Anlage 1
zur Vorlage Nr. /2017
an den BA am 28.09.2017

Ingenieurgruppe

Deponie Bruchsal
Konzept zur zukünftigen emissionsarmen Entgasung und Gasverwertung

erstellt im Auftrag

Abfallwirtschaftsbetrieb des Landkreises Karlsruhe

von der

Ingenieurgruppe RUK GmbH

im Mai 2017

PZ: Bruc1701 Bruc1701 Konzept Deponiegas 170705

Ingenieurgruppe RUK GmbH Stuttgart · Longuich
Geschäftsführer Dipl.-Ing. (FH) Eckhard Haubrich
Begutachtung · Beratung · Projektplanung · Projektmanagement · Forschung
für Kreislaufwirtschaft · Deponietechnik · Altlastensanierung · biologische Abfallbehandlung · Anlagensicherheit
Auf dem Haigst 21 · D-70597 Stuttgart
Tel.: +49 711 / 90 678-0 · Fax: +49 711 / 90 678-88

RUK Ingenieurgruppe

Inhaltsverzeichnis:

1	Veranlassung	1
2	Arbeitsunterlagen	1
3	Bestandsaufnahme	1
3.1	Allgemeine Angaben zur Deponie und Deponieentgasung	1
3.1.1	Deponiekörper und Oberflächenabdichtung	1
3.1.2	Deponiegaserfassung	2
3.1.3	Oberflächenemissionen	3
3.2	Deponiegasverwertungs- und –entsorgungsanlage	3
3.2.1	Fackel- und Verdichteranlagen	3
3.2.2	Blockheizkraftwerke BHKW	4
3.2.3	Elektro-Schaltraum-Container, Messstellen und Trafo	5
3.3	Entgasungsbetrieb und Betriebserfahrungen	5
3.4	Eigentumsverhältnisse	6
3.5	Genehmigungssituation	6
3.6	EEG und Stromeinspeisung	6
4	Weitere Randbedingungen	7
4.1	Gastechnischer Zustand des Deponiekörpers	7
4.2	Prognostizierte Gasmenge	8
4.3	Messstreckenverkleinerung	8
4.4	Verpflichtung gemäß TA Luft	9
4.5	Verpflichtung gemäß Deponieverordnung	9
5	Handlungsempfehlungen	9
5.1	Redundanz	10
5.2	Optimierung des Entgasungsbetriebs	10
5.3	BHKW	11

5.3.1	BHKW 1	11
5.3.2	BHKW 2	13
5.3.3	Nachrüstungen des BHKW	13
5.4	Fackel	15
5.5	Verdichter und Verrohrung	15
5.6	Keine gefährliche Situation beim Stromausfall	16
5.7	Wirtschaftlichkeit	16
5.7.1	Investitionskosten	17
5.7.2	Betriebs- und Wartungskosten	17
5.7.3	Erlöse aus der Stromeinspeisung	18
5.7.4	Kosten-Nutzen-Betrachtung der Gasverwertung	19
5.8	Zusammenfassende Darstellung	19

Abbildungsverzeichnis:

Abb. 1:	Prognose des Methanvolumenstroms bei gegebenem Entgasungsbetrieb	8
Abb. 2:	Gasvolumenstrom abhängig von der Methankonzentration und mögliche Betriebsdauer des BHKW 1	14

Tabellenverzeichnis:

Tab. 1.	Investitionskosten	17
Tab. 2.	Betriebs- und Wartungskosten der Gasverwertung	18
Tab. 3.	Erlöse aus der Stromeinspeisung	18
Tab. 4.	Kosten-Nutzen-Betrachtung der Gasverwertung	19

Anlagenverzeichnis:

Anlage 1: Übersichtsplan Deponie Bruchsal, Exzonenplan Nov. 15

Anlage 2: Blockbild Bestand

Anlage 3: Jahresganglinien der Jahre 2015 und 2016

Anlage 4: Methanvolumenstrom 2012-2016 ggü. Gasprognose

Anlage 5: Lageplan mit Betriebsdaten an den Gasbrunnen in den Jahren 2015 und 2016

Anlage 6: Blockbild Konzept Stufe 2017

1 Veranlassung

Auf der Kreismülldeponie Bruchsal werden seit dem Jahr 2005 keine Abfälle mehr eingebaut. Das Deponiegasaufkommen ist seit Ende der Verfüllung rückläufig. Aus wirtschaftlichen Gründen möchte der Abfallwirtschaftsbetrieb des Landkreises Karlsruhe den Weiterbetrieb und ggf. Umrüstung der bestehenden Anlage prüfen lassen. Hierzu wurde die Ingenieurgruppe RUK GmbH mit Auftrag vom 06.02.2017 mit der Ausarbeitung eines Konzeptes zur zukünftigen emissionsarmen Entgasung und Gasverwertung auf der Deponie Bruchsal als Entscheidungsgrundlage für die Kreisgremien des Landkreises Karlsruhe beauftragt.

2 Arbeitsunterlagen

- AWB, Stilllegungsanzeige 2004 und diverse weitere Genehmigungen
- BRLK Deponie Bruchsal, Verdichterdaten15 und Verdichterdaten16neu (Tageswerte), Kontrolle des Gaserfassungssystems Dat Jahr 2015 und Dat Jahr 2016 (Werte der Wochenmessungen), Jahresmittelwerte 2012-2016, Situation der BHKW's auf der KMD Bruchsal vom 31.03.2017 und Auszug aus dem Jahresbericht 2015
- IB Eisenlohr Ermittlung der Deponiegasemissionen vom 21.06.2016 und 16.11.2016, Konzeption der Entgasung 2016 bis 2030
- TÜV, Bericht über die Durchführung von Emissionsmessungen, 19.12.2014
- Ingenieurgruppe RUK GmbH, Ex-Schutz-Dokument, August 2009 und Gasprognose, September 2016.

3 Bestandsaufnahme

3.1 Allgemeine Angaben zur Deponie und Deponieentgasung

Der Betrieb der Deponie Bruchsal liegt bei der BRLK (Gesellschaft für Biomüll und Recycling im Landkreis Karlsruhe mbH), die als Erfüllungsgehilfe für den Abfallwirtschaftsbetrieb fungiert. Eine Übersicht zur Deponie kann dem Lageplan in Anlage 1 entnommen werden.

3.1.1 Deponiekörper und Oberflächenabdichtung

Auf der Deponie Bruchsal wurden insgesamt etwa 5 Mio. Mg Abfälle, überwiegend Hausmüll, hausmüllähnliche Gewerbeabfälle, Sperrmüll, Baustellenabfälle, Sortierreste und Erdaushub, abgelagert. Die Deponie ist durch die Verbindungskurve Stuttgart-Mannheim (VKB) der Bahn AG in einen älteren südlichen und einen neueren nördlichen Teil gegliedert. Im nördlichen Teil wurde bis zum 31.05.2005 Abfall eingebaut.

Die Deponie wurde stufenweise und zwischenzeitlich komplett mit einer temporären Oberflächenabdeckung (10 cm Auflager- und Schutzschicht, 1,5 mm sandrauhe Kunststoffdichtungsbahn, 30 cm Schmelzkammergranulat) abgedeckt.

Für die endgültige Oberflächenabdichtung wird die temporäre Abdeckung aufgestockt (2,5 mm strukturierte Kunststoffdichtungsbahn, Dränmatte zur Entwässerung, 100 cm Rekultivierungsschicht). Vor dem Bau der Oberflächenabdichtung wird der Plateaubereich im südlichen Deponieabschnitt in Teilflächen aufprofiliert, um so das erforderliche Mindestgefälle von 5% zu erzielen. Die Ausführung der Oberflächenabdichtung wird nach Beendigung der Hauptgasproduktion und Abklingen der Setzungen voraussichtlich etwa 2030 erfolgen.

Die Deponie ist mit einer Dichtwand umgeben, der Dichtwandtopf wird hydraulisch bewirtschaftet.

3.1.2 Deponiegaserfassung

Die Deponie Bruchsal ist mit einem Gaserfassungssystem ausgerüstet, welches aus folgenden Teilen besteht, siehe auch Blockbild Bestand in der Anlage 2:

a) Gaserfassungssystem südlicher Deponiebereich (Südteil)
Der Südteil wird seit 1992 aktiv entgast. Insgesamt umfasst das mehrfach aus- und umgebaute Gaserfassungssystem 38 Gasbrunnen, die in 5 Gassammelstation S 6 bis S 10 zusammengefasst werden. Hinzu kommen 7 horizontale Gaserfassungselemente entlang der VKB, die in der Sammelstation VKB-Süd zusammengefasst sind. Die einzelnen Gassammelstationen werden, mit Ausnahme der Station S 10, über den Sammelbalken Süd besaugt.

Über diesen Sammelbalken Süd ist auch der Nordabschnitt der Deponie an das Entgasungssystem angeschlossen.

b) Gaserfassungssystem nördlicher Deponiebereich (Nordteil)
Der Nordteil wird seit April 1994 aktiv entgast. Das Entgasungssystem wurde ebenfalls in mehreren Schritten auf- und ausgebaut. Das Gaserfassungssystem umfasst in diesem Deponieteil 30 Gasbrunnen sowie 4 flächenhafte Hangkollektoren (HGK), die in die Gassammelstation S 1 bis S 4 münden. Analog zum Südabschnitt der Deponie sind auch in diesem Bereich horizontale Kollektoren entlang der VKB aufgebaut, die in der Sammelstation VKB-Nord zusammengefasst sind. Alle Sammelstationen sind an eine halbkreisförmig um den Nordteil der Deponie angeordnete Sammelleitung angeschlossen. Die Besaugung des nördlichen Deponiebereiches kann über zwei Leitungen, die die Station

VKB-Nord mit dem Sammelbalken Süd verbinden, erfolgen. Derzeit ist nur eine Leitung in Betrieb.

c) Transportleitung zur Gasverwertungsanlage
Vom Sammelbalken Süd führt eine Transportleitung zur Gasverwertungsanlage, d.h. der Süd- und Nordteil werden gemeinsam abgesaugt.

3.1.3 Oberflächenemissionen

Bei den im Juni und November 2016 mittels Laser-Adsorptionsspektrometrie (LAS) durchgeführten FID-Begehungen wurden keine Methanemissionen an der Deponieoberfläche festgestellt.

3.2 Deponiegasverwertungs- und –entsorgungsanlage

Zur Deponiegasverwertungs- und –entsorgungsanlage auf der im Süden der Deponie liegenden Gasverwertungsfläche gehören die nachfolgend beschriebenen Anlagenteile, siehe auch Blockbild Bestand in der Anlage 2.

3.2.1 Fackel- und Verdichteranlagen

Es sind zwei Verdichter mit Hochtemperaturfackeln und zugehörigen Steuer- und Überwachungseinheiten aufgebaut. Über den Verdichter 1 wird das Gas für die Blockheizkraftwerke angesaugt. Des Weiteren kann über ein automatisches Stellventil überschüssiges Deponiegas in der zugehörigen Fackel 1 verbrannt werden. Der Verdichter 2 und die zugehörige Fackel 2 dienen als Not- bzw. Redundanzanlagen. Sie gehen automatisch in Betrieb, sollte am Verdichter 1 ein Ausfall stattfinden. Die Verdichter befinden sich jeweils in einem Container.

- Verdichter 1: Drehkolbengebläse mit Frequenzumrichterregelung, Hersteller/Typ: RKR KR-LP-G für FU Betrieb (16 – 50 Hz), Baujahr etwa 2000 / 2002, Volumenstrom im Normzustand: 250 - 1.000 Nm³/h, erreichbares Minimum ca. 125 m³/h betriebsstabil, Δp: 250 mbar, Motornennleistung: 15 kW, Leistung der Antriebswelle: 3,4 bis 11,6 kW
- Verdichter 2: Radialverdichter mit Frequenzumrichterregelung, Hersteller/Typ: Ventapp HE 150/63-V II-Stufenverdichter, Baujahr etwa 1995, Ansaugvolumenstrom: ca. 125 m³/h - 500 m³/h, Δp: 18 bzw. 20,6 mbar, Motornennleistung: 15 kW, Leistung der Antriebswelle: 9,6 bzw. 11,2 kW.
- Es liegt ein Angebot der Fa. UMAT vor, die Rohrleitungen so umzubauen, dass der Verdichter 2 auch die BHKW beschicken kann („Bypass“ ca. 5.000 €).
- Hochtemperaturfackeln: Fackel 1 = Fackel 2 (Fackel 1 druckgeregelt, Fackel 2 mengengeregelt): Hersteller/Typ: PWE/Roediger HT-2, Feuerungsleistung: 500 - 2.500

kW, Durchsatz im Normzustand: 100 - 500 Nm³/h, Gasvordruck: 80 mbar, Methankonzentration: 30-60 Vol.-%.

