

Prognose zu den Emissionen aus der Verbrennung von Erdölbegleitgas in den geplanten Verbrennungsanlagen auf dem Clusterplatz 2

Auftraggeber: ENGIE E&P Deutschland GmbH,
Waldstraße 39, 49808 Lingen (Ems)

Betriebsstätte: ENGIE E&P Deutschland GmbH,
Clusterplatz 2
Flurstücke Nr.:5081/3, 5081/4, 5081/5, 5081/6 und 5081/7
67346 Speyer

Anlage: Verbrennungsanlagen auf dem Clusterplatz 2 (BHKW,
Hochtemperaturverbrennung, Heizzentrale)

Auftragnehmer: SGS-TÜV Saar GmbH
Rheinpromenade 12
67061 Ludwigshafen

Bearbeiter: Manfred Brill

Auftragsnummer: 2942590, Pos. 290/2

Stand: 28.06.2016

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	2
1 Aufgabenstellung	3
2 Anlagen- und Betriebsbeschreibung	3
2.1 Allgemeines	3
2.2 Clusterplatz 2.....	4
3 Ausgangsparameter für die Emissionsprognose	5
3.1 Betriebszeiten.....	5
3.2 Zusammensetzung und anfallende Mengen des Erdölbegleitgases	6
3.3 Anlagenart des BHKWs	8
4 Emissionen	8
5 Bewertung und Zusammenfassung	13
Literaturverzeichnis und gesetzliche Grundlagen	15
Tabellenverzeichnis	15
Anhang 1: Schematische Darstellung Clusterplatz 2 im geplanten Ausbau mit den Verbrennungsanlagen.....	16
Anhang 2: Analysedaten der Zusammensetzung des gereinigten Erdölbegleit- gases, Bohrungen ROEB1,2,3, H1, für die Jahre 2009 bis 2011, Erdölfeld Römerberg-Speyer.....	17

1 Aufgabenstellung

Die ENGIE E&P Deutschland GmbH (ENGIE) plant die weitere Feldesentwicklung des Erdölfeldes Römerberg-Speyer. Teil dieses Projektes ist das UVP-pflichtige Vorhaben zur Gewinnung von Erdöl zu gewerblichen Zwecken mit einem Fördervolumen von mehr als 500 t/d gemäß § 1 Nr. 2 lit. a) UVP-V Bergbau.

ENGIE beabsichtigt die Durchführung eines entsprechenden bergrechtlichen Planfeststellungsverfahrens mit UVP und Öffentlichkeitsbeteiligung.

Das Vorhaben der Erdölgewinnung von mehr als 500 t/d beinhaltet die Einrichtungen und Anlagen der Erdölgewinnung auf den Clusterplätzen 1 und 2

Weiteren Anlagen und Einrichtungen auf den Clusterplätzen (insbesondere Aufbereitungsanlagen und BHKWs) werden erweitert bzw. erneuert, sind jedoch nicht Gegenstand des bergrechtlichen Planfeststellungsverfahrens betreffend die Gewinnung. Sie sind bzw. werden im Rahmen anderer Zulassungsverfahren betriebsplanmäßig zugelassen. Ihre Umweltauswirkungen werden jedoch aufgrund der engen Wechselwirkungen mit den Anlagen der Gewinnung im Rahmen der Umweltverträglichkeitsprüfung für die Gewinnung mitbetrachtet und bewertet.

Daher soll zur Bewertung der Umweltauswirkungen eine Prognose über Art und Menge der jeweils zu erwartenden Emissionen bei der Nutzung/Verbrennung des anfallenden Erdölbegleitgases in den geplanten Verbrennungsanlagen auf dem Clusterplatz 2 erstellt werden.

Die SGS-TÜV Saar GmbH wurde beauftragt, diese Prognose zu den Emissionen aus der Verbrennung des Erdölbegleitgases auf dem Clusterplatz 2 anzufertigen.

