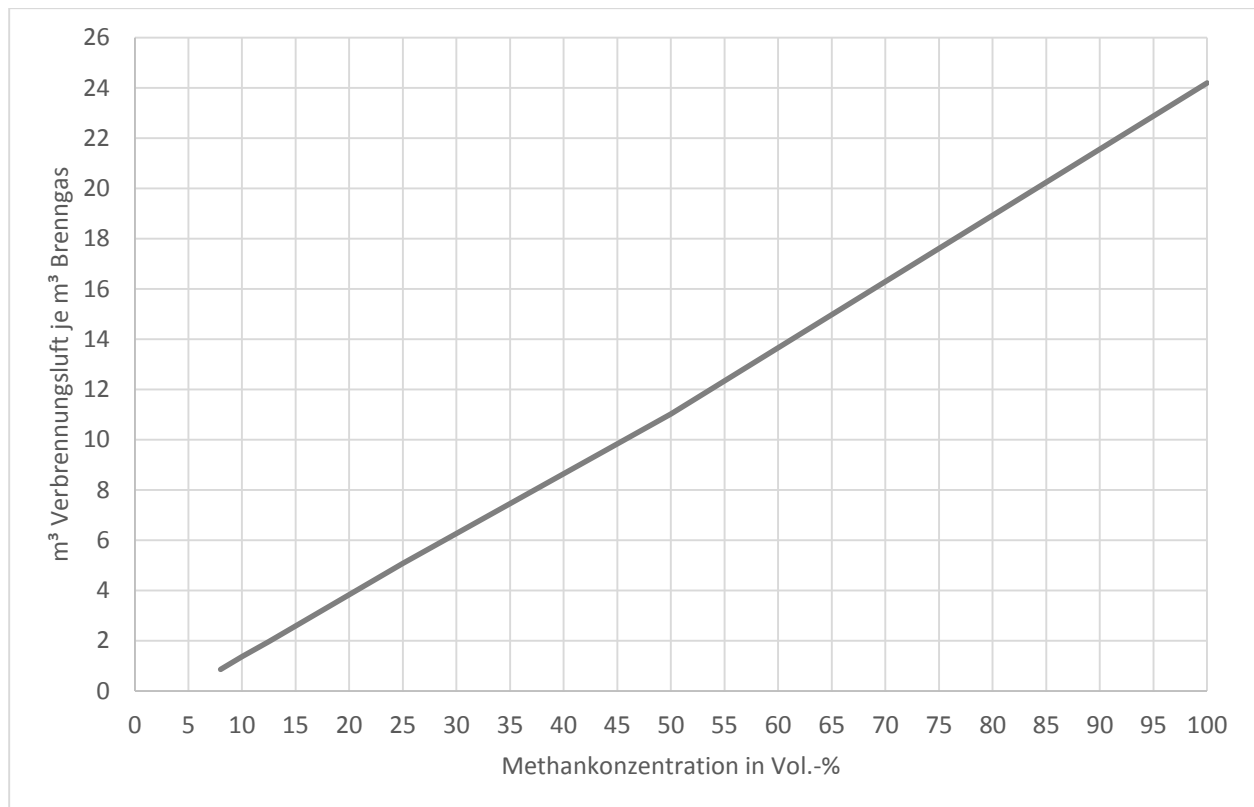


Abbildung 3: Verbrennungsluftbedarf je m³ Brenngas, Verbrennungslufttemperatur 20°C (verlustfrei)

In der praktischen Umsetzung, d.h. unter Berücksichtigung thermischer Verluste und Mess- und Regelungsungenauigkeiten, kann der autotherme Betrieb von Verbrennungsanlagen für Deponiegas bis ca. 12 Vol.-% Methan sichergestellt werden.

Für Methankonzentrationen < 12 Vol.-% müssen andere Anlagenkonzepte gefunden werden.

Hier bieten sich 3 Möglichkeiten an:

- Erhöhung der Verbrennungslufttemperatur
- Erhöhung der Brenngastemperatur und der Verbrennungslufttemperatur
- Erhöhung der Temperatur des Brenngas/Luftgemisches

Mit diesen Maßnahmen kann der Sauerstoffüberschuss im Abgas bei Verbrennung des Deponiegases bei gleicher Solltemperatur angehoben werden. Die Temperaturanhebung für die Verbrennungsluft bzw. das Brenngas kommt einer Anhebung der Methankonzentration im abgesaugten Deponiegas gleich.

In der Abbildung 4 sind die Auswirkungen der Verbrennungstemperaturanhebung für Deponiegas mit 7 Vol.-% Methan und für Deponiegas mit 6 Vol.-% Methan dargestellt. Der Sauerstoffüberschuss im Abgas steigt mit Erhöhung der Verbrennungslufttemperatur signifikant.

Die stöchiometrische Verbrennungstemperatur (verlustfrei) für Deponiegas mit 7 Vol.-% Methan beträgt bei einer Verbrennungslufttemperatur von 20°C deutlich < 1.000°C. Das Abgas wäre dabei sauerstofffrei. Die Anhebung der Verbrennungslufttemperatur auf 500°C führt bereits zu einem Sauerstoffüberschuss von über 3 Vol.-%. Wird die Verbrennungsluft auf 850°C vorgewärmt, dann erhöht sich der Sauerstoffüberschuss auf fast 10 Vol.-%. Je höher die Sauerstoffkonzentration im Abgas, desto besser ist die Verbrennungstemperatur regelbar.