3.2.2 Blockheizkraftwerke BHKW

Im Juni 1998 wurde das BHKW 1 in Betrieb genommen, danach folgte die Inbetriebnahme des BHKW 2 (beide MWM Deutz TBG 616 V12K). In den Jahren 2001 bis 2006 war zusätzlich das BHKW 3 in Betrieb. Im Jahr 2010 wurde der Motor des BHKW 1 wegen der rückläufigen Deponiegasmenge durch einen baugleichen generalüberholten 8-Zylindermotor (ca. 10-15 Jahre alt) ersetzt, der Generator blieb.

a) Bestand

Die BHKW sind in Containerbauweise jeweils mit getrenntem Maschinenraum und Schaltraum ausgeführt. Die BHKW verfügen über keine Wärmeauskopplung und keine Abgasreinigung. Die vorhandene Kuhse-Steuerung funktioniert noch, ist aber veraltet und störanfällig.

- BHKW 1: Hersteller/Typ: Deutz Power Systems MWM Deutz TBG 616 V8K, Energieeinsatz: 863 kW, Nennleistung elektrisch **308 kW_{el}** (36 % Wirkungsgrad), maximaler Methandurchsatz 86 m^3/h
- BHKW 2: Hersteller/Typ: Deutz Power Systems MWM Deutz TBG 616 V12K, Nennleistung elektrisch **467 $kW_{el.}$**, maximaler Methandurchsatz 130 m^3/h.

b) Betriebsstunden und Wartungsstand

Der Regelwartungsplan für die Motoren schreibt größere Zwischenüberholungen alle 12.000 Bh vor (E50 – E60 – E50 – E70). Realistisch sind sie bei der gegebenen Anlage alle 11.000 Bh durchzuführen, so dass eine Generalüberholung (E 70) jeweils nach ca. 44.000 Bh erreicht ist. Bei etwa 8.000 Bh/Jahr entsprechen 11.000 Bh etwa 16,5 Monaten.

- Das BHKW 1 ist bei ca. 29.000 Bh seit der letzten Rumpfung. Da das BHKW 1 ab November 2017 im Dauerbetrieb sein wird, steht die E 50 im Mai 2018 an. Die weiteren großen Wartungen sind: E 70 im Oktober 2019, E 50 im Februar 2021, E 60 im Juli 2022, E 50 im November 2023, E 70 im April 2025.
- Das BHKW 2 ist bei ca. 39.000 Bh seit der letzten Rumpfung. Bei Dauerbetrieb steht die E 70 im November 2017 an. Zu diesem Zeitpunkt wird das BHKW 2 etwa 90.000 Bh haben.

c) Emissionsmessungen

Die letzte Emissionsmessung erfolgte im November 2014. Gemessen wurden gemäß TA Luft Kohlenmonoxid, Stickstoffoxid als NO_2, Schwefeldioxid, Formaldehyd. Sämtliche Grenzwerte wurden eingehalten. Die nächste Emissionsmessung steht für November 2017 an.

3.2.3 Elektro-Schaltraum-Container, Messstellen und Trafo

Zwei Elektro-Schaltraumcontainer mit Gasanalyse im Analysenschrank. Die gastechnischen Betriebsdaten werden in der Zuleitung zur Verdichterstation im 5-Min-Rhythmus aufgenommen. Die erzeugte elektrische Energie wird über Transformatoren auf 20 kV hochtransformiert. Die Einspeisung erfolgt über einen Mittelspannungsanschluss am Regenrückhaltebecken I in das Versorgungsnetz der EnBW.

3.3 Entgasungsbetrieb und Betriebserfahrungen

Die Anlage 3 enthält die Jahresganglinien der wesentlichen Betriebsparameter in den Jahren 2015 und 2016. Der Entgasungsbetrieb wurde wie folgt gefahren:

- Es wurde jeweils nur ein BHKW betrieben. Die Wahl des BHKW erfolgte abhängig von der aktuell verfügbaren Deponiegasmenge manuell.
- Im Oktober 2015 wurden die BHKW umgestellt, so dass sie bis zu 40 % Methankonzentration gefahren werden können (nach zuvor 45 % Methan). Seitdem werden die Gasbrunnen aus dem Südteil wieder entgast.
- An der Verdichterstation war ein Unterdruck von etwa -10 bis -15 mbar eingestellt, an den Gasbrunnenköpfen lag dann ein Unterdruck von etwa -1 mbar an. Bei Hochdruck-Wetterlagen funktionierte die Absaugung gut, beim Tiefdruck wird der Deponieteil Süd teilweise unzureichend abgesaugt.
- Die Fackeln hatten eine Einsatzrate von lediglich 2,4 % (Betrieb nur während der Wartungsarbeiten bzw. längeren Stillstandszeiten der BHKW)
- Die vorhandenen BHKW liefen betriebsstabil. Ausfälle in letzter Zeit waren auf Deponiegasmangel (witterungsbedingt) oder Nebenaggregate / E-Technik zurückzuführen.
- Es wurde ein Mischgasbetrieb gefahren, da das vorhandene Gaserfassungssystem weder eine Gutgas-/Schwachgas-Trennung noch eine deponieteilbezogene Absaugung (tendenziell Schwachgas im Südteil und Gutgas im Nordteil) erlaubt.

Der Mittelwert des abgesaugten Methanvolumenstromes[1] lag bei etwa 110 m^3/h mit einem Schwankungsbereich von etwa 30 – 200 %. Der Median liegt bei 114 m^3/h mit einem Schwankungsbereich (5. bis 95.Quantil) von etwa 60 – 130 %. Hinzu kommen die Schwankungen des Deponiegasdargebots während des Tages („Stundenwerte“). Da die Deponieentgasung ein vergleichsweise träges System darstellt und das Quantil sehr eng gewählt wurde, sind diese Schwankungen quasi enthalten. Für die weiteren Betrachtungen wird das Werteband des Methanvolumenstroms daher angenommen zu: **Mittelwert ± 30 % (d.h. 0,7 – 1,3 des Mittelwertes)**.

[1] Sämtliche Angaben zum Gasvolumenstrom sind als Norm-m3/h (bezeichnet als Nm^3/h) zu verstehen.

Die CH_4-Konzentration betrug im Jahr 2015 im Mittel etwa 50 Vol.-% mit einem Schwankungsbereich von 40 – 63 Vol.-%. Im Jahr 2016 gingen die Werte auf im Mittel etwa 46 Vol.-% mit einem Schwankungsbereich von 36 – 56 Vol.-%.

3.4 Eigentumsverhältnisse

Die Motoren samt Steuerung befinden sich im Eigentum der BRLK. Die Verdichter, Fackel und Peripherie gehören dem AWB.

3.5 Genehmigungssituation

Folgende Genehmigungen sind relevant:

- Planfeststellungsbeschluss 15.09.1972: Grundlegende Genehmigung
- Immissionsschutzrechtliche Änderungsgenehmigungen nach § 15 BImschG vom 20.06.1995: Errichtung von 2 Hochtemperaturfackeln
- Immissionsschutzrechtliche Genehmigung vom 09.01.1997 (an BRLK): Deponiegasverwertungsanlage bestehend aus 3 Gasmotoren à 630 kW_{el} etc.
- Planfeststellungsänderungsbeschluss 09.05.1997
- Stellungnahme zur Ziffer 12.5 des PFB vom 09.05.1997, ans RP gesandt vom AWB am 20.08.2002: Prüfung, dass auch bei einem Stromausfall keine gefährlichen Situationen entstehen können (sicherheitstechnische Abschalten der Anlage).
- Anzeige nach § 36 Abs. 1 KrW-/AbfG (Stilllegung) und nach § 31 Abs. 4 KrW-/AbfG (Alternative Oberflächenabdichtung) vom Mai 2004: Stilllegungsphase, temporäre Oberflächenabdeckung etc. samt Zustimmung vom 25.10.2004
- Nachträgliche Anordnung nach §§ 5 Abs. 1 Nr. 2 und 17 Abs. 1 BImschG i.V.m. Ziffer 6.2 der TA-Luft vom 03.12.2007 (an BRLK): Anpassung der Emissionsgrenzwerte.

Laut Vorabstimmung mit dem RP Karlsruhe (Frau Fliegauf, Termin am 31.03.2017) ist in Anbetracht des deutlichen Rückgangs der Deponiegasproduktion in den vergangenen Jahren die Aufrechterhaltung der zweifachen Redundanz (d.h. zwei BHKW und zwei Fackeln) nicht mehr erforderlich. Eine einfache Redundanz ist ausreichend.

3.6 EEG und Stromeinspeisung

Die geltende EEG-Vergütung beträgt 7,67 Cent/kWh, die hierfür geltende Maximal-Schwelle von 500 kW wurde seit einigen Jahren nicht mehr erreicht. Ausgehend von der

Anerkennung gemäß EEG 2000 und der festgelegten Förderdauer von 20 Jahren wird die Förderdauer im Jahr 2020 enden. Die zuletzt erzeugte Strommenge lag bei:

- Jahr 2015: ca. 2.962.000 kWh, entspricht ca. 227.000 €
- Jahr 2016: ca. 2.739.000 kWh, entspricht ca. 210.000 €.

Der Eigenbedarf an Strom liegt derzeit inkl. der Leitungsverluste bei etwa 120.000 kWh/a. Diese sind von der erzeugten Strommenge in Abzug zu bringen. Alternativ ist ein Strombezug möglich, sollten die BHKW nicht in Betrieb sein.

4 Weitere Randbedingungen

4.1 Gastechnischer Zustand des Deponiekörpers

Die erfassten Methanvolumenströme wurden den für den Süd- und Nordteil gesondert gerechneten Deponiegasprognosen gegenübergestellt, siehe Anlage 4. Das Prognosemodell ist an vielen vergleichbaren Standorten überprüft worden und ist entsprechend belastbar. Da die Unterteilung in den Süd- und Nordteil nicht exakt vorgenommen werden kann, sind jedoch leichte Verschiebungen zwischen dem Süd- und Nordteil möglich. Es ergeben sich die folgenden tendenziellen Aussagen:

- Im Nordteil entspricht die erfasste Methanmenge etwa der prognostizierten Methanmenge. Der Nordteil wird nahezu optimal entgast.
- Im Südteil liegt die erfasste Methanmenge deutlich unter der prognostizierten Methanmenge. Dies kann sowohl am Gaserfassungssystem liegen als auch daran, dass im Deponiekörper nur noch bereichsweise gute Bedingungen für einen anaeroben Abbau gegeben sind, z.B. wegen einer partiellen Austrocknung und / oder einer zu starken Auskühlung. Üblicherweise tritt eine Mischung aus beiden Ursachen auf.

Zur Übersicht sind die Zustände der Jahre 2015 und 2016 im Lageplan in Anlage 5 dargestellt. Es zeigt sich, dass im Nordteil überwiegend hohe Konzentrationen und Volumenströme mit geringem Anteil an CO_2 aus aerobem Abbau auftreten. Im nördlichen Bereich des Südteils scheint ebenfalls noch ausreichend Gas anzustehen, da bei der derzeitigen Absaugung noch eine hohe Methankonzentration und ein geringer aeroben Kohlenstoffabbau auftreten. Hier sollte die Absaugleistung erhöht werden, um bei abnehmender Methankonzentration eine höhere Methanfracht zu erzielen. Insgesamt lässt sich festhalten, dass im Südteil Optimierungspotential für die Gaserfassung vorhanden ist.

4.2 Prognostizierte Gasmenge

Als Bemessungsgrundlage ergeben sich die in der folgenden Grafik prognostizierten Werte. Die Prognose wurde in die Betriebsdaten der Jahre 2015 und 2016 eingehängt, daher weicht sie etwas von der Deponiegasprognose der Anlage 4 ab. Ebenfalls dargestellt sind der Methanverbrauch des BHKW 1 bei Volllastbetrieb und bei Betrieb in 50 % Teillast.