2 Anlagen- und Betriebsbeschreibung

2.1 Allgemeines

Folgendes Produktionszenario und Auslegungsparameter sind für die Emissionsprognose im Rahmen einer Worst-Case-Betrachtung Basis für die Auslegung der jeweiligen Verbrennungsanlagen auf den Clusterplätzen 1 und 2 bei einer Fördermenge von mehr als 500 t Erdöl pro Tag:

Maximale Fördermenge:

	m ³ /a	m ³ /d	m ³ /h
Nassöl (Verwässerung 10 bis 95%)	932.000	2550	106

Dementsprechend werden die Aufbereitungsanlagen auf den beiden Clusterplätzen mit je einer Kapazität von 53 m³/h ausgelegt.

Auslegungsparameter Erdölbegleitgas:

Gas Öl Verhältnis (GOV)	≤10 Nm ³ /m ³
Dichte Erdölbegleitgas	1,31 – 1,82 kg/Nm ³
Heizwert Hu	im Mittel 8 kWh/Nm ³
Quecksilbergehalt	≤3300 µg/Nm ³
CO ₂ -Anteil	9,5 bis 50 Vol. %
H ₂ S-Anteil	≤160 ppm
WGK (Gaskondensat)	3

Aus der maximalen Förderrate von 53 m³/h je Clusterplatz, einer minimalen Verwässerung von 10% und einem GÖV von 10 Nm³/m³ ergibt sich eine maximale zu erwartende Erdölbegleitgasmenge von 477 Nm³/h, die auf dem Clusterplatz 2 in den dortigen Verbrennungseinrichtungen thermisch genutzt bzw. umgesetzt werden muss.

2.2 Clusterplatz 2

Der Clusterplatz 2 befindet sich im Nordosten von Speyer, südlich einer Kiesaufbereitungsanlage und nordöstlich eines Deponiehügels Fläche (Flurstücke Nr. 5081/3, 5081/4, 5081/5, 5081/6 und 5081/7). Der Clusterplatz hat eine Fläche von ca. 2,4 ha.

Das auf dem Clusterplatz 2 gewonnene Nassöl beinhaltet Erdölbegleitgas, das in Aufbereitungsanlagen auf dem Clusterplatz 2 abgeschieden wird. Das separierte Erdölbegleitgas wird zur Abtrennung von Quecksilber (HG) über eine redundant ausgelegte Gasreinigung (Aktivkohlefilter) geleitet. Alle Einrichtungen auf dem Clusterplatz 2 sind über ein Gaspendelsystem miteinander verbunden, wodurch Emissionen von Kohlenwasserstoffen vermieden werden.

Im Normalbetrieb wird die gesamte anfallende Menge an Erdölbegleitgas energetisch genutzt und dazu in einem modular aufgebauten Blockheizkraftwerk (BHKW) mit einer maximalen Feuerungswärmeleistung von ca. 4 MW in Wärme und Strom umgewandelt. Die erzeugte thermische und elektrische Energie wird überwiegend für den Eigenbedarf verwendet.

Im nicht bestimmungsgemäßen Betrieb, z.B. bei vollständiger Druckentlastung der Anlagen der Aufbereitung, kann die gesamte Menge an produziertem Erdölbegleitgas kontrolliert über eine Hochtemperaturverbrennungsanlage (Notfackel) mit einer maximalen Feuerungswärmeleistung von ca. 4 MW thermisch abgefackelt werden.

Zusätzlich ist eine Heizzentrale (Kesselanlage) vorgesehen. Die Kesselanlage (Warmwasserkessel) wird nur dann betrieben, wenn die benötigte thermische Energie nicht mehr durch die BHKWs zur Verfügung gestellt werden kann (z.B. wenn der Betriebsplatz stillsteht und kein Erdölbegleitgas für den Betrieb der

BHKWs vorliegt oder durch Revision der BHKWs die thermische Energie nicht ausreicht). Die Kesselanlage kann je nach Situation mit Erdölbegleitgas bzw. mit einem Alternativbrennstoff (Propan, Erdgas) betrieben werden; die maximale Feuerungswärmeleistung der Kesselanlage beträgt 1 MW.