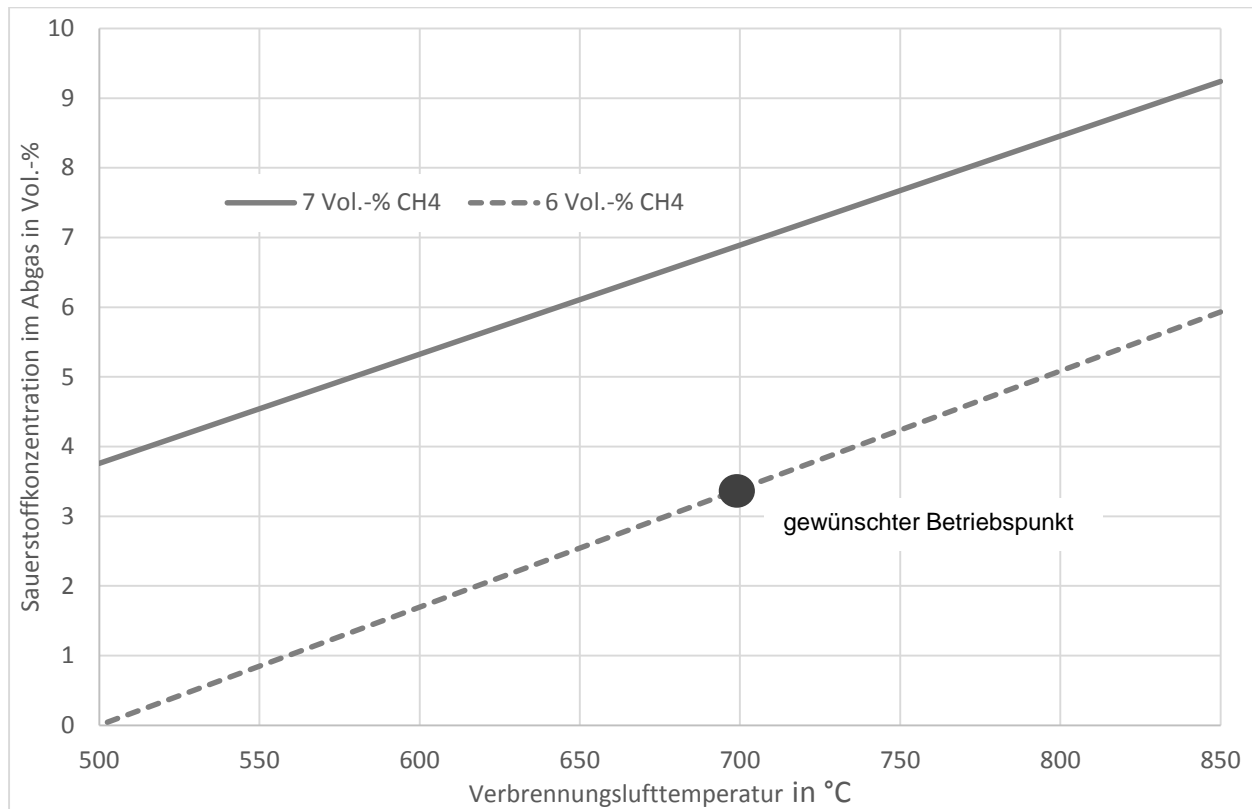


Abbildung 4: Sauerstoffüberschuss im Abgas bei der Verbrennung von Deponiegas in vorerwärmter Luft, Brennkammertemperatur 1.010°C (verlustfrei)

Theoretisch könnte man mit einer auf 1.000°C aufgewärmten Luft noch ein Deponiegas mit 4,5 Vol.-% bei über 1.000°C mit einem geringen Sauerstoffüberschuss verbrennen. Dies würde allerdings die Größe des Wärmetauschers extrem anwachsen lassen.

Beschränkt man die Vorwärmung der Verbrennungsluft, dann sind 6 Vol.-% Methan im sauerstofffreien Brenngas ein mit angemessenen Mitteln erreichbarer Grenzwert. In diesem Fall beträgt die Verbrennungsluftmenge in etwa der Gasmenge, um einen Sauerstoffüberschuss zwischen 4 und 5 Vol.-% im trockenen Abgas zu erzielen. Damit eine Abgastemperatur oberhalb von 1.000°C erzielt wird, muss die Verbrennungsluft auf ca. 700°C regenerativ aufgeheizt werden.

Um noch geringere Methangehalte zu verbrennen, ist es effektiver, das Gas ebenfalls regenerativ aufzuheizen, denn trotz der hoch aufgewärmten Luft geht ein Großteil der Abgasenergie verloren. Das liegt daran, dass bei der Verbrennung schwacher Gase der Luftmassenstrom deutlich kleiner gegenüber dem Abgasmassenstrom wird und dadurch die übertragbare Energiemenge begrenzt ist.

Die Abbildung 5 zeigt die erforderlichen Brenngastemperaturen vor Eintritt in die Brennkammer/Oxidationszone. Die Verbrennungsluft wurde dabei auf 750°C vorgewärmt. Ein Brenngas mit 3 Vol.-% Methan muss ebenfalls auf 750°C vorerwärmt werden, um eine Verbrennungstemperatur von 1.020°C zu erreichen.