Deponie Bruchsal – Konzept Entgasung und Gasverwertung

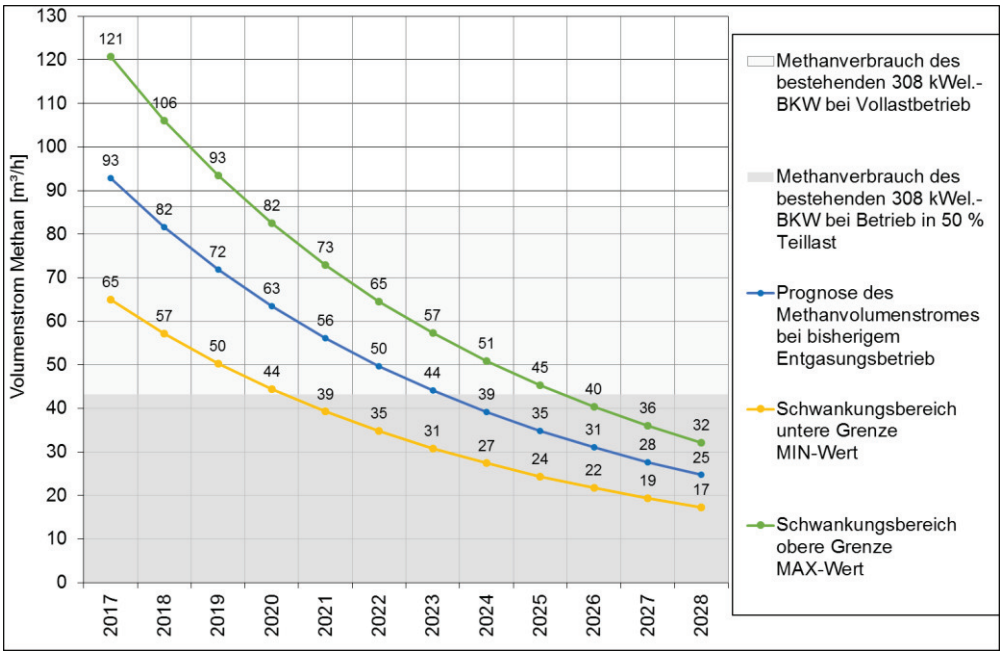


Abb. 1:	Prognose des Methanvolumenstroms bei gegebenem Entgasungsbetrieb	April 2017

Die Berücksichtigung des Schwankungsbereichs gemäß Kapitel 3.3 bedingt, dass ein Betrachtungspunkt beim MIN-Wert um etwa 3 Jahre früher und beim MAX-Wert um etwa 2 Jahre später erreicht wird.

Die Gasprognose bildet den bestehenden Entgasungsbetrieb ab, d.h. es ist noch kein Erfolg aus der Optimierung der Entgasung eingerechnet (hierzu siehe Kapitel 5.2).

4.3 Messstreckenverkleinerung

Seitens des AWB ist eine Verkleinerung der Durchmesser der Messstrecken und Regelorgane bei allen Gasunterstationen an allen von den Gasbrunnen ankommenden Gasleitungen vorgesehen (als Messstreckenverkleinerung bezeichnet). Nach Ausführung

der Messstreckenverkleinerung bis Ende 2017 wird es möglich sein, jeden einzelnen Gasbrunnen nach Bedarf genau einzustellen.

4.4 Verpflichtung gemäß TA Luft

Aufgrund der am 01.01.2016 wirksam gewordenen die Neueinstufung von Formaldehyd als kanzerogener Stoff steht vor allem dieser Parameter in der Diskussion. Die geltende Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA Luft) stammt aus dem Jahr 2002. Sie wird derzeit vom Bundesumweltministerium (BMUB) novelliert (TA Luft 2017). Der Referentenentwurf vom 09.09.2016 wurde nach Überarbeitung am 07.04.2017 in die Ressortabstimmung gegeben und wird aktuell in den Bundesministerien diskutiert. Das ursprünglich für Herbst 2017 vorgesehene Inkrafttreten ist fraglich. Im genannten Referentenentwurf findet sich für Deponiegas eine Verschärfung des Formaldehydwertes von 60 auf 40 mg/m^3 ab dem Jahr 2025.

4.5 Verpflichtung gemäß Deponieverordnung

Gemäß DepV 2013, § 12 i.V.m. Anhang 5 hat ein *„Betreiber einer Deponie … das Deponiegas … zu fassen und zu behandeln, nach Möglichkeit energetisch zu verwerten. Deponiegaserfassung, - behandlung und -verwertung sind nach dem Stand der Technik durchzuführen.“* Die Deponiegasfassung und –behandlung ist demnach zwingend vorgeschrieben, die energetische Verwertung ist nach Möglichkeit durchzuführen.

5 Handlungsempfehlungen

Wir empfehlen ein offenes und flexibles Konzept, mit dem auf die laufend neuen Betriebserfahrungen sowie auf neue Entwicklungen in der verfügbaren Anlagentechnik, aber auch in den gesetzgeberischen Rahmenbedingungen, reagiert werden kann. Das Konzept entwickelt sich aus der Betrachtung folgender Komplexe:

- Redundanz
- Optimierung des Entgasungsbetriebs
- BHKW
- Fackel
- Verdichter
- Keine gefährliche Situation beim Stromausfall
- Wirtschaftlichkeit.

5.1 Redundanz

Zur Sicherstellung der geforderten einfachen Redundanz (siehe Kapitel 3.5) sind erforderlich:

- BHKW + Verdichter sowie Fackel + Verdichter.

Insofern kann ein BHKW außer Betrieb genommen werden, siehe Kapitel 5.3. Zur Fackel siehe Kapitel 5.4.

5.2 Optimierung des Entgasungsbetriebs

Der Mischgasbetrieb wird fortgesetzt, da Umbaumaßnahmen für eine Gutgas-/Schwachgas-Trennung aufwändig und in Anbetracht der zurückgehenden Deponiegasmenge nicht verhältnismäßig sind. Der Entgasungsbetrieb kann bei auslaufender Deponiegasproduktion dadurch optimiert werden, dass

- der abgesaugte Volumenstrom gesteigert wird, da sich bei dieser Betriebsweise die abgesaugte Methanfracht erfahrungsgemäß etwas erhöht,
- das BHKW auf den Betrieb mit einer verringerten Methankonzentration umgestellt wird,
- Voraussetzungen für eine gute Regelbarkeit der einzelnen Gaserfassungselemente (Gasbrunnen, Horizontalkollektoren) geschaffen werden.

Für die Steigerung des abgesaugten Volumenstroms muss ein größerer Unterdruck in den Gaserfassungselementen aufgebracht werden. Dies führt in der Regel zu einer gewissen Übersaugung und dem entsprechenden Außenluftzutritt in den Deponiekörper. Die Methankonzentration im abgesaugten Gas sinkt infolge Luftverdünnung und aerobem Kohlenstoffabbau.

Als Maximalwert für die Steigerung des abgesaugten Volumenstroms kann in Anlehnung an die Deponiegasprognose in Anlage 4 der Summenwert für das Jahr 2017 von 112 m^3/h Methan herangezogen werden. Ausgehend vom angepassten Prognosewert der Abbildung 1 von 93 m^3/h Methan errechnet sich eine maximale Steigerung von etwa 20% (112/93 = 1,2). Sie ist mit dem MAX-Wert (MAX-Wert = MW x 1,3) gut abgedeckt, zumal die errechnete Steigerung erfahrungsgemäß ohnehin nicht vollständig erzielt wird.

Mit der Optimierung des Entgasungsbetriebs wurde bereits begonnen, indem die BHKW auf den Mindestmethangehalt von 40% angepasst wurden und im Jahr 2017 die Mess-

streckenverkleinerung realisiert werden soll. Die Optimierung ist fortzusetzen, insbesondere durch den entsprechenden Entgasungsbetrieb sowie durch die Nachrüstung des BHKW mit einem Schwachgasmischer (siehe Kapitel 5.3.1).

Bei der Optimierung der Entgasung steht nicht die Steigerung der aktuellen Gasmenge im Jahr 2018 auf der Agenda. Die Optimierung hat vielmehr zum Ziel, den Rückgang der erfassbaren Gasmenge zu verlangsamen, damit sich die Nutzungsdauer des BHKWs verlängert . Besonderes Augenmerk ist auf die Sicherstellung der Schutzentgasung entlang der VKB zu legen.

5.3 BHKW

Entsprechend der Gasmenge soll nur ein BHKW weiterbetrieben werden. Gemäß Kapitel 5.1 ist dies genehmigungsseitig zulässig. Deshalb wird empfohlen,

- das BHKW 1 weiter zu betreiben und
- das BHKW 2 vor der Emissionsmessung im November 2017 stillzulegen.

5.3.1 BHKW 1

Das BHKW 1 ist aus folgenden Gründen beizubehalten und weiter zu betreiben:

a) Kapazität bei Volllast

Das BHKW 1 wird ab Ende 2017 das Deponiegas als alleiniges Aggregat abnehmen. Gemäß Prognose in Abbildung 1 wird im Jahr 2018 der mittlere Methanvolumenstrom etwa 82 m^3/h betragen, hierfür reicht die Kapazität des BHKW 1 mit etwa 86 m^3/h aus. Jedoch ist zu beachten, dass der Schwankungsbereich bis ca. 106 m^3/h Methan (MAX-Wert) reicht und dass die Verfügbarkeit bei etwa nur 91 % liegt (siehe c)). Insofern muss die Gasmenge, die die Kapazität des BHKW kurzfristig übersteigt, über die Fackel entsorgt werden. Ab dem Jahr 2020 wird die Kapazität des BHKW 1 auch für den MAX-Wert ausreichend sein. Der kurze Zeitraum und die nur geringfügigen Überschreitungen der vorhandenen Kapazität lassen die Anschaffung eines größeren BHKW oder die Bereitstellung eines zusätzlichen kleineren BHKW nicht wirtschaftlich erscheinen.

b) Kapazität bei Teillast

Der Mittelwert des Methanvolumenstroms erreicht gemäß Abbildung 1 den 50 %-Teillastbetrieb im Jahr 2023, unter Berücksichtigung des MIN-Wertes im Jahr 2020. Ab dann steht nicht mehr genug Deponiegas für den Betrieb des BHKW zur Verfügung. Bis dahin ist zunächst die E 70 im Oktober 2019 und die Emissionsmessung im November 2020 durchzuführen, es folgen die E 60 im Juli 2022 und die E 70 im April 2025. Entsprechend kann ein passender Zeitpunkt für die Außerbetriebnahme und Ersatzbeschaffung des

Aggregats, dann mit einer entsprechend verringerten Baugröße, z.B. vor der E 60 im Jahr 2022 oder vor der E 70 im Jahr 2025 gefunden werden.

Sofern es gelingt, den Rückgang der Gasmenge mittels optimiertem Entgasungsbetrieb so abzufedern, dass die Teillastgrenze erst später erreicht wird, verschiebt sich der Zeitpunkt für die Ersatzbeschaffung entsprechend um etwa 2 Jahre.

c) Vorhandenes BHKW oder Neuanschaffung zum jetzigen Zeitpunkt
Folgende Gründe sprechen für eine möglichst schnelle Ersatzbeschaffung:

- Verringerte Verfügbarkeit (bei 8.000 Bh/a ergeben sich ca. 91 % statt der üblichen etwa 98 % Verfügbarkeit) wegen der Reparaturanfälligkeit des älteren Aggregats.
- Geringerer Wirkungsgrad gegenüber einem neuen Motor (gegeben etwa η = 36 % statt etwa η = 42 % bei neuen Motoren, d.h. etwa 6 % weniger), wobei ein höherer Wirkungsgrad aufgrund der wechselnden Gasmenge und Gasqualität und des dadurch bedingten Teillastbetriebs (Verlust von bis zu ca. 3 %) im Deponiegasbereich nicht so stark durchschlägt.