In Anhang 1 ist der Clusterplatz 2 im geplanten Ausbau mit der Lage der Verbrennungseinrichtungen schematisch dargestellt.

Zur umfassenden Darstellung der möglichen Emissionen vom Standort des Clusterplatzes 2 werden im Folgenden die Auswirkungen aus der Verbrennung mittels BHKW sowie mittels Notfackel und Kesselanlage einzeln betrachtet und entsprechend dem realen Betriebsablauf kumuliert.

Die auf dem Clusterplatz 2 befindlichen Einrichtungen der Zusatzwassergewinnung sind nicht emissionsrelevant.

Die Verbrennungsanlagen entsprechen dem Stand der Technik.

Die Emissionen aus der Verbrennung des Erdölbegleitgases werden TA Luft-konform in die Atmosphäre abgeleitet (TA Luft, Pkt 5.5, Ableitung von Abgasen).

3 Ausgangsparameter für die Emissionsprognose

3.1 Betriebszeiten

Für den Clusterplatz 2 ist ein ganzjähriger Betrieb an 24 Stunden pro Tag vorgesehen.

- Das anfallende Erdölbegleitgas wird vorrangig in den BHKWs verbrannt. Die Betriebszeiten der BHKWs werden mit 8000 h/a abgeschätzt.
- Darüber hinaus ist für den nicht bestimmungsgemäßen Betrieb eine Hochtemperaturverbrennungsanlage (Notfackel) vorhanden. Die Betriebszeit der Hochtemperaturverbrennungsanlagen wird mit 760 h/a je Clusterplatz abgeschätzt
- Zusätzlich ist eine Heizzentrale (Kesselanlage) vorgesehen. Die Kesselanlage (Warmwasserkessel) wird jeweils nur dann betrieben, wenn die benötigte thermische Leistung nicht mehr oder nicht mehr ausreichend durch die BHKWs zur Verfügung gestellt werden kann. Die Betriebszeit der Kesselanlagen wird mit 800 h/a je Clusterplatz angesetzt.

3.2 Zusammensetzung und anfallende Mengen des Erdölbegleitgases

a) Zusammensetzung des Erdölbegleitgases

Das Erdölbegleitgas setzt sich im Wesentlichen aus den Hauptbestandteilen Kohlenwasserstoffe (Methan, Ethan Propan, Butan), Kohlendioxid und Stickstoff zusammen. Daneben finden sich in geringen Anteilen Begleitstoffe, wie Wasserstoff, Hg und H₂S. Die Anteile der einzelnen Komponenten können dabei bohrungsabhängig schwanken.

Das auf den Clusterplatz 2 anfallende, zu nutzende Erdölbegleitgas stammt aus einer Mischung von den verschiedenen Bohrungen des Clusterplatzes. Um hier zu den für die Berechnung der Emissionen erforderlichen, repräsentativen Daten, wie Zusammensetzung, spezifische Rauchgasmenge, Heizwert, zu gelangen, wurde anhand von Erdölbegleitgasanalysen einzelner Bohrungen (ROEB1,2,3, H1) aus den Jahren 2009 bis 2011 (s. Anhang 2) eine zu erwartende, mittlere Zusammensetzung für die gesamte Förderdauer abgeleitet.

Nachfolgend ist diese Zusammensetzung des Erdölbegleitgases aufgezeigt.