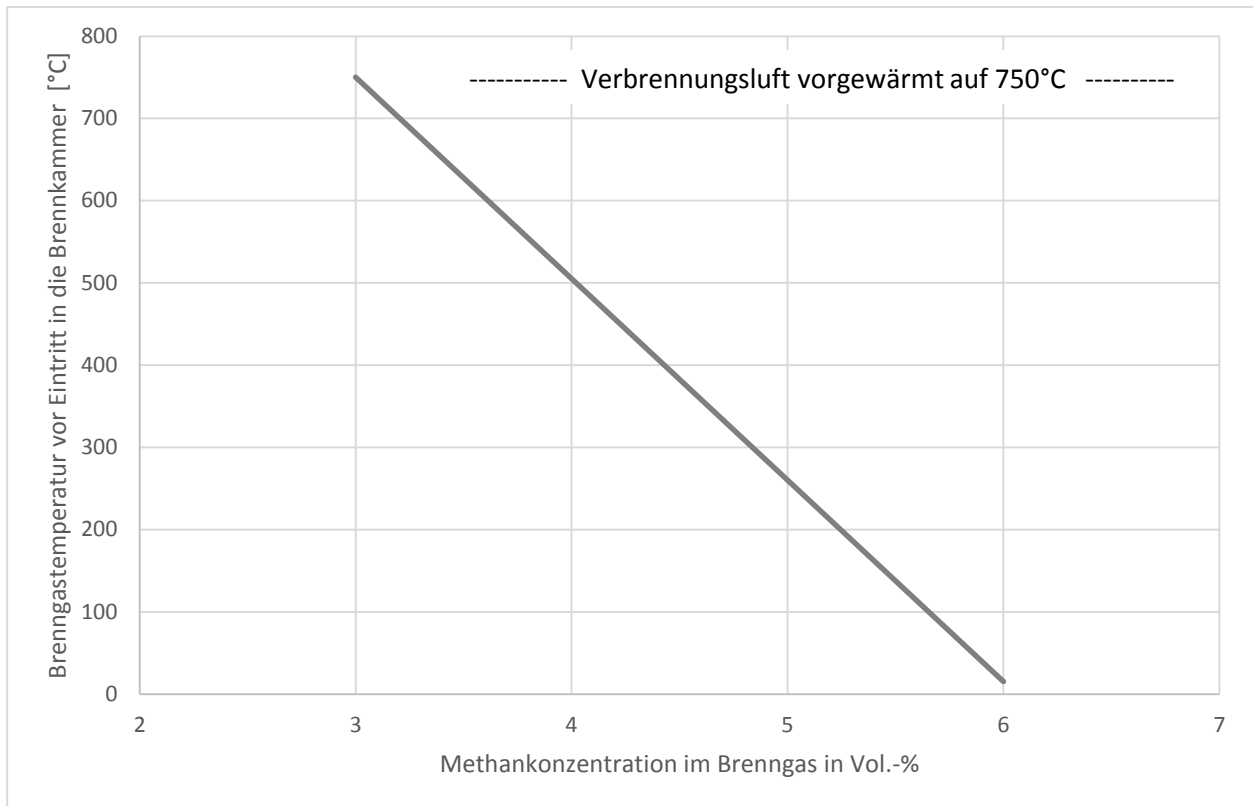


Abbildung 5: Erforderliche Vorwärmung des Brenngases in Abhängigkeit von der Methankonzentration

Bei der konstruktiven Gestaltung einer Anlage zur zusätzlichen Brenngasvorwärmung ist unter Berücksichtigung des sicherheitstechnischen Konzepts und der Kosten für Investition und Betrieb abzuwägen, ob die Erwärmung von Brenngas und Luft in zwei getrennten Wärmetauschern stattfinden kann, oder ob ein gemeinsamer Wärmetauscher eingesetzt wird. Wird ein gemeinsamer Wärmetauscher verwendet, dann mündet die Weiterentwicklung der Fackeltechnik für die Verbrennung von Deponiegasen im Konzept einer Anlage für die regenerative thermische Oxidation (RTO).

4. DEPONIEGASBEHANDLUNGSANLAGEN

4.1 Einleitung

Für die Konzeption und Konstruktion von Deponiegasverbrennungsanlagen müssen die in Punkt **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** des vorliegenden Textes dargestellten Zusammenhänge berücksichtigt werden. Zusammengefasst sind dies:

- Sicherstellung eines für die Regelung ausreichenden Sauerstoffüberschusses im Abgas
- Minimierung ungewollter Wärmeverluste
- Ausregelung des passenden Brennstoff/Luftgemisches
- Falls erforderlich Anhebung der Verbrennungslufttemperatur vor der Verbrennung
- Falls erforderlich Anhebung der Brenngastemperatur vor der Verbrennung
- Einsatz der Abgaswärme für die Vorwärmung

Je nach geplanter Gaszusammensetzung im Deponiegas bzw. in der Abluft sind die einzelnen Punkte differenziert zu berücksichtigen. Grundsätzlich gilt, je geringer die Methankonzentration im abgesaugten Deponiegas, desto höher die Anforderungen an die Gasbehandlungsanlage.

Bis zu einer Methankonzentration von 6 Vol.-% können Deponiegasverbrennungsanlagen konzeptionell und konstruktiv sehr ähnlich der einfachen und erprobten Deponiegashochtemperaturfackel gebaut werden. Die verwendeten konstruktiven Lösungen und Materialien haben sich im Langzeitbetrieb bewährt.