Demgegenüber sprechen folgende Aspekte eindeutig gegen einen Umstieg auf ein neues Aggregat, welches dann etwa die gleiche Baugröße aufweisen müsste, zum jetzigen Zeitpunkt:

- Kurze Einsatzdauer des BHKW, da die 50%-Teillastgrenze in 6 Jahren (2023), evtl. sogar schon in 3 Jahren (2020) unterschritten wird. Gesicherte Erkenntnisse zur möglichen Verlängerung der Einsatzdauer durch die Schwachgasverwertung liegen bislang nicht vor.
- Ebenfalls liegen noch keine Betriebserfahrungen aus der Messstellenverkleinerung vor, diese sollten jedoch für die weitere Dimensionierung der Motorentechnik dringend abgewartet werden.
- Beim vorhandenen Motor handelt es ich um ein robustes und betriebsstabiles Aggregat mit der für die älteren MWM-Motoren der Baureihe TBG 616 typischen meist geringen Störanfälligkeit. Zudem werden die geforderten Emissionsgrenzwerte ohne Abgasreinigung eingehalten.
- Die Verabschiedung der novellierten der TA Luft steht bevor. Bis dahin bestehen Unsicherheiten, da die Emissionsgrenzwerte und die Übergangsbestimmungen nicht bekannt, Verschärfungen jedoch zu erwarten sind. Auswirkungen auf die Notwendigkeit einer Abgasreinigung sind momentan nicht abschätzbar.
- Beim Weiterbetrieb des vorhandenen BHKW entstehen seitens des öffentlichen Netzbetreibers keine erhöhten Anforderungen gemäß EEG 2017 bzw. BDEW-Mittelspannungsrichtlinie (z.B. Fernsteuerbarkeit, dynamische Netzstütze).

- Die jetzige EEG-Förderdauer endet erst im Jahr 2020. Es besteht daher keine akute Handlungsnotwendigkeit.
- Ein neues BHKW kann gemäß Aussage der EEG-Clearingstelle einen Neubeginn der Förderdauer auslösen. Insofern sollte die Zeitspanne, in der keine EEG-Erlöse erzielt werden, möglichst kurz gehalten werden. Zu beachten ist auch, dass die spezifischen Erlöse nach EEG 2017 angehoben wurden (8,17 gegenüber 7,67 cent/kWh).

Insofern wird empfohlen, eine Ersatzbeschaffung im Zeitraum zwischen 2022 und 2025 vorzusehen. Für die weitere Beschreibung wird das Jahr 2023 angenommen. Die nächste Baugröße wird dann etwa bei etwa 150 - 200 kW_{el} liegen, das Aggregat wird für den Schwachgasbetrieb ausgelegt sein und über eine Abgasreinigung zur Einhaltung des neuen Formaldehyd-Wertes verfügen müssen. Wenn verfügbar und wirtschaftlich zweckmäßig, wird die Ersatzbeschaffung mittels Tauschgerät (nur Genset) erfolgen, so dass Container und Peripherie möglichst weiter genutzt werden können.

5.3.2 BHKW 2

Das BHKW 2 wird bis November 2017 betrieben. Dann ist es aus folgenden Gründen außer Betrieb zu nehmen:

- Um bei der Emissionsmessung im November 2017 die Grenzwerte einhalten zu können, müsste die E 70 durchgeführt werden.
- Der Motor ist für die zukünftig anstehenden Gasmengen überdimensioniert. Für den 50%-Teillastbetrieb werden 65 m^3/h Methan benötigt. Gemäß Abbildung 1 kann der Motor nur bis zum Jahr 2020 betrieben werden. Die E 70 lohnt dafür nicht.
- Auch die Nachrüstung mit einem Schwachgasmischer und Motorsteuerung lohnt wegen des begrenzten Betriebszeitraums nicht.

5.3.3 Nachrüstungen des BHKW

Für das BHKW 1 sind die nachfolgenden Nachrüstungen vorzusehen.

- Schwachgasmischer (z.B. Gasmischer der Fa. Eisenlohr oder Tandemmischer der Fa. GGG-HGS oder gleichwertig). Wenn möglich, Ausführung so, dass der Mischer auf das kleinere Folge-Aggregat übernommen werden kann.
- Erneuerung der Motorsteuerung, soweit sie für den Gasmischer erforderlich ist. Ausführung eventuell so, dass die Motorsteuerung auf das kleinere Folge-Aggregat übernommen werden kann.

Bemerkungen zum Schwachgasmischer:

Üblicherweise benötigt ein Gasmotor ein brennfähiges Gasgemisch mit einer CH_4-Konzentration von mindestens 40 Vol.-%. Bei CH_4-Konzentrationen unterhalb dieses Grenzwertes ist der Betrieb des Gasmotors eingeschränkt bis gar nicht möglich. Wegen der dann geringeren Energiedichte des Brenngases muss ein erhöhtes Volumen an Brennstoff-Luft-Gemisch durch die Gasmotoren gefördert werden, um eine vergleichbare Leistung erzeugen zu können.

Der Schwachgasmischer der Fa. Eisenlohr sowie der Fa. GGG-HGS ermöglicht es, ein BHKW mit einem Schwachgas zu betreiben, das einen Methangehalt von 25-35 Vol.-% CH_4 aufweist. Aufgrund verschiedener Betriebserfahrungen ist der Wert von 30 Vol.-% CH_4 abgesichert.

Prinzipiell kann das Aggregat solange betrieben werden, solange das Methandargebot einen sinnvollen Teillastbetrieb erlaubt. Dieser liegt üblicherweise bei 50% Teillast und wird gemäß Abbildung 2 etwa im Jahr 2023 erreicht.

Deponie Bruchsal – Konzept Entgasung und Gasverwertung

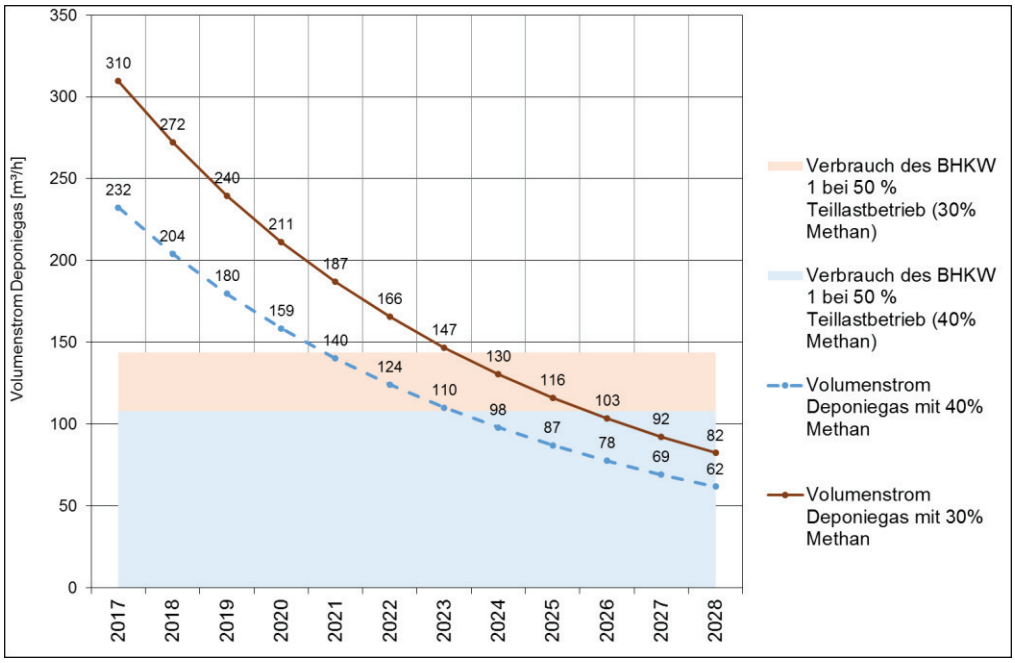


Abb. 2:	Gasvolumenstrom abhängig von der Methankonzentration und mögliche Betriebsdauer des BHKW 1	April 2017

Ausgehend von den bisher gemessenen Werten ist mit einer weiter anhaltenden Abnahme der CH_4-Konzentration im abgesaugten Deponiegas zu rechnen. Bei Ansatz einer jährlichen Abnahme um jeweils 2,5 Vol.-% wird der Mittelwert von 40 Vol.-% etwa im Jahr 2018 / 2019 erreicht, der Mittelwert von 30 Vol.-% dagegen erst im Jahr 2023 / 2024. Die bis zum Erreichen der Tellastgrenze mögliche Betriebszeit des Aggregats kann demnach nur mit dem Schwachgasmischer ausgeschöpft werden. Durch die Verlängerung der Betriebsdauer kann das Deponiegas länger verwertet und damit Strom erzeugt werden. Gleichzeitig ermöglicht der Schwachgasmischer die in Kapitel 5.2 beschriebene Optimierung des Entgasungsbetriebs.

5.4 Fackel

Die Fackel 1 kann das aktuell entstehende Deponiegas aufnehmen. Die minimale Feuerungsleistung von 500 kW entspricht einem Methanvolumenstrom von etwa 50 m^3/h. Dieser wird etwa im Jahr 2022 bzw. in 2019 (MIN-Wert) / 2024 (MAX-Wert) erreicht. Bis dahin kann die Fackel 1, die auf einen Methangehalt von mindestens 30 % ausgelegt ist, weiter genutzt werden. Auch für die Überschussmengen bei Kapazitätsüberschreitungen am BHKW 1 ist die Fackel 1 geeignet.

Für die Ersatzbeschaffung der Fackel 1 kann dann auf eine Schwachgasfackel oder einen Kohlenwasserstoffkonverter CHC (z.B. CHC Kompakt 25 für 8 – 120 m^3/h Deponiegas) ausgewichen werden. Die Schwachgasfackeln sind aktuell auf Mindest-Methangehalte von etwa 25 % ausgelegt, die CHC-Technologie reicht bis zu 12 % Methan.

Die Fackel 2 soll noch etwa 1 – 2 Jahre beibehalten werden, um die Redundanz auch im Falle einer eventuell über die Kapazität des BHKW 1 hinausgehenden Gasmenge sicherstellen zu können. Gleiches gilt für die Betriebsunterbrechung des BHKW 1 bei der Nachrüstung mit dem Schwachgasmischer sowie mit der neuen Motorsteuerung. Danach kann sie stillgelegt werden.

5.5 Verdichter und Verrohrung

Am Verdichter 1 sind der hohe Stromverbrauch, der hohe Wartungsaufwand und Einbußen in der Regelbarkeit wegen des zu großen Bemessungsvolumenstroms (etwa doppelte Kapazität, Bemessung s.u.) nachteilig. Der Verdichter ist jedoch funktionsfähig und sicher im Betrieb, so dass er zunächst belassen werden soll. Die Ersatzbeschaffung wird gemeinsam mit der Ersatzbeschaffung der Fackel 1 erfolgen.

Der Verdichter 2 wird mit der Fackel 2 noch etwa 1 – 2 Jahre beibehalten werden, s.o. Danach wird er außer Betrieb genommen und durch einen neuen Verdichter ersetzt werden. Die aktuelle Bemessung lautet überschlägig: Im Jahr 2017 liegt der prognostizierte Methandurchsatz bei MAX 121 m^3/h, bei einer Konzentration von 30 % liegt der Norm-Deponiegasvolumenstrom dann bei 121 / 0,3 = 403 Nm^3/h. Wenn der maximale Durchsatz für die neue Fackel von 50 m^3/h und der Methangehalt von 12 % angesetzt werden, ergibt sich der Bemessungsvolumenstrom zu 50 / 0,12 = 417 Nm^3/h. Somit empfiehlt sich eine Ersatzbeschaffung des Verdichters samt Frequenzumrichter mit einer maximalen Kapazität von etwa 500 Nm^3/h bei Δp = 250 mbar.

In der Verrohrung wird der Bypass schnellstmöglich realisiert, so dass die Verdichter 1 und 2 in gleicher Weise sowohl das BHKW als auch die Fackel bedienen können und so für alle Betriebszustände nutzbar sind.

5.6 Keine gefährliche Situation beim Stromausfall

Da jeweils nur Anlagenteile stillgelegt oder ersetzt werden, am Gesamtsystem der Gasverwertung jedoch keine Änderungen vorgenommen werden, bleibt weiterhin sichergestellt, dass keine gefährliche Situation beim Stromausfall entsteht.

5.7 Wirtschaftlichkeit

Bei der Prüfung der Wirtschaftlichkeit wird eine überschlägige Betrachtung folgender Kostenarten vorgenommen:

- Investitionskosten
- Betriebs- und Wartungskosten der Gasverwertung
- Erlöse aus der Stromeinspeisung.