Tabelle 3-1: Mittlere erwartete Zusammensetzung des Erdölbegleitgases für die gesamte Förderdauer

Kohlendioxid	CO ₂	Vol.-%	41,00
Sauerstoff	O ₂	Vol.-%	0,01
Stickstoff	N ₂	Vol.-%	16,67
Kohlenmonoxid	CO	Vol.-%	0,00
Wasserstoff	H ₂	Vol.-%	0,04
Methan	CH ₄	Vol.-%	21,00
Ethan	C ₂ H ₆	Vol.-%	6,00
Ethylen	C ₂ H ₄	Vol.-%	0,00
Propan	C ₃ H ₈	Vol.-%	9,00
Butan	C ₄ H ₁₀	Vol.-%	3,00
Pentan	C ₅ H ₁₂	Vol.-%	1,75
Hexan	C ₆ H ₁₄	Vol.-%	1,50
sonstige	BTX	Vol.-%	0,02
Summe		Vol.-%	100,00

Aus der dargestellten Zusammensetzung des Erdölbegleitgases ergeben sich durch Verbrennungsrechnung bzw. eine Kohlenstoffbilanz die folgenden in der Emissionsprognose angesetzten feuerungstechnischen Kennwerte.

Tabelle 3-2: Berechnete feuerungstechnische Kennwerte des Erdölbegleitgases aus der mittleren erwarteten Zusammensetzung

KenngroÙe	Einheit	Wert
Heizwert Hu	kWh/Nm ³	8
spez. Rauchgasvolumen	Nm ³ / Nm ³ Brennstoff	7,3358
CO ₂ -Emissionsfaktor EF	kg CO ₂ / Nm ³ Erdölbegleitgas	2,6296

b) anfallende Menge Erdölbegleitgas

Die anfallende Erdölbegleitgasmenge ist abhängig von der geförderten Erdölmenge. Nach jetzigem Kenntnisstand ist die Lagerstätte durch ein Gas-Öl-Verhältnis von bis zu 10 : 1 (GÖV) charakterisiert.

Um möglichen zukünftigen Schwankungen dieses Verhältnisses gerecht zu werden wurde im Sinne einer Worst-Case-Betrachtung für die Emissionsprognose die zu erwartende, zu verbrennende Erdölbegleitgasmenge über die maximal auf dem Clusterplatz zu erwartende Nassölfördermenge von 53 m³/h, eine minimale Verwässerung von 10% und einen GÖV von 10 abgeschätzt.

Hieraus ergibt sich eine zu verwertende maximale Erdölbegleitgasmenge von 477 Nm³/h.

Für die Heizzentrale auf dem Clusterplatz 2 wurde der maximale Erdölbegleitgasdurchsatz über die jeweils maximal installierte Feuerungswärmeleistung berechnet; bei 1 MW installierter Feuerungswärmeleistung ergibt sich bei einem Heizwert Hu von 8 kWh/m³ ein maximaler Durchsatz an Erdölbegleitgas zu 125 m³/h.

Der Betrieb des BHKWs erfolgt ausschließlich mit Erdölbegleitgas. Die Heizzentrale kann auch mit Alternativbrennstoffen betrieben werden.

Die Berechnung der Emissionen basiert auf der Annahme, dass als Brennstoff nur Erdölbegleitgas eingesetzt wird. Dieser Ansatz wurde gewählt, um im Vergleich zu den emissionsärmeren Alternativbrennstoffen Erdgas und Flüssiggas die ungünstigste zu erwartende Emissionssituation (Worst-Case) abzubilden.

3.3 Anlagenart des BHKWs

Für die Abschätzung der Emissionssituation wurde angenommen, dass die BHKW-Anlage auf dem Clusterplatz mit Turbinen betrieben wird.

4 Emissionen

Aufgrund der Zusammensetzung des Erdölbegleitgases aus dem Erdölfeld Römerberg-Speyer sind bei einer Verbrennung des Begleitgases die folgenden, relevanten Schadstoffemissionen zu erwarten:

- Kohlenmonoxid (CO)
- Stickstoffoxide (NO_x)
- Schwefeloxide (SO₂)
- Quecksilber (Hg)

Des Weiteren ergibt sich aufgrund der vollständigen Verbrennung der Kohlenwasserstoffe sowie des inhärenten Anteiles an CO₂ im Erdölbegleitgas eine Emission des Treibhausgases Kohlendioxid (CO₂) bei der Verbrennung.