Für den Betrieb einer an die neue Gassituation angepassten neuen Verbrennungsanlage kann häufig die vorhandene Gasverdichterstation weiter verwendet werden. Die neue Verbrennungsanlage ist einfach in die vorhandenen Rohrleitungssysteme und Anlagensteuerungen zu integrieren. Nachfolgend sind, geordnet entsprechend der erforderlichen Mindestmethankonzentration, die Konzepte für die Göbel-Gasbehandlungsanlagen kurz dargestellt.

4.2 Klassische Deponiegasverbrennungsanlage HTV (≥ 25 Vol.-% Methan)

Die klassische Hochtemperaturfackel wird seit über 30 Jahren in fast unveränderter Weise eingesetzt. Die für die Verbrennung wichtigsten Anlagenkomponenten sind:

- Isolierte Brennkammer, dimensioniert entsprechend der thermischen Anforderungen
- Deponiegasbrenner zur optimalen Vermischung von Brenngas und Verbrennungsluft
- Werkstoffe für Brenner und Isolierung: V4A, keramische Isolierung, beständig bis 1.400°C
- Verbrennungsluftjalousie
- Betriebsüberwachung mittels UV-Sonde

Zusätzlich erforderlich sind die Einrichtungen zur Gewährleistung der Anlagensicherheit sowie für den Anlagenstart.

Die Isolierung ist so bemessen, dass die Verbrennungstemperatur von mindestens 1.000°C sicher erreicht und über die Mindestverweilzeit auch eingehalten werden kann. Die Anlage ist temperaturgeregelt, die Verbrennungsluftmenge wird über eine Luftjalousie eingestellt. Dieses Regelkonzept funktioniert sicher bis ca. 25 Vol.-% Methan im Brenngas. Bis zu diesem Betriebspunkt werden je m³ Brenngas mindestens 5 m³ Verbrennungsluft benötigt.

Sinkt die Methankonzentration unter 25 Vol.-%, ist die Regelgenauigkeit der Jalousieklappen nicht mehr ausreichend, so dass durch eine ungenaue Einstellung der Verbrennungsluftmenge entweder zu wenig oder zu viel Luft in die Brennkammer gelangt. Dies führt dann wechselnd zu unterstöchiometrischen Betriebszuständen und zu einem Luftüberschuss, so dass die Brennkammersolltemperatur unterschritten wird. Ein sicherer Anlagenbetrieb ist nicht mehr möglich. Abbildung 6 zeigt die klassische Hochtemperaturfackel schematisch und beispielhaft im Bild.

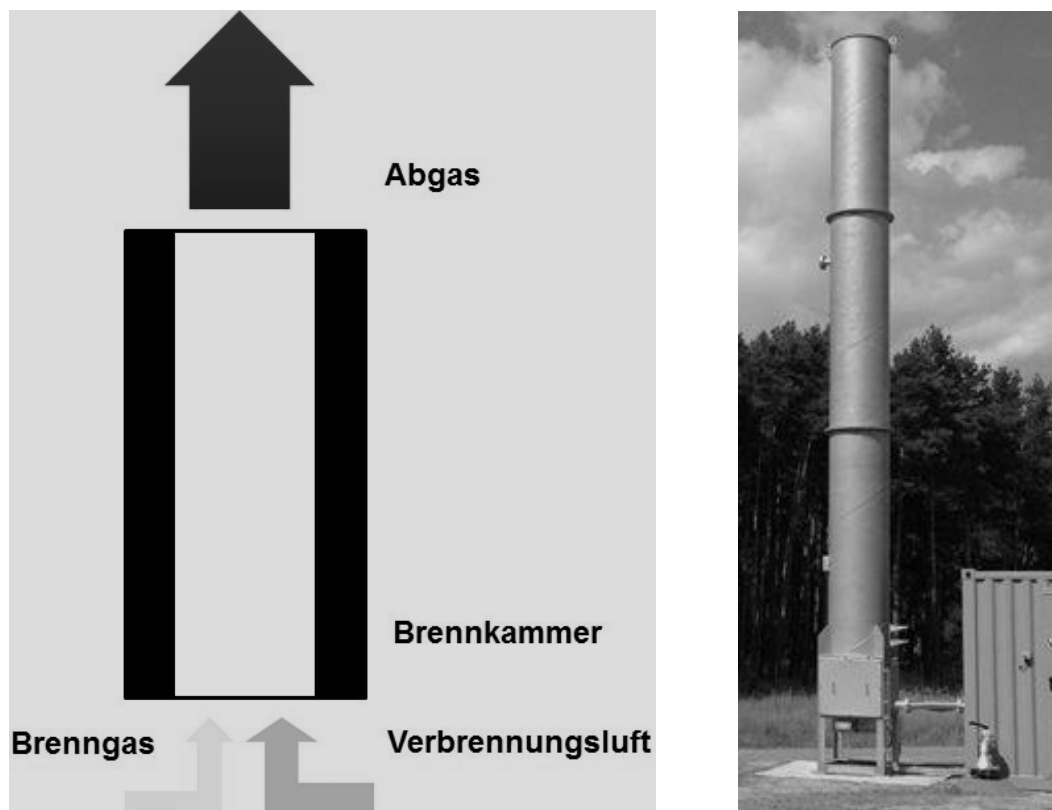


Abbildung 6: Klassische Hochtemperaturfackel für die Verbrennung von Deponiegas

4.3 Modifizierte Deponiegasverbrennungsanlage HTC (≥ 12 Vol.-% Methan)

Die modifizierte Hochtemperaturverbrennungsanlage übernimmt konzeptionell und konstruktiv die wichtigsten Komponenten der Standard-Hochtemperaturfackel. Die Hauptkomponenten Brennkammer und Brenner sowie die verwendeten Materialien sind gleich. Modifiziert wurden:

- Verbrennungsluftzufuhr über ein separates, stufenlos regelbares Verbrennungsluftgebläse
- Kombinierte Betriebsüberwachung mittels UV-Sonde und Thermoelement

Durch die geänderte Verbrennungsluftregelung kann auch für ein Brenngas mit weniger als 25 Vol.-% Methan die erforderliche Verbrennungsluftmenge gut ausgeregelt werden. Entsprechend der in Punkt **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** des vorliegenden Textes genannten Zusammenhänge funktioniert die Art der Regelung sicher autotherm bis 12 Vol.-% Methan, ohne dass die Anlage ggf. in einen unterstöchiometrischen Bereich gelangt.

Abbildung 7 zeigt die modifizierte Hochtemperaturverbrennungsanlage schematisch und die veränderte Verbrennungsluftzufuhr beispielhaft im Bild.

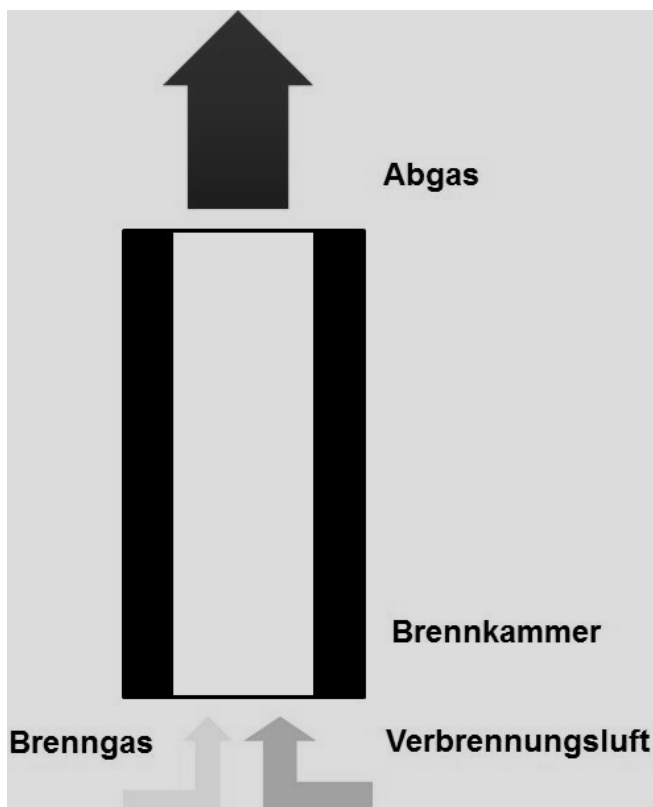


Abbildung 7: Hochtemperaturverbrennungsanlage HTC

4.4 Deponiegasverbrennungsanlage HTX mit der Vorwärmung von Verbrennungsluft (≥ 6 Vol.-% Methan)

Die Schwachgasverbrennungsanlage entspricht konzeptionell weitestgehend der optimierten Hochtemperaturverbrennungsanlage HTC mit den Anlagenkomponenten:

- Isolierte Brennkammer, dimensioniert entsprechend der thermischen Anforderungen
- Deponiegasbrenner zur optimalen Vermischung von Brenngas und Verbrennungsluft
- Werkstoffe für Brenner und Isolierung: V4A, keramische Isolierung, beständig bis 1.400°C
- Verbrennungsluftzufuhr über ein separates, stufenlos regelbares Verbrennungsluftgebläse
- Kombinierte Betriebsüberwachung mittels UV-Sonde und Thermoelement

Ergänzt wird die HTC durch einen

- Abgas/Verbrennungsluftwärmetauscher.

Die Schwachgasverbrennungsanlage HTX ähnelt noch immer stark der klassischen Hochtemperaturfackel. Der zusätzlich erforderliche Wärmetauscher wird auf die Brennkammer aufgesetzt. Die Verbrennungsluft wird über den Wärmetauscher geleitet und dort durch das Abgas bis auf 800°C erwärmt. Durch die genaue Regelung und die Vorwärmung der Verbrennungsluftmenge kann die Schwachgasverbrennungsanlage HTX sicher autotherm bis 6 Vol.-% Methan betrieben werden, ohne dass die Anlage unterstöchiometrisch verbrennt.

Das Gasbehandlungsverfahren HTX ist ein kontinuierliches Verfahren. Die Anforderungen der TA Luft werden sicher eingehalten, die Brennkammertemperatur beträgt $> 1.000^\circ\text{C}$, die Verweilzeit der heißen Abgase ist in allen Lastzuständen der Anlage $> 0,3$ Sekunden. Die manchmal als Gleichwertigkeitsnachweis zur TA Luft herangezogenen Emissionsgrenzwerte für die verbrennungsrelevanten Abgasparameter werden deutlich unterschritten.

Abbildung 8 zeigt die Schwachgasverbrennungsanlage HTX schematisch und beispielhaft im Bild.