Die Kostenbetrachtung erfolgt getrennt für

- Maßnahmen, die für die Entgasung der Deponie notwendig sind, insbesondere Fackel und Verdichter samt Verrohrung. Diese Kosten sind in der Nachsorge erforderlich und im Nachsorgegutachten entsprechend berücksichtigt. Nachfolgend aufgeführt sind daher lediglich die Kosten für die Erneuerung der Anlagentechnik in der Gasverwertungsanlage, nicht die Kosten für den Entgasungsbetrieb samt Dokumentation und Auswertung sowie die Kosten für die Messstreckenverkleinerung.

- Maßnahmen, die eine weitere Verwertung ermöglichen, insbesondere Investitionskosten für den Schwachgasmischer und die Motorsteuerung sowie die Betriebs- und Wartungskosten für das BHKW. Die Kosten müssen sich aus Vergütung der Stromerzeugung decken.

Entsprechend dem genannten Zeitspiegel erfolgt die Kostenbetrachtung für die Jahre 2018 bis 2023.

5.7.1 Investitionskosten

Die Investitionskosten sind in der nachfolgenden Tabelle dargestellt. Die Kostenansätze sind in der zweiten Spalte aufgeführt, zusätzlich:

- ohne Kosten für den Rückbau der Anlagentechnik bei Stilllegung / Ersatz
- Kosten für Verdichter: gesamte Peripherie kann weiter verwendet werden.

Deponie Bruchsal – Konzept Entgasung und Gasverwertung

Maßnahme	EP / GP	Stufe 1: Jahr 2018		Stufe 2: Jahre 2019 - 2023		Stufe 3: Ende 2023	
		Entgasung	Verwertung	Entgasung	Verwertung	Entgasung	Verwertung
Tandem-Mischer (GGG-HGS):							
Schwachgasmischer, Installation	30.000 €		30.000 €				
Schwachgasmischer, Monatsmiete	1.700 €/Mon		5.100 €		102.000 €		
Fremdstarteinrichtung Schwachgasmische	15.000 €						
Motorsteuerung	50.000 €		50.000 €				
Verdichter 1 samt FU, Einbau im Container	20.000 €					20.000 €	
Verdichter 2 samt FU, Einbau im Container	20.000 €			20.000 €			
Verrohrung Bypass	5.000 €	5.000 €					
BHKW Schwachgas 150 – 200 kW_{el}	240.000 €						(240.000 €)
Schwachgas-Fackel	100.000 €					100.000 €	
Summe Anlagentechnik netto		5.000 €	85.100 €	20.000 €	102.000 €	120.000 €	
Nebenkosten 20%		1.000 €	17.020 €	4.000 €	20.400 €	24.000 €	
Summe inkl. Nebenkosten netto		6.000 €	102.120 €	24.000 €	122.400 €	144.000 €	
MWSt 19%		1.140 €	19.403 €	4.560 €	23.256 €	27.360 €	
Summe inkl. MWSt.		7.140 €	121.523 €	28.560 €	145.656 €	171.360 €	

Tab. 1. Investitionskosten — Mai 2017

5.7.2 Betriebs- und Wartungskosten

Die Betriebs- und Wartungskosten sind in der nachfolgenden Tabelle dargestellt. Die Kostenansätze sind in der zweiten Spalte aufgeführt, es werden 8.000 Bh/a zu Grunde gelegt.

Deponie Bruchsal – Konzept Entgasung und Gasverwertung

Maßnahme	EP / GP	Stufe 1: Jahr 2018	Stufe 2: Jahre 2019 - 2023
		Verwertung	Verwertung
BHKW1:			
Wartungen 2018	2,73 €/Bh	21.840 €	
Wartungen 2019-2023	2,50 €/Bh		100.000 €
6 Störeinsätze pro Jahr à 800 €	4.800 €/a	4.800 €	24.000 €
Peripheriewartung Reinigung Kühler etc.	1.000 €/a	1.000 €	5.000 €
Ersatzteile bis E70 Ende 2019	10.000 €/a	10.000 €	10.000 €
Ersatzteile nach E70 Ende 2019	5.000 €/a		20.000 €
Abgasmessung 2020, danach jedes Jahr	3.000 €/a		12.000 €
Wartung E 50 in Mai 2018, Feb 2021	25.000 €	25.000 €	25.000 €
Wartung E 60 in Jul 2022	35.000 €		35.000 €
Grundüberholung E 70 in Okt 2019	60.000 €		60.000 €
Summe netto		62.640 €	291.000 €
MWSt 19%		11.902 €	55.290 €
Summe inkl. MWSt.		74.542 €	346.290 €

Tab. 2. Betriebs- und Wartungskosten der Gasverwertung — Mai 2017

5.7.3 Erlöse aus der Stromeinspeisung

Die Erlöse aus der Stromeinspeisung sind in der nachfolgenden Tabelle dargestellt. Die Kostenansätze sind:

- Energiegehalt des Deponiegases: 10 kWh/m^3 CH_4
- Wirkungsgrad BHKW: 0,36
- Erlös nach EEG: 7,67 Cent/kWh
- Erlös auf freiem Energiemarkt: 4 Cent/kWh
- Eigenbedarf, Menge: 120.000 kWh/a
- Eigenbedarf, Preis für Stromankauf: 18,5 Cent/kWh

Deponie Bruchsal – Konzept Entgasung und Gasverwertung

Jahr	Methanfracht	Erzeugte Energie	Erlös	Bemerkung	Eisparung beim	
	m^3 CH_4/h	kWh	€		Eigenbedarf	
2018	82	2.361.600	181.135 €	EEG	12.996 €	18,5-7,67
2019	72	2.073.600	159.045 €	EEG	12.996 €	
2020	63	1.814.400	139.164 €	EEG	12.996 €	
2021	56	1.612.800	64.512 €	freier Markt	17.400 €	18,5-4
2022	50	1.440.000	57.600 €	freier Markt	17.400 €	
2023	44	1.267.200	50.688 €	freier Markt	17.400 €	
Summe netto 2018 - 2023			652.144 €		91.188 €	
MWSt 19%			123.907 €		17.326 €	
Summe inkl. MWSt.			776.052 €		108.514 €	

Tab. 3. Erlöse aus der Stromeinspeisung — Mai 2017

5.7.4 Kosten-Nutzen-Betrachtung der Gasverwertung

Die Kosten-Nutzen-Betrachtung der Gasverwertung ist in der nachfolgenden Tabelle dargestellt.

Deponie Bruchsal – Konzept Entgasung und Gasverwertung

Investitionskosten:	
2018	-102.120 €
2019-2023	-122.400 €
Betriebs- und Wartungskosten:	
2018	-62.640 €
2019-2023	-291.000 €
Erlöse aus der Stromeinspeisung:	
2018-2024 Stromverkauf	652.144 €
2018-2023 Einsparung beim Eigenbedarf	91.188 €
Saldo netto 2018 - 2023	165.172 €
MWSt 19%	31.383 €
Summe inkl. MWSt.	196.555 €

Tab. 4. Kosten-Nutzen-Betrachtung der Gasverwertung — Mai 2017

Durch die Erlöse aus der Stromeinspeisung wird gegenüber den Ausgaben für die Gasverwertung ein Saldo von etwa plus 165.000 € netto erzielt. Diese Betrachtung liegt auf der sicheren Seite, da die Steigerung der Gasausbeute, die mittels Optimierung der Entgasung und Umstellung auf den Schwachgasbetrieb erzielt werden kann, noch nicht eingerechnet ist.

5.8 Zusammenfassende Darstellung

Das gestufte Vorgehen lässt sich wie folgt darstellen (die Terminierung ist jeweils auf den Mittelwert bezogen):

Stufe 1 im Jahr 2018:

a) Maßnahmen, siehe Blockbild Konzept in Anlage 6
   - Der Entgasungsbetrieb wird weiter optimiert, es erfolgt eine weitere Auswertung und Beobachtung der Entwicklung im Vergleich zur aktuellen Gasprognose.
   - Der Verdichter 1 und die Fackel 1 werden weiter betrieben.
   - Der Verdichter 2 und die Fackel 2 werden ebenfalls weiter betrieben.
   - Der Bypass in der Verrohrung am Verdichter 2 wird gebaut, so dass Verdichter 1 und 2 gleichwertig sowohl das BHKW als auch die Fackel bedienen können.

- Das BHKW 1 wird weiter betrieben. Es wird mit einem Schwachgas-Mischer nachgerüstet und die Motorsteuerung wird in einem Maße erneuert, wie es für den Schwachgasbetrieb erforderlich ist.
- Das BHKW 2 ist außer Betrieb.

b) Kosten
- Kosten für die Entgasung: 6.000 € gemäß Tabelle 1
- Kosten für die Verwertung: 164.760 € gemäß Tabelle 1 und 2.
  Die Kosten für die Umrüstung und den Weiterbetrieb des BHKW 1 sind durch die Erlöse aus der Stromeinspeisung gedeckt, siehe Kapitel 5.7.4.

<u>Stufe 2 in den Jahren 2019 - 2023:</u>

a) Maßnahmen
- Der Entgasungsbetrieb wird weiter optimiert, die Absaugmenge wird durch den Schwachgasbetrieb gesteigert. Die Betriebsdaten werden kontinuierlich ausgewertet, damit die tatsächliche Entwicklung in den Vergleich zur aktuellen Gasprognose gestellt werden kann. Auf dieser Grundlage ist die dargestellte Terminkette v.a. in Bezug auf den Ersatz der Schwachgasfackel und des Schwachgas-BHKW (Stufe 3) mindestens jährlich zu überprüfen.
- Die Fackel 1 und der Verdichter 1 werden weiter betrieben.
- Die Fackel 2 und der Verdichter 2 werden außer Betrieb genommen, sobald die abgesaugte Gasmenge sicher über das BHKW 1 abgewirtschaftet werden kann.
- Es wird eine Ersatzbeschaffung für den Verdichter 2 mit der Kapazität von bis 500 Nm^3/h vorgenommen.
- Das auf den Schwachgasbetrieb umgerüstete und mit angepasster Motorsteuerung versehene BHKW 1 wird weiter betrieben.
- Die EEG-Förderfrist läuft im Jahr 2020 aus.

b) Kosten
- Kosten für die Entgasung: 24.000 € gemäß Tabelle 1
- Kosten für die Verwertung: 413.400 € gemäß Tabelle 1 und 2.
  Die Kosten für den Weiterbetrieb des umgerüsteten BHKW 1 sind durch die Erlöse aus der Stromeinspeisung gedeckt, siehe Kapitel 5.7.4.

<u>Stufe 3 ab Ende 2023:</u>

a) Maßnahmen

Diese Phase mit der eventuellen Anschaffung eines weiteren Motors ist schwierig zu prognostizieren. Daher empfiehlt es sich, die Optimierungsmaßnahmen abzuwarten und zu entsprechender Zeit zu prüfen, ob die Anschaffung eines neuen Aggregats sinnvoll ist.

- Der Entgasungsbetrieb wird mittels kontinuierlicher Auswertung der Betriebsdaten weiter beobachtet. Auf dieser Grundlage wird die derzeitige Handlungsempfehlung überprüft.
- Im Zusammenhang mit dem Bau der endgültigen Oberflächenabdichtung wird ggf. ein partieller Umbau der Gaserfassungseinrichtungen erforderlich.
- Die Fackel 1 wird durch eine Schwachgasfackel oder einen Kohlenwasserstoffkonverter CHC oder gleichwertiges ersetzt.
- In diesem Zuge wird auch der Verdichter 1 ersetzt.
- Ggf. wird das BHKW 1 durch ein kleineres Aggregat mit etwa 150 - 200 kW_{el}, geeignet zur Schwachgasverwertung und mit Vorrichtung zur Abgasreinigung, ersetzt.

b) Kosten
- Eine abgesicherte Kostenangabe ist noch nicht möglich.