Das zu verbrennende Erdölbegleitgas kann durch die vorgeschalteten Separationsstufen und die Gasreinigung als technisch staubfrei betrachtet werden. Bei bestimmungsgemäßer Verbrennung sind daher relevante staubförmige Emissionen nicht zu erwarten und werden nachfolgend in der Emissionsprognose auch nicht bewertet.

Die geplanten Verbrennungsanlagen sind entsprechend dem Stand der Technik so ausgelegt, dass durch optimale Verbrennungsbedingungen (Temperatur, Verweilzeit, Mindestsauerstoffgehalt) eine vollständige Verbrennung und ein ordnungsgemäßer Ausbrand des eingesetzten Brennstoffes dauerhaft gewährleistet sind. Relevante Emissionen an organischen Stoffen (org. Gesamtkohlenstoff) [1] sind daher nicht zu erwarten und werden nachfolgend in der Emissionsprognose ebenfalls nicht bewertet.

Zur Ermittlung der Emissionskonzentrationen der relevanten Schadstoffe CO, NO_x, und Hg wird davon ausgegangen, dass bei der Hochtemperaturverbrennungsanlage (Notfackel) die Emissionswerte entsprechend dem Stand der Technik [1] bzw. bei dem BHKW und der Heizzentrale die anlagenspezifischen Grenzwerte der TA Luft [2] erreicht und damit angesetzt werden können.

Für Schwefeldioxid (SO₂) wird die Emissionskonzentration über den Anteil an Schwefelwasserstoff (H₂S) im Erdölbegleitgas berechnet.

Die CO₂-Emissionen setzen sich zusammen aus dem bereits im Erdölbegleitgas vorhandenen inhärenten CO₂-Anteil sowie dem durch die Verbrennung der kohlenstoffhaltigen Anteile im Erdölbegleitgas erzeugten CO₂-Anteil. Die Berechnung der gesamten emittierten CO₂-Menge erfolgt entsprechend der Vorgehensweise im Treibhausgasemissionshandel [3] mittels des aus der Zusammensetzung des Erdölbegleitgases ermittelten Emissionsfaktors multipliziert mit der der entsprechenden Verbrennungsanlage zugeführten Menge an Erdölbegleitgas:

$$M_{\text{CO}_2} = \text{EF} * Q_{\text{Erdölbegleitgas}}$$

mit EF in kg CO₂ / Nm³_{Erdölbegleitgas}
 Q in Nm³_{Erdölbegleitgas} / h

In den nachfolgenden Tabellen 4.1 bis 4.3 sind die prognostizierten Emissionen der einzelnen, geplanten Verbrennungsanlagen (BHKW, Heizzentrale, Hochtemperaturverbrennungsanlage), welche auf dem Gelände des Clusterplatzes 2 aufgestellt werden, entsprechend der zuvor erläuterten Vorgehensweise und Annahmen zusammengestellt.