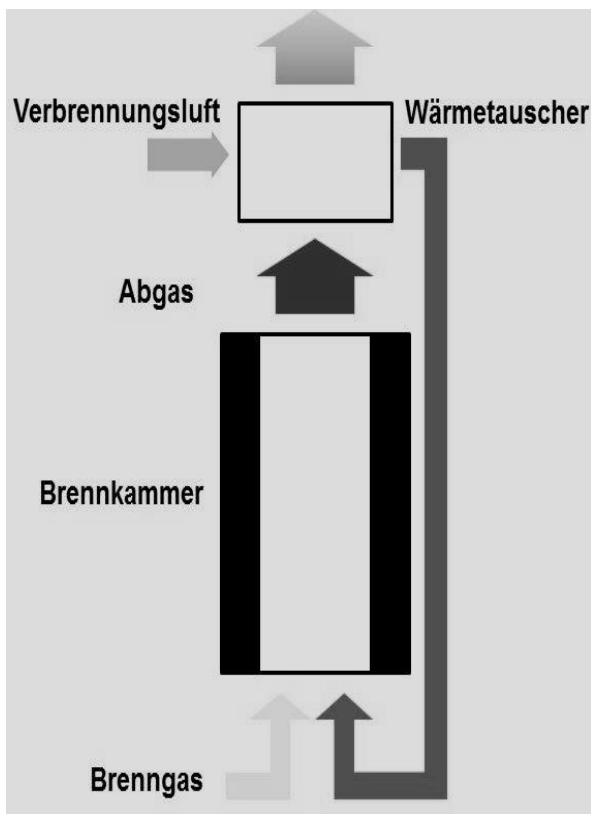


Abbildung 8: Schwachgasverbrennungsanlagen HTX

4.5 Deponiegasverbrennungsanlage HTX-X mit der Vorwärmung von Verbrennungsluft und Brenngas (≥ 4 Vol.-% Methan)

Die Schwachgasverbrennungsanlage HTX-X entspricht konzeptionell der Schwachgasverbrennungsanlage HTX mit den Anlagenkomponenten:

- Isolierte Brennkammer, dimensioniert entsprechend der thermischen Anforderungen
- Deponiegasbrenner zur optimalen Vermischung von Brenngas und Verbrennungsluft
- Werkstoffe für Brenner und Isolierung: V4A, keramische Isolierung, beständig bis 1.400°C
- Verbrennungsluftzufuhr über ein separates, stufenlos regelbares Verbrennungsluftgebläse
- Kombinierte Betriebsüberwachung mittels UV-Sonde und Thermoelement
- Abgas/Verbrennungsluftwärmetauscher

Ergänzt wird die HTX-X durch:

- Abgas/Brenngaswärmetauscher

Der zusätzlich erforderliche Wärmetauscher wird auf den Wärmetauscher der HTX aufgesetzt. Das Brenngas wird analog zur Verfahrensweise für die Verbrennungsluft anteilig über den Wärmetauscher geleitet und dort durch das Abgas bis auf 500°C erwärmt. Durch die genaue Regelung und die Vorwärmung von Brenngas und Verbrennungsluft kann die Schwachgasverbrennungsanlage HTX-X sicher autotherm bis 4 Vol.-% Methan betrieben werden, ohne dass die Anlage unterstöchiometrisch verbrennt.

Das Gasbehandlungsverfahren HTX-X ist ein kontinuierliches Verfahren. Die Anforderungen der TA Luft werden sicher eingehalten, die Brennkammertemperatur beträgt $> 1.000^{\circ}\text{C}$, die Verweilzeit der heißen Abgase ist in allen Lastzuständen der Anlage $> 0,3$ Sekunden.

4.6 Anlagen zur Regenerativen Thermischen Oxidation (RTO) (≥ 1 Vol.-% Methan)

In Kapitel 3 des vorliegenden Textes ist dargestellt, dass bei Methankonzentrationen unterhalb von 6 Vol.-% im abgesaugten Deponiegas Brenngas und Verbrennungsluft erwärmt werden müssen. Die Erwärmung kann in getrennten Wärmetauschern stattfinden, oder es kann ein gemeinsamer Wärmetauscher eingesetzt werden. Wird ein gemeinsamer Wärmetauscher verwendet, mündet die Weiterentwicklung der Fackeltechnik für die Verbrennung von Deponiegasen im Konzept einer Anlage für die regenerative thermische Oxidation (RTO).

Für die Verbrennung von Deponiegas mit Methankonzentrationen kleiner 4 Vol.-% wird das Deponiegas immer gemeinsam mit der Verbrennungsluft erwärmt.

Hierzu wird das Brenngas/Luftgemisch in eine isolierte, über ca. 1.000°C heiße Keramikschüttung geleitet. Das Gasgemisch wird auf diese Temperatur erwärmt. Durch das hohe Temperaturniveau und die lange Verweilzeit reagieren die oxidierbaren Bestandteile des Brenngas/Luftgemischs mit dem Luftsauerstoff und erzeugen eine leichte Temperaturanhebung.

Dieser Vorgang ist ebenso als Verbrennung zu bezeichnen, nur ist dies eine flammenlose Verbrennung. Die theoretischen Grundlagen dazu lieferte Anfang des letzten Jahrhunderts der schwedische Chemiker Arrhenius in seinen Arbeiten über die Reaktionskinetik, deren Temperaturabhängigkeit in der bekannten Arrhenius-Gleichung zum Ausdruck kommt. Entscheidend für das Verfahren ist, dass bei der Reaktion von Gas und Luft eine Abgastemperatur oberhalb von 1.000°C entsteht.