Aufgestellt:
Dipl.-Ing. Stepanka Urban-Kiss
Dipl.-Chem. Rolf Schneider

Stuttgart, am 05.07.2017
PZ: Bruc1701, UK

i. A. Dipl.-Ing. Stepanka Urban-Kiss
Projektleiterin

Dipl.-Ing. (FH) E. Haubrich
Geschäftsführer

Anlagenverzeichnis:

Anlage 1: Übersichtsplan Deponie Bruchsal, Exzonenplan Nov. 15

Anlage 2: Blockbild Bestand

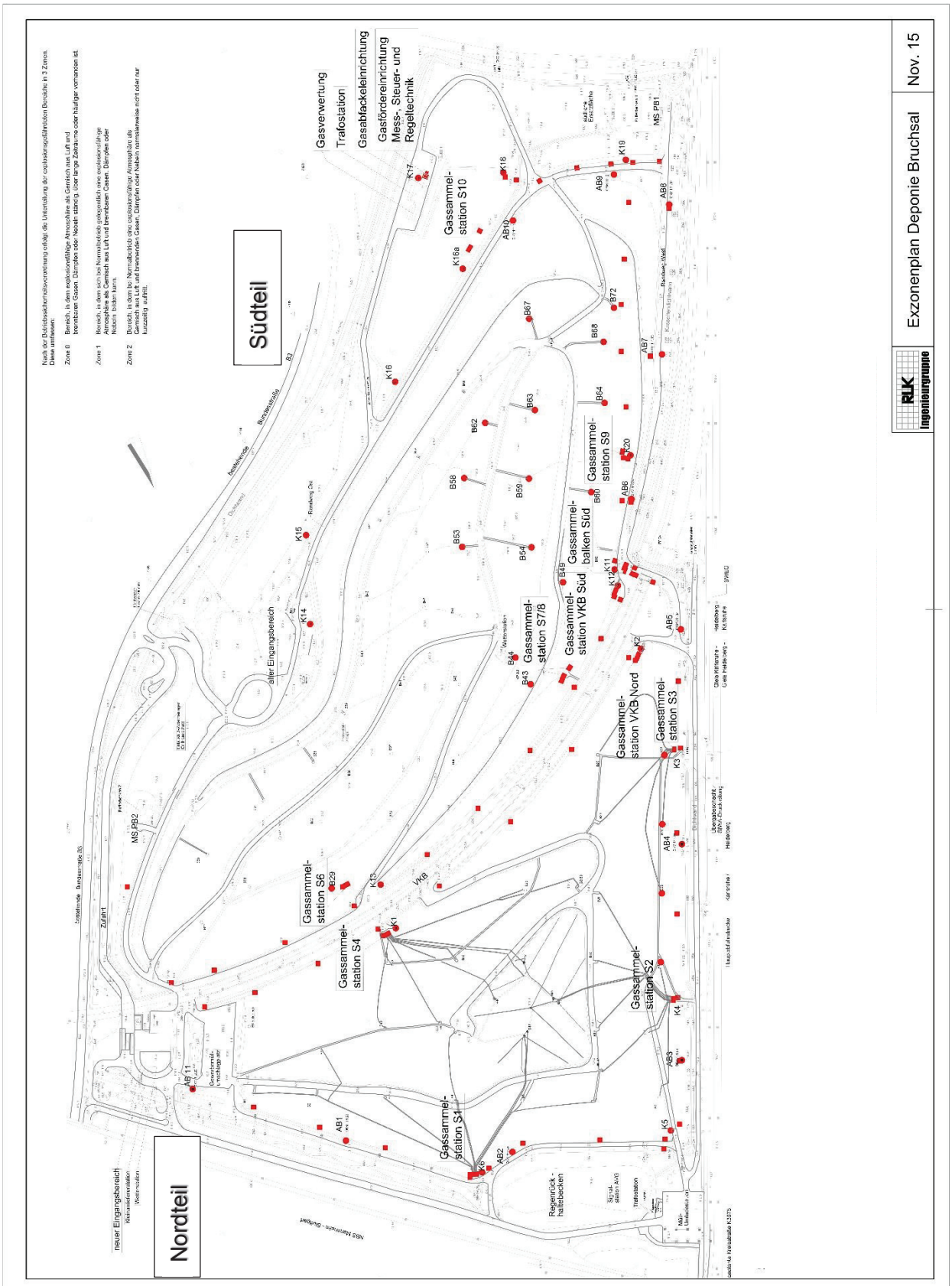
Anlage 3: Jahresganglinien der Jahre 2015 und 2016

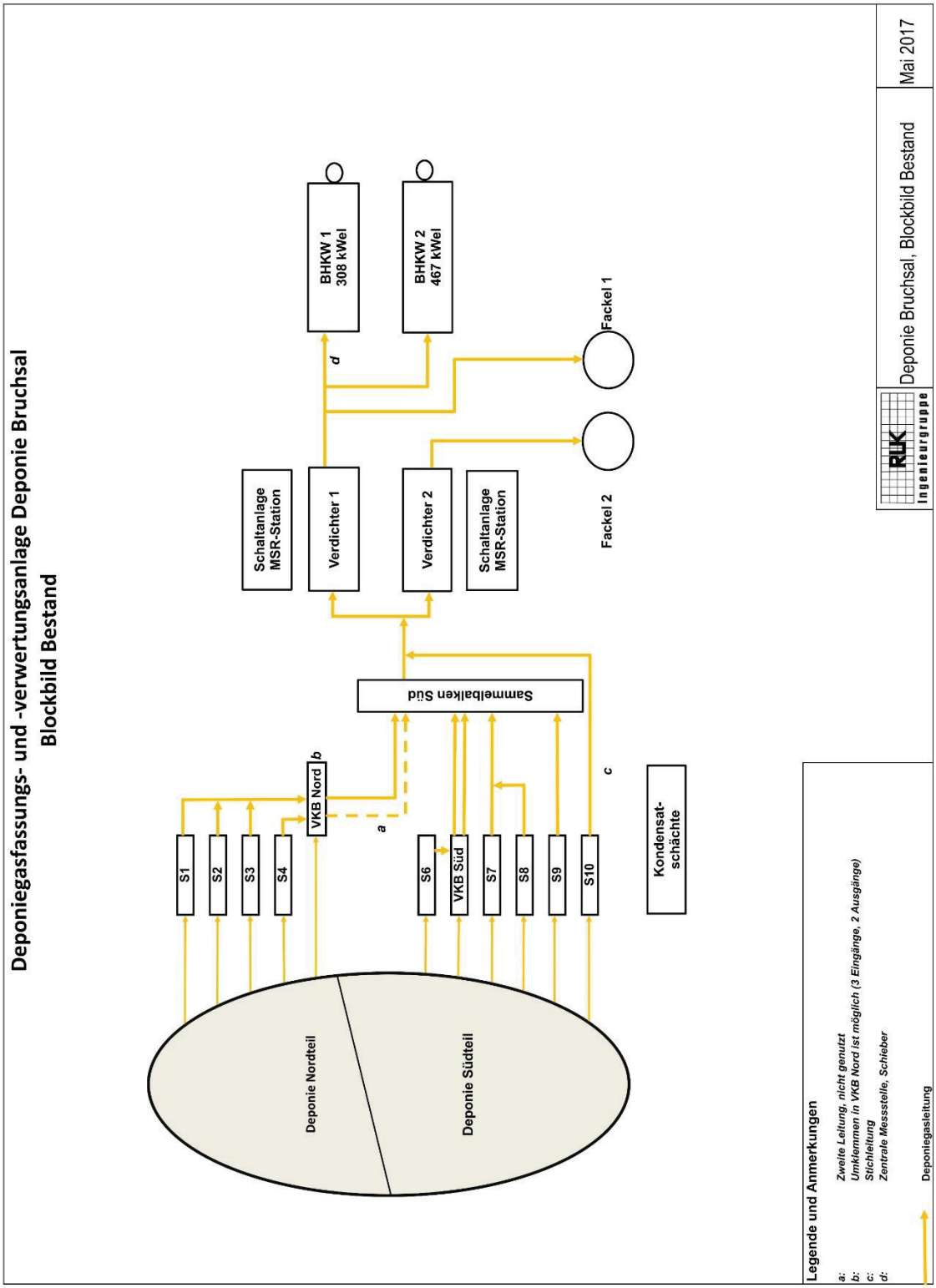
Anlage 4: Methanvolumenstrom 2012-2016 ggü. Gasprognose

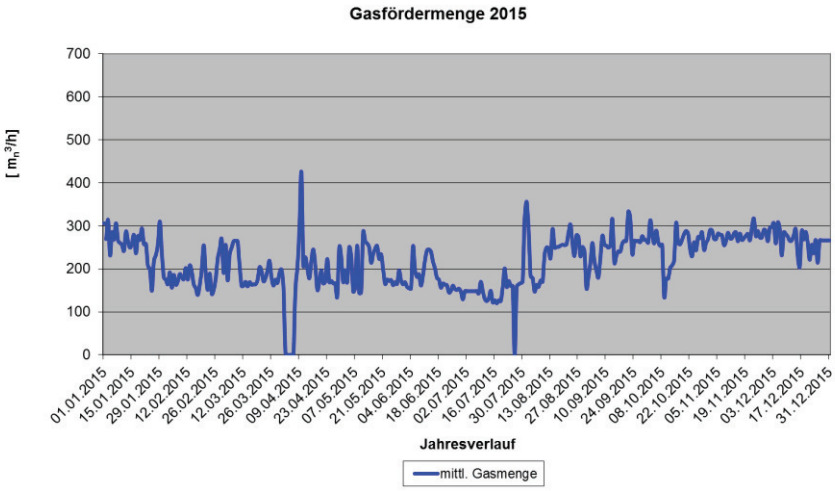
Anlage 5: Lageplan mit Betriebsdaten an den Gasbrunnen in den Jahren 2015 und 2016

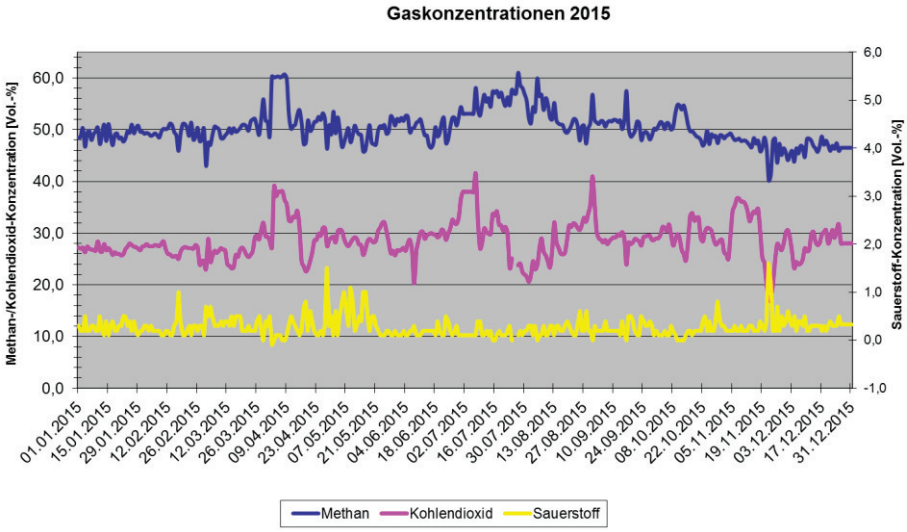
Anlage 6: Blockbild Konzept

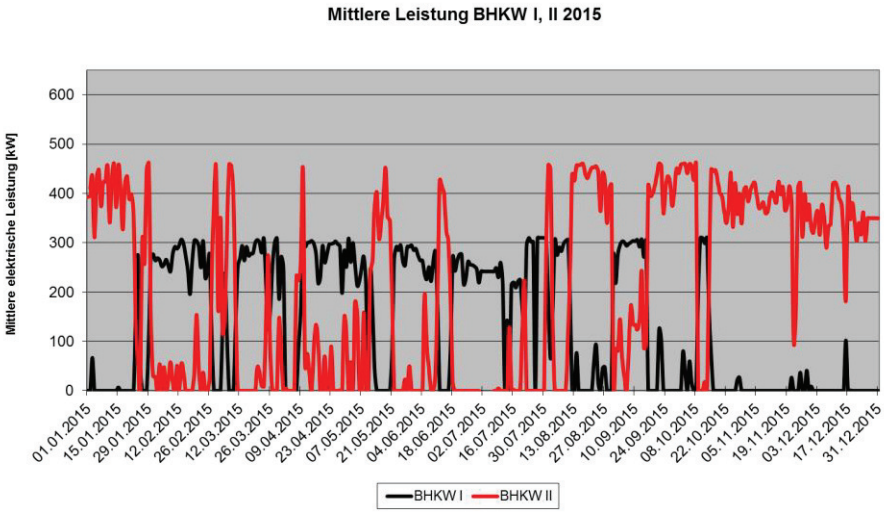
Anlage 1: Übersichtsplan Deponie Bruchsal, Exzonenplan Nov. 15