**Tabelle 4-1: Emissionsprognose BHKW (Gasturbine) für Clusterplatz 2
Brennstoff Erdölbegleitgas**

Parameter	Einheit	Wert	Bemerkungen
Jährliche Betriebszeit	h	8.000	Angabe GDF
max. Feuerungswärmeleistung (FWL) BHKWs	MW	ca. 4	Angabe GDF
unterer Heizwert Hu Erdölbegleitgas	kWh/m ³	8,00	geschätzter Heizwert auf Basis Zusammensetzung vorliegender Gasanalysen
Stündl. Durchsatz Erdölbegleitgas	m ³ /h	477	Berechnet aus max. Fördermenge Nassöl je Clusterplatz
Spez. Rauchgasvolumen (Norm, trocken)	m ³ /m ³	7,3358	Verbrennungsrechnung aus erwarteter mittleren Zusammensetzung des Erdölbegleitgases
Abgasvolumenstrom, Norm, trocken	m ³ /h	3.499	Berechnet aus dem Durchsatz und spez. Rauchgasvolumen Erdölbegleitgas (Stöchiometrisch)
Abgasvolumenstrom, Norm, tr., 15 Vol.-% O ₂	m ³ /h	12.247	umgerechnet auf 15 Vol.-% O ₂
Schwefelgehalt im Erdölbegleitgas	mg/ m ³	232	Berechnet aus H ₂ S-Gehalt im Erdölbegleitgas (160 ppm)
E-Faktor CO ₂ Erdölbegleitgas	kg/m ³ Erdölbegleitgas	2,6296	Verbrennungsrechnung aus erwarteter mittleren Zusammensetzung des Erdölbegleitgases
Emissionskonzentration, bez. auf 15 Vol.-% O₂			
Hg	mg/m ³	0,05	zulässiger Emissionswert nach TA Luft Nr. 5.2.2 , Klasse 1
SO ₂	mg/m ³	18	berechnet aus Schwefelgehalt im Erdölbegleitgas
CO	g/m ³	0,10	zulässiger Emissionswert nach TA Luft Nr. 5.4.1.5 CO (bei einer Last ≥70%)
NO _x als NO ₂	g/m ³	0,15	zulässiger Emissionswert nach TA Luft Nr. 5.4.1.5 NO _x (Einsatz sonstiger gasförmiger Brennstoffen)
Stündlicher Massenstrom			
Hg	kg/h	0,0006	
SO ₂	kg/h	0,221	
CO	kg/h	1,225	
NO _x als NO ₂	kg/h	1,837	
CO ₂	t/h	1,254	Berechnet aus E-Faktor und stündl. Durchsatz Erdölbegleitgas
Jährlicher Massenstrom			
Hg	kg/a	4,8	
SO ₂	t/a	1,8	
CO	t/a	9,8	
NO _x als NO ₂	t/a	14,7	
CO ₂	t/a	10.032,0	

**Tabelle 4-2: Emissionsprognose Hochtemperaturverbrennungsanlage (Notfackel) für Clusterplatz 2
Brennstoff Erdölbegleitgas**

Parameter	Einheit	Wert	Bemerkungen
Maximale Jährliche Betriebszeit	h	760	Angabe GDF
max. Feuerungswärmeleistung (FWL) Fackel	MW	ca. 4	Angabe GDF
unterer Heizwert Hu Erdölbegleitgas	kWh/m ³	8,00	geschätzter Heizwert auf Basis Zusammensetzung vorliegender Gasanalysen
Stündl. Durchsatz Erdölbegleitgas	m ³ /h	477	Berechnet aus max. Fördermenge Nassöl je Clusterplatz
Spez. Rauchgasvolumen (Norm, trocken)	m ³ /m ³	7,3358	Verbrennungsrechnung aus erwarteter mittleren Zusammensetzung des Erdölbegleitgases
Abgasvolumenstrom, Norm, trocken	m ³ /h	3.499	Berechnet aus dem Durchsatz und spez. Rauchgasvolumen Erdölbegleitgas (Stöchiometrisch)
Abgasvolumenstrom, Norm, tr., 3 Vol.-% O ₂	m ³ /h	4.082	umgerechnet auf 3 Vol.-% O ₂
Schwefelgehalt im Erdölbegleitgas	mg/ m ³	232	Berechnet aus H ₂ S-Gehalt im Erdölbegleitgas (160 ppm)
E-Faktor CO ₂ Erdölbegleitgas	kg/m ³ Erdölbegleitgas	2,6296	Verbrennungsrechnung aus erwarteter mittleren Zusammensetzung des Erdölbegleitgases
Emissionskonzentration, bez. auf 3 Vol.-% O₂			
Hg	mg/m ³	0,05	zulässiger Emissionswert nach TA Luft Nr. 5.2.2 , Klasse 1
SO ₂	mg/m ³	54	berechnet aus Schwefelgehalt im Erdölbegleitgas
CO	mg/m ³	50	Stand der Technik entsprechend Ref. Sächsisches Landesamt für Umwelt und Geologie: Deponiegasfackeln,Emissionswert
NO _x als NO ₂	mg/m ³	200	Stand der Technik entsprechend Ref. Sächsisches Landesamt für Umwelt und Geologie: Deponiegasfackeln,Emissionswert
Stündlicher Massenstrom			
Hg	kg/h	0,0002	
SO ₂	kg/h	0,221	
CO	kg/h	0,204	
NO _x als NO ₂	kg/h	0,816	
CO ₂	t/h	1,254	Berechnet aus E-Faktor und stündl. Durchsatz Erdölbegleitgasgas
Jährlicher Massenstrom			
Hg	kg/a	0,2	
SO ₂	t/a	0,2	
CO	t/a	0,2	
NO _x als NO ₂	t/a	0,6	
CO ₂	t/a	953,0	