Vorteil dieses Verfahrens ist der niedrige erforderliche Energiegehalt im Brenngas. Deshalb werden RTO-Anlagen vorwiegend in der Abluftbehandlung eingesetzt. Auf Deponien haben sie sich im Rahmen von Schutzentgasungsprojekten sowie bei Deponiestabilisierungsprojekten auf Standorten mit nur noch sehr geringem Restgaspotential bewährt.

RTO-Anlagen haben einen gegenüber den Schwachgasfackeln vergleichbaren thermischen Regelbereich, gleichzeitig sind sie bzgl. der Anforderungen an die Gaszusammensetzung sehr flexibel, sie können Deponiegas in sehr unterschiedlicher Zusammensetzung verarbeiten.

Nachteilig wirkt sich aus, dass die maximale Methankonzentration für den Dauerbetrieb vor Eintritt in die Verbrennungsanlage deutlich unter 1 Vol.-% liegt. Deponiegas mit höherer Methankonzentration muss deshalb mit energetischem Zusatzaufwand verdünnt werden.

Die für die Deponiegasbehandlung eingesetzten RTO-Anlagen arbeiten diskontinuierlich. Ein Teil des zu behandelnden Gases wird unbehandelt an dem Reaktor vorbei geführt. Der daraus resultierende Methanschluß erfordert einen zusätzlichen Aufwand beim Bau und Betrieb der Anlagen, um Emissionsgrenzwerte für thermische Deponiegasbehandlungsanlagen einzuhalten.

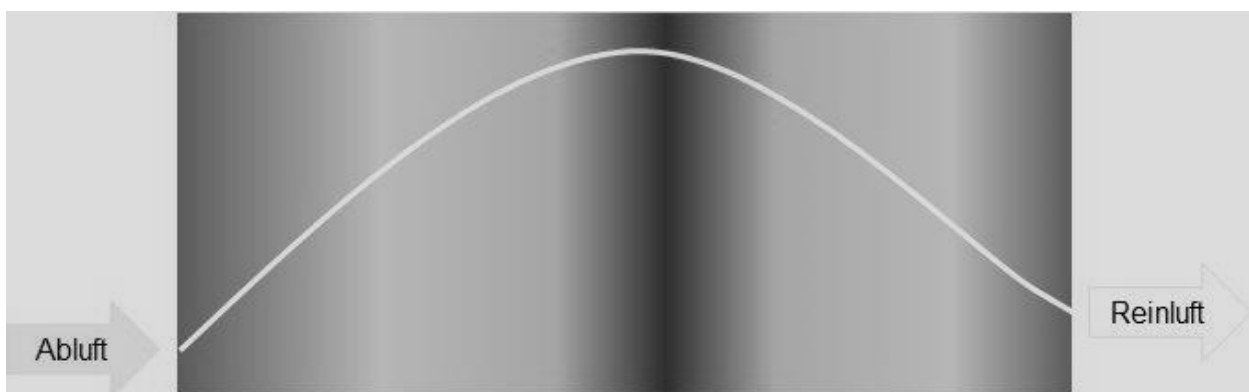


Abbildung 9: Temperaturverlauf in einer RTO-Anlage

RTO-Anlagen stellen neue Anforderungen an die Gasfördertechnik, sie werden i.d.R. mit einer neuen Gasverdichterstation errichtet. Die Nachnutzung der vorhandenen Anlagentechnik ist meist nicht möglich bzw. wirtschaftlich nicht sinnvoll.

Die Abbildung 10 zeigt beispielhaft eine Göbel GVS 2000 mit einer Wessel RTO 0.4 MW.



Abbildung 10: Gasverdichterstation mit RTO für ein Deponiebelüftungsprojekt

4.7 Kosten für Investition und Betrieb

Die Investitionskosten für Deponiegasbehandlungsanlagen sind abhängig von der Anlagengröße, außerdem von den projektspezifischen Anforderungen. Verallgemeinerungen über die absoluten Kosten sind nicht möglich. Ein Kostenvergleich der einzelnen Anlagenkonzepte zeigt aber, dass:

- die Kosten für eine modifizierte Hochtemperaturverbrennungsanlage (HTC) gleich sind im Vergleich zu den Kosten für eine klassische Hochtemperaturfackel. Es entstehen keine Mehrkosten, es gibt jedoch einen Mehrwert.
- die Kosten für eine Schwachgasfackel (HTX) ca. doppelt so hoch sind im Vergleich zu einer klassischen Hochtemperaturfackel.

Die Abschätzung gilt für separat zu installierende Verbrennungsanlagen. Für diese Anlagen ist die Betrachtung zulässig, da sie unter Verwendung bauseitig vorhandener Gasfördertechnik eingesetzt werden können. D.h., für die Implementierung dieser Schwachgasbehandlungsanlagen muss nicht zwingend neue Gasfördertechnik installiert werden. Die Projekte können deutlich kostengünstiger umgesetzt werden gegenüber Projekten, bei denen der vollständige Austausch der Anlagentechnik notwendig ist.

Für alle anderen derzeit am Markt erhältlichen Schwachgasbehandlungsanlagen gilt dies nicht. Deshalb muss bei einem Kostenvergleich hier immer die komplette Gasförder- und Gasbehandlungsanlage berücksichtigt werden. Dann gilt:

- die Kosten für eine modifizierte Hochtemperaturverbrennungsanlage (HTC) mit Gasverdichterstation sind gleich zu den Kosten für eine klassische Hochtemperaturfackelanlage.