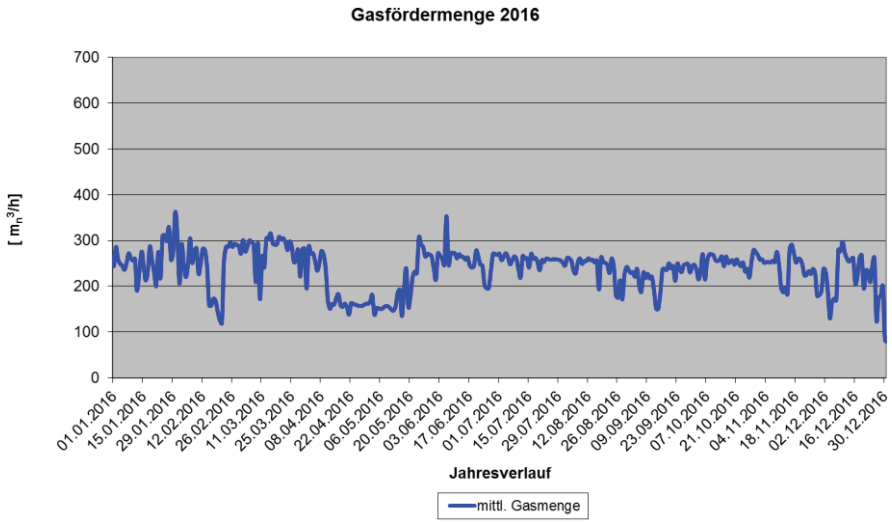


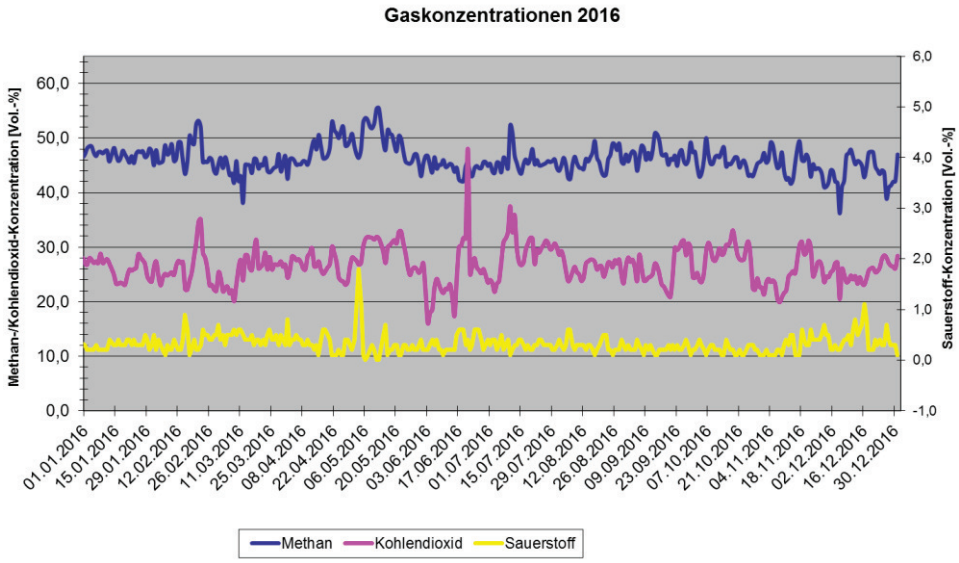

Deponiegasfassungs- und -verwertungsanlage Deponie Bruchsal
Blockbild Bestand
Deponie Nordteil
Deponie Südteil
S1
S2
S3
S4
VKB Nord
b
a
S6
VKB Süd
S7
S8
S9
S10
c
Kondensat-schächte
Sammelbalken Süd
Schaltanlage MSR-Station
Verdichter 1
Verdichter 2
Schaltanlage MSR-Station
d
BHKW 1 308 kWel
BHKW 2 467 kWel
Fackel 1
Fackel 2
Legende und Anmerkungen
a: Zweite Leitung, nicht genutzt
b: Umklemmen in VKB Nord ist möglich (3 Eingänge, 2 Ausgänge)
c: Stichleitung
d: Zentrale Messstelle, Schieber
Deponiegasleitung
RUK Ingenieurgruppe
Deponie Bruchsal, Blockbild Bestand
Mai 2017

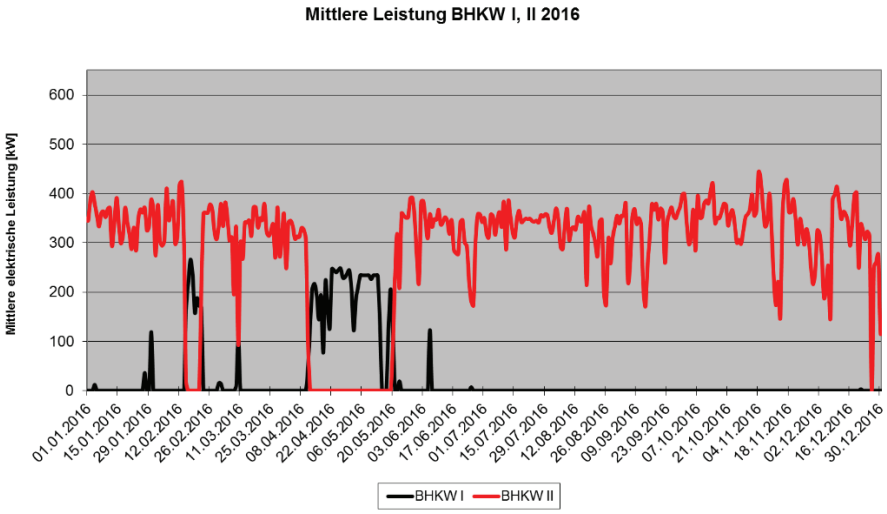

Gasfördermenge 2015
[m_n^3/h]
Jahresverlauf
mittl. Gasmenge

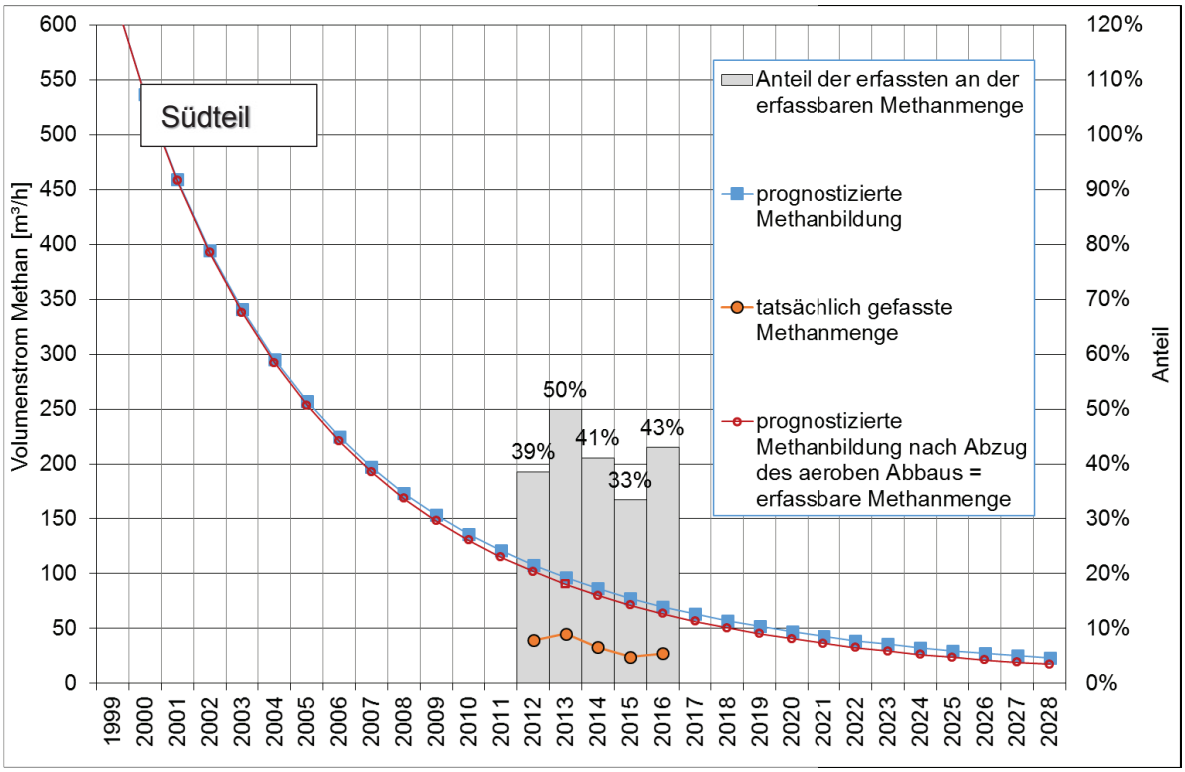

Gaskonzentrationen 2015
Methan-/Kohlendioxid-Konzentration [Vol.-%]
Sauerstoff-Konzentration [Vol.-%]
Methan
Kohlendioxid
Sauerstoff

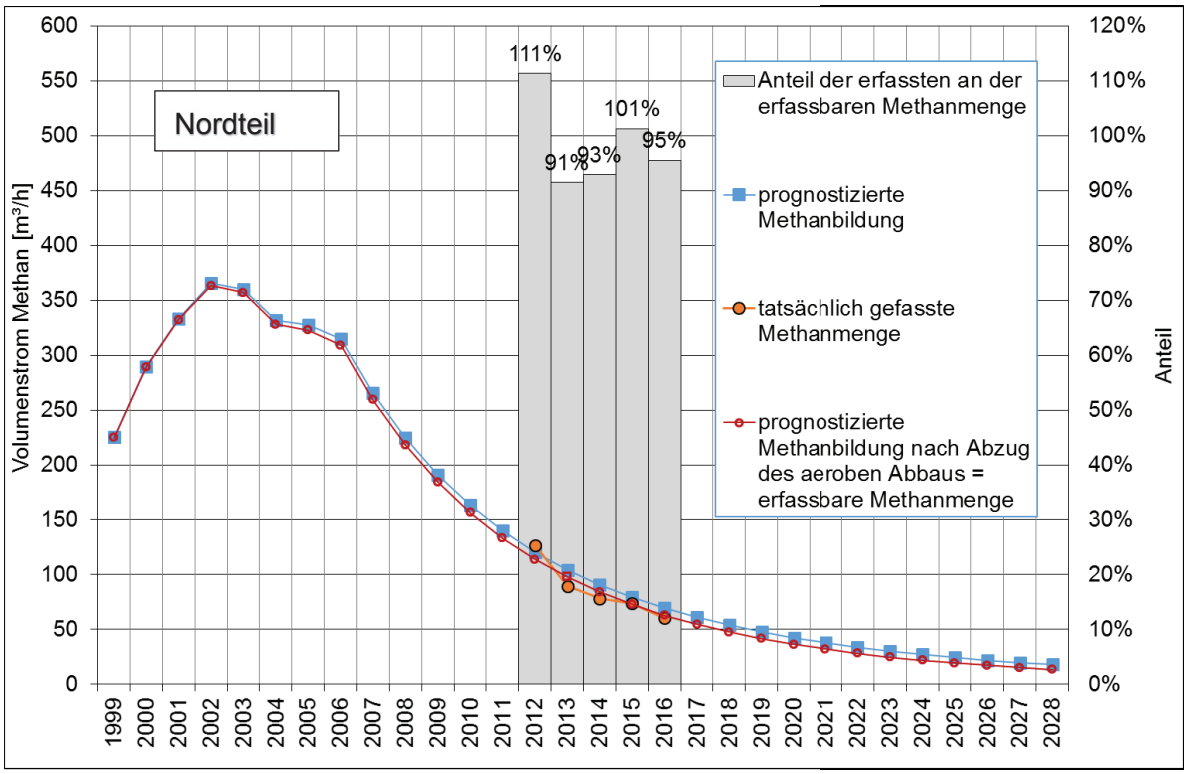

Mittlere Leistung BHKW I, II 2015
Mittlere elektrische Leistung [kW]
BHKW I
BHKW II