Tabelle 4-3: Emissionsprognose Heizzentrale (Kesselanlage) für Clusterplatz 2, Brennstoff Erdölbegleitgas

Parameter	Einheit	Wert	Bemerkungen
Maximale Jährliche Betriebszeit	h	800	Angabe GDF
max. Feuerungswärmeleistung (FWL) Kesselanlage	MW	1,0	Angabe GDF
unterer Heizwert Hu Erdölbegleitgas	kWh/m ³	8,00	geschätzter Heizwert auf Basis Zusammensetzung vorliegender Gasanalysen
Stündl. Durchsatz Erdölbegleitgas	m ³ /h	125	Berechnet aus FWL und Hu
Spez. Rauchgasvolumen (Norm, trocken)	m ³ /m ³	7,3358	Verbrennungsrechnung aus erwarteter mittleren Zusammensetzung des Erdölbegleitgases
Abgasvolumenstrom, Norm, trocken	m ³ /h	917	Berechnet aus dem Durchsatz und spez. Rauchgasvolumen Erdölbegleitgas (Stöchiometrisch)
Abgasvolumenstrom, Norm, tr., 3 Vol.-% O ₂	m ³ /h	1.070	umgerechnet auf 3 Vol.-% O ₂
Schwefelgehalt im Erdölbegleitgas	mg/m ³	232	Berechnet aus H ₂ S-Gehalt im Erdölbegleitgas (160 ppm)
E-Faktor CO ₂ Erdölbegleitgas	kg/m ³ Erdölbegleitgas	2,6296	Verbrennungsrechnung aus erwarteter mittleren Zusammensetzung des Erdölbegleitgases
Emissionskonzentration, bez. auf 3 Vol.-% O₂			
Hg	mg/m ³	0,05	zulässiger Emissionswert nach TA Luft Nr. 5.2.2 , Klasse 1
SO ₂	mg/m ³	54	berechnet aus Schwefelgehalt im Erdölbegleitgas
CO	mg/m ³	80	TA Luft Nr. 5.4.1.2.3 CO (sonstige Gase)
NO _x als NO ₂	g/m ³	0,20	TA Luft Nr. 5.4.1.2.3 NO _x (Einsatz sonstiger gasförmiger Brennstoffen)
Stündlicher Massenstrom			
Hg	kg/h	0,0001	
SO ₂	kg/h	0,058	
CO	kg/h	0,086	
NO _x als NO ₂	kg/h	0,214	
CO ₂	t/h	0,329	Berechnet aus E-Faktor und stündl. Durchsatz Erdölbegleitgas
Jährlicher Massenstrom			
Hg	kg/a	0,08	
SO ₂	t/a	0,05	
CO	t/a	0,07	
NO _x als NO ₂	t/a	0,17	
CO ₂	t/a	263,2	

5 Bewertung und Zusammenfassung

Die SGS-TÜV Saar GmbH wurde beauftragt, eine Prognose zu den Emissionen aus der Verbrennung des Erdölbegleitgases auf dem Clusterplatz 2 anzufertigen.

Für die spezifische Zusammensetzung des Erdölbegleitgases aus dem Erdölfeld Römerberg-Speyer in Verbindung mit den geplanten Verbrennungsanlagen ergeben sich bei der Verbrennung des Begleitgases die folgenden, relevanten Schadstoffemissionen:

- Kohlenmonoxid (CO)
- Stickstoffoxide (NO_x)
- Schwefeloxide (SO₂)
- Quecksilber (Hg)

Des Weiteren ergeben sich aufgrund der vollständigen Verbrennung der Kohlenwasserstoffe sowie des inhärenten Anteiles an CO₂ im Erdölbegleitgas Emissionen des Treibhausgases Kohlendioxid (CO₂).

Zur Ermittlung der Emissionskonzentrationen der relevanten Schadstoffe CO, NO_x und Hg wird konservativ davon ausgegangen, dass bei der Hochtemperaturverbrennungsanlage (Notfackeln) die Emissionswerte entsprechend dem Stand der Technik [1] bzw. bei dem BHKW und der Heizzentrale die anlagenspezifischen Grenzwerte der TA Luft [2] erreicht und damit angesetzt werden können.

Für Schwefeldioxid (SO₂) wird die Emissionskonzentration über den Anteil an Schwefelwasserstoff (H₂S) im Erdölbegleitgas berechnet.

**Tabelle 5-1: Prognostizierte maximale Emissionsmassenströme durch die Verbrennungsanlagen auf Clusterplatz 2
Brennstoff Erdölbegleitgas**

Verbrennungsanlagen (Clusterplatz 1 und 2 identisch)		BHKW	Hochtemperatur verbrennung	Heizzentrale	Bagatell- massenstrom 1)
Hg	kg/h	0,0006	0,0002	0,0001	0,0025
SO ₂	kg/h	0,221	0,221	0,058	20
CO	kg/h	1,225	0,204	0,086	-
NO _x als NO ₂	kg/h	1,837	0,816	0,214	20
CO ₂	t/a	10.035	953	263	-

1) Bagatellmassenstrom nach TA Luft 4.6.1.1, Tabelle 7

Die Ergebnisse der Emissionsprognose zeigen, dass die berechneten, relevanten Emissionsmassenströme für Quecksilber, Schwefeldioxid und Stickstoffoxide aus der Verbrennung von Erdölbegleitgas auf dem Clusterplatz 2 bei Einhaltung der Emissionswerte entsprechend dem Stand der Technik bzw. der Grenzwerte entsprechend TA Luft die Schwellenwerte der Bagatellmassenströme jeweils

signifikant unterschreiten. Entsprechend TA Luft 4.1 kann damit für diese Emissionen davon ausgegangen werden, dass wegen der geringen Emissionsmassenströme schädliche Umweltauswirkungen durch die Verbrennungsanlagen auf dem Clusterplatz 2 nicht hervorgerufen werden können.

Der prognostizierte Emissionsmassenstrom an Kohlenmonoxid liegen in einer den Stickstoffoxiden vergleichbaren Größenordnung. Aufgrund der deutlich geringer eingestufteten Umweltrelevanz (s. S-Werte TA Luft, Anhang 7) ist u. E. daher auch für Kohlenmonoxid davon auszugehen, dass dessen Emissionsmassenstrom als gering einzustufen ist und damit schädliche Umweltauswirkungen ebenfalls nicht hervorgerufen werden.

Die zu erwartenden jährlichen Emissionen des Treibhausgases Kohlendioxid (CO₂) erreichen ca. 11.250 t/a für Clusterplatz 2 (Summe BHKW, Hochtemperaturverbrennung, Heizzentrale). Die Verbrennungseinrichtungen können damit im Sinne des Treibhausgas-Emissionshandels als Anlagen mit geringen Emissionen (Kleinemittent) bewertet werden. Die Anlagen fallen jedoch aufgrund der geringen Feuerungswärmeleistung (< 20 MW) nicht in den Geltungsbereich des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes (TEHG). Eine spezielle Regelung bzw. Beschränkung hinsichtlich der CO₂-Emissionen besteht somit nicht.

Kaiserslautern, 28.06.2016



Dipl.-Ing. Manfred Brill