Die anderen Anlagentypen sind z.T. deutlich teurer.

- Eine Gasverdichterstation mit HTX kostet bis zu 30% mehr gegenüber einer Anlage mit HTC.
- RTO-Anlagen können in den Investitionskosten doppelt so hoch sein gegenüber einer HTC-Anlage.

Auch bei den Betriebskosten gibt es signifikante Unterschiede. Die wichtigsten Kostenpunkte hier sind die Stromkosten für den Anlagenbetrieb sowie die Wartungs- und Instandhaltungskosten.

Die Stromkosten sind abhängig von der Höhe des Volumenstroms durch die Gasbehandlungsanlage sowie dem Druckverlust über die Behandlungstechnik. Bezogen auf einen Methanvolumenstrom von z.B. 50 m³/h, d.h. einer 500 kW_{th} Anlage, müssen die folgenden Gasmengen bewegt werden:

- | | |
|---------------------------------|----------------------------|
| • Standard-Hochtemperaturfackel | max. 200 m ³ /h |
| • HTC | 410 m ³ /h |
| • HTX | 830 m ³ /h |
| • RTO | 8.000 m ³ /h |

Standard-Fackeln und HTC weisen einen geringen Strombedarf auf, RTO-Anlagen einen signifikant höheren. HTX Anlagen verorten sich dazwischen. Der Wartungs- und Instandhaltungsaufwand ist bei allen Anlagentechniken ähnlich, jedoch werden die Kosten hier von der Größe der einzelnen Aggregate beeinflusst.

5. THERMISCHE ABGASVERWERTUNG

Alle im Kapitel 4 vorgestellten Gasbehandlungsanlagen weisen ein thermisch noch nutzbares Abgastemperaturniveau auf. Hierbei gilt:

- Je höher die Methankonzentration im Brenngas vor der Verbrennungsanlage, desto höher ist auch die Abgastemperatur.
- Je höher die Abgastemperatur, desto mehr technische Möglichkeiten zur Wärmenutzung lassen sich wirtschaftlich darstellen.
- Das nutzbare Energiepotential im Abgas wird zusätzlich bestimmt durch die Temperaturdifferenz zwischen Eintritt und Austritt aus der Wärmenutzungsanlage. Je höher die Temperaturdifferenz, desto höher ist der nutzbare Energieanteil.

Das Abgas der Schwachgasverbrennungsanlagen HTC und HTX weist ein Temperaturniveau von 500 bis 1.000°C auf. Das Abgas kann sehr gut für die Erzeugung von elektrischem Strom, Dampf oder Warmwasser eingesetzt werden.

Das Abgas der Verbrennungsanlage HTX-X ist mindestens 300°C heiß, Dampf und Warmwasser können auch hier erzeugt werden, die Stromproduktion ist bereits schwieriger.

RTO-Anlagen erzielen eine mittlere Abgastemperatur von ca. 150°C, das Abgas kann gut zur Erzeugung von Warmwasser verwendet werden.

6. ZUSAMMENFASSUNG

Neue Deponieentgasung- und Deponiestabilisierungskonzepte stellen neue Anforderungen an die Deponiegasbehandlungsanlagen. Im Fokus der aktuellen Entwicklung steht der Umgang mit Deponieschwachgas.

Die Firma Göbel Energie- und Umwelttechnik hat gemeinsam mit Partnern Deponiegasbehandlungs- und –verwertungsanlagen für die meisten Entgasungsszenarien bzgl. Menge und Zusammensetzung des zu behandelnden Deponiegases entwickelt. Dabei wurden die verbrennungsphysikalischen Randbedingungen optimal ausgenutzt. Im Ergebnis stehen für folgende 4 Anwendungsbereiche Schwachgasbehandlungsanlagen zur Verfügung:

Deponiegas mit mindestens 12 Vol.-% Methan	Schwachgasverbrennungsanlage HTC Optimierte Brenngas/Luft-Regelung
Deponiegas mit mindestens 6 Vol.-% Methan	Schwachgasverbrennungsanlage HTX Verbrennungsluftvorwärmung
Deponiegas mit mindestens 4 Vol.-% Methan	Schwachgasverbrennungsanlage HTX-X Brenngas- und Verbrennungsluftvorwärmung
Deponiegas mit mindestens 1 Vol.-% Methan	RTO-Anlage Brenngas/Luftgemisch-Vorwärmung

Die Anlagentypen weisen jeweils eine Mindestmethankonzentration auf. Sie können Deponiegas mit dieser bzw. jeder höheren Methankonzentration autotherm behandeln. Dabei gilt: eine hohe zulässige Mindestmethankonzentration im abgesaugten Deponiegas führt zu Investitions- und Betriebskosten für die Deponieschwachgasverbrennungsanlage.

Die Schwachgasverbrennungsanlagen HTC und HTX können häufig mit der vorhandenen, noch funktionstüchtigen Deponiegasverdichterstation betrieben werden.

Die Auswahl der geeigneten Anlagentechnik sollte deshalb unter Berücksichtigung des Entgasungskonzepts, des tatsächlich erforderlichen Arbeitsbereichs für die Verbrennungsanlage sowie der Investitions- und der betrieblichen Folgekosten erfolgen.

Göbel Energie- und Umwelttechnik Anlagenbau GmbH

Büdelndorf, 10.12.2015