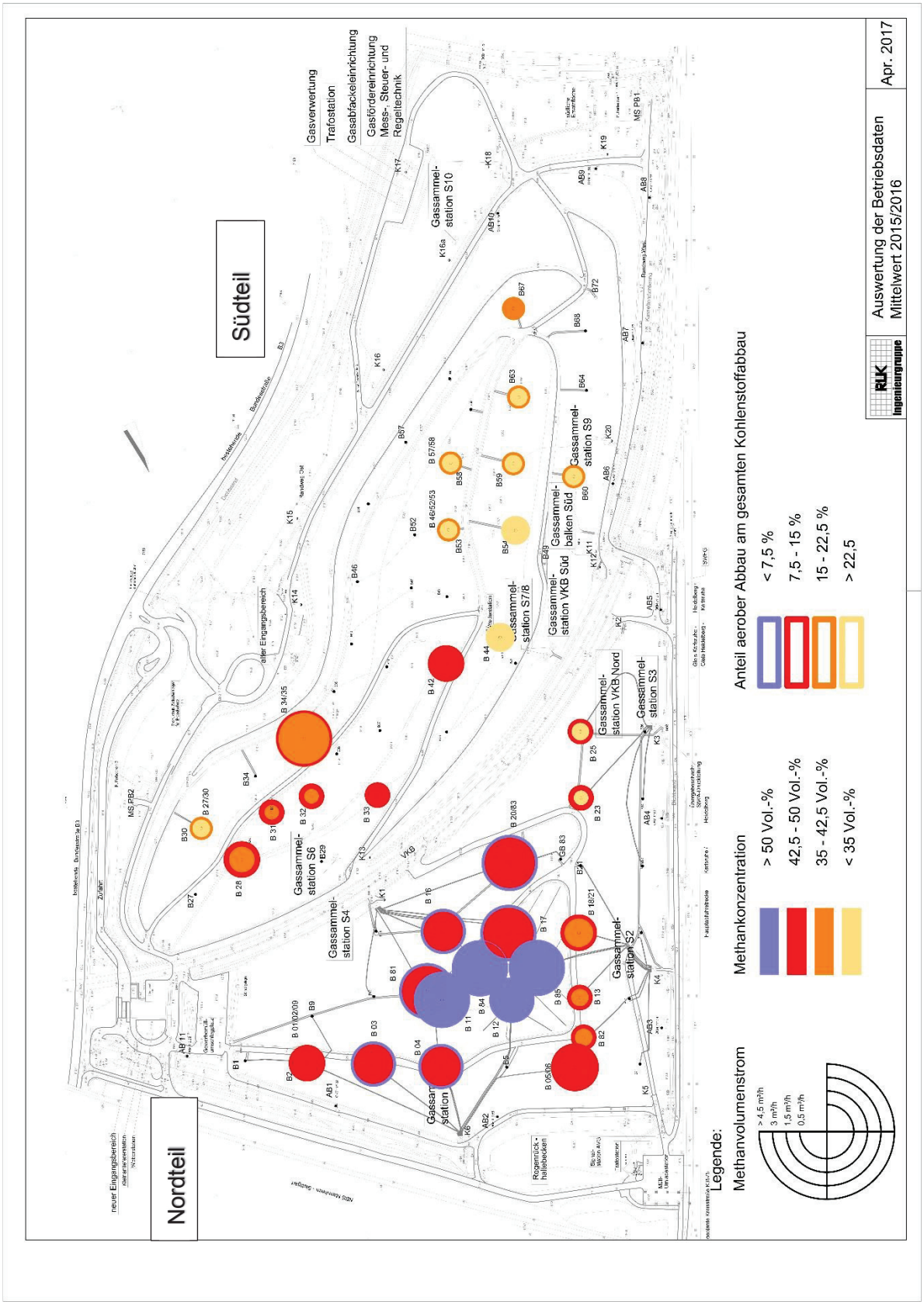

Gasfördermenge 2016
[m_n^3/h]
700
600
500
400
300
200
100
0
01.01.2016
15.01.2016
29.01.2016
12.02.2016
26.02.2016
11.03.2016
25.03.2016
08.04.2016
22.04.2016
06.05.2016
20.05.2016
03.06.2016
17.06.2016
01.07.2016
15.07.2016
29.07.2016
12.08.2016
26.08.2016
09.09.2016
23.09.2016
07.10.2016
21.10.2016
04.11.2016
18.11.2016
02.12.2016
16.12.2016
30.12.2016
Jahresverlauf
mittl. Gasmenge

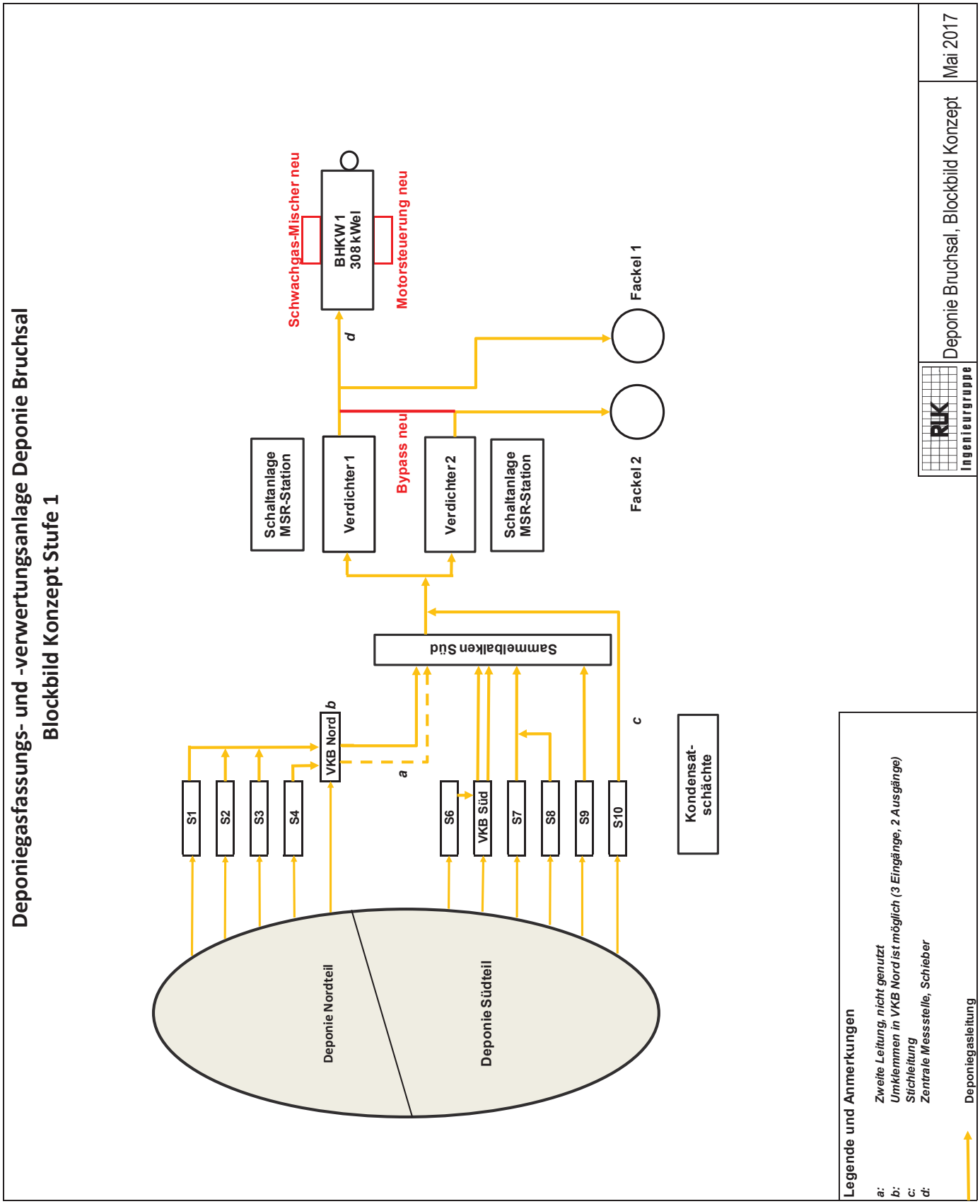

Gaskonzentrationen 2016
Methan-/Kohlendioxid-Konzentration [Vol.-%]
60,0
50,0
40,0
30,0
20,0
10,0
0,0
Sauerstoff-Konzentration [Vol.-%]
6,0
5,0
4,0
3,0
2,0
1,0
0,0
-1,0
01.01.2016
15.01.2016
29.01.2016
12.02.2016
26.02.2016
11.03.2016
25.03.2016
08.04.2016
22.04.2016
06.05.2016
20.05.2016
03.06.2016
17.06.2016
01.07.2016
15.07.2016
29.07.2016
12.08.2016
26.08.2016
09.09.2016
23.09.2016
07.10.2016
21.10.2016
04.11.2016
18.11.2016
02.12.2016
16.12.2016
30.12.2016
Methan
Kohlendioxid
Sauerstoff


Mittlere Leistung BHKW I, II 2016
Mittlere elektrische Leistung [kW]
600
500
400
300
200
100
0
01.01.2016
15.01.2016
29.01.2016
12.02.2016
26.02.2016
11.03.2016
25.03.2016
08.04.2016
22.04.2016
06.05.2016
20.05.2016
03.06.2016
17.06.2016
01.07.2016
15.07.2016
29.07.2016
12.08.2016
26.08.2016
09.09.2016
23.09.2016
07.10.2016
21.10.2016
04.11.2016
18.11.2016
02.12.2016
16.12.2016
30.12.2016
BHKW I
BHKW II


Südteil
Volumenstrom Methan [m³/h]
Anteil
Anteil der erfassten an der erfassbaren Methanmenge
prognostizierte Methanbildung
tatsächlich gefasste Methanmenge
prognostizierte Methanbildung nach Abzug des aeroben Abbaus = erfassbare Methanmenge
39%
50%
41%
33%
43%


Nordteil
Volumenstrom Methan [m³/h]
Anteil
Anteil der erfassten an der erfassbaren Methanmenge
prognostizierte Methanbildung
tatsächlich gefasste Methanmenge
prognostizierte Methanbildung nach Abzug des aeroben Abbaus = erfassbare Methanmenge
111%
91%
93%
101%
95%


Nordteil
Südteil
Gasverwertung
Trafostation
Gasabfackeleinrichtung
Gasfördereinrichtung
Mess-, Steuer- und Regeltechnik
Gassammel-station S10
Gassammel-station S9
Gassammel-balken Süd
Gassammel-station VKB Süd
Gassammel-station S7/8
Gassammel-station VKB Nord
Gassammel-station S3
Gassammel-station S2
Gassammel-station S4
Gassammel-station S6
Regenrück-halbebecken
Legende:
Methanvolumenstrom
> 4,5 m³/h
3 m³/h
1,5 m³/h
0,5 m³/h
Methankonzentration
> 50 Vol.-%
42,5 - 50 Vol.-%
35 - 42,5 Vol.-%
< 35 Vol.-%
Anteil aerober Abbau am gesamten Kohlenstoffabbau
< 7,5 %
7,5 - 15 %
15 - 22,5 %
> 22,5
RUK Ingenieurgruppe
Auswertung der Betriebsdaten
Mittelwert 2015/2016
Apr. 2017


Deponiegasfassungs- und -verwertungsanlage Deponie Bruchsal
Blockbild Konzept Stufe 1
Schwachgas-Mischer neu
BHKW 1
308 kWel
Motorsteuerung neu
d
Fackel 1
Fackel 2
Schaltanlage MSR-Station
Verdichter 1
Bypass neu
Verdichter 2
Schaltanlage MSR-Station
Sammelbalken Süd
VKB Nord
b
a
c
S1
S2
S3
S4
S6
VKB Süd
S7
S8
S9
S10
Kondensat-schächte
Deponie Nordteil
Deponie Südteil
Legende und Anmerkungen
a: Zweite Leitung, nicht genutzt
b: Umklemmen in VKB Nord ist möglich (3 Eingänge, 2 Ausgänge)
c: Stichleitung
d: Zentrale Messstelle, Schieber
Deponiegasleitung
RUK Ingenieurgruppe
Deponie Bruchsal, Blockbild Konzept
Mai 2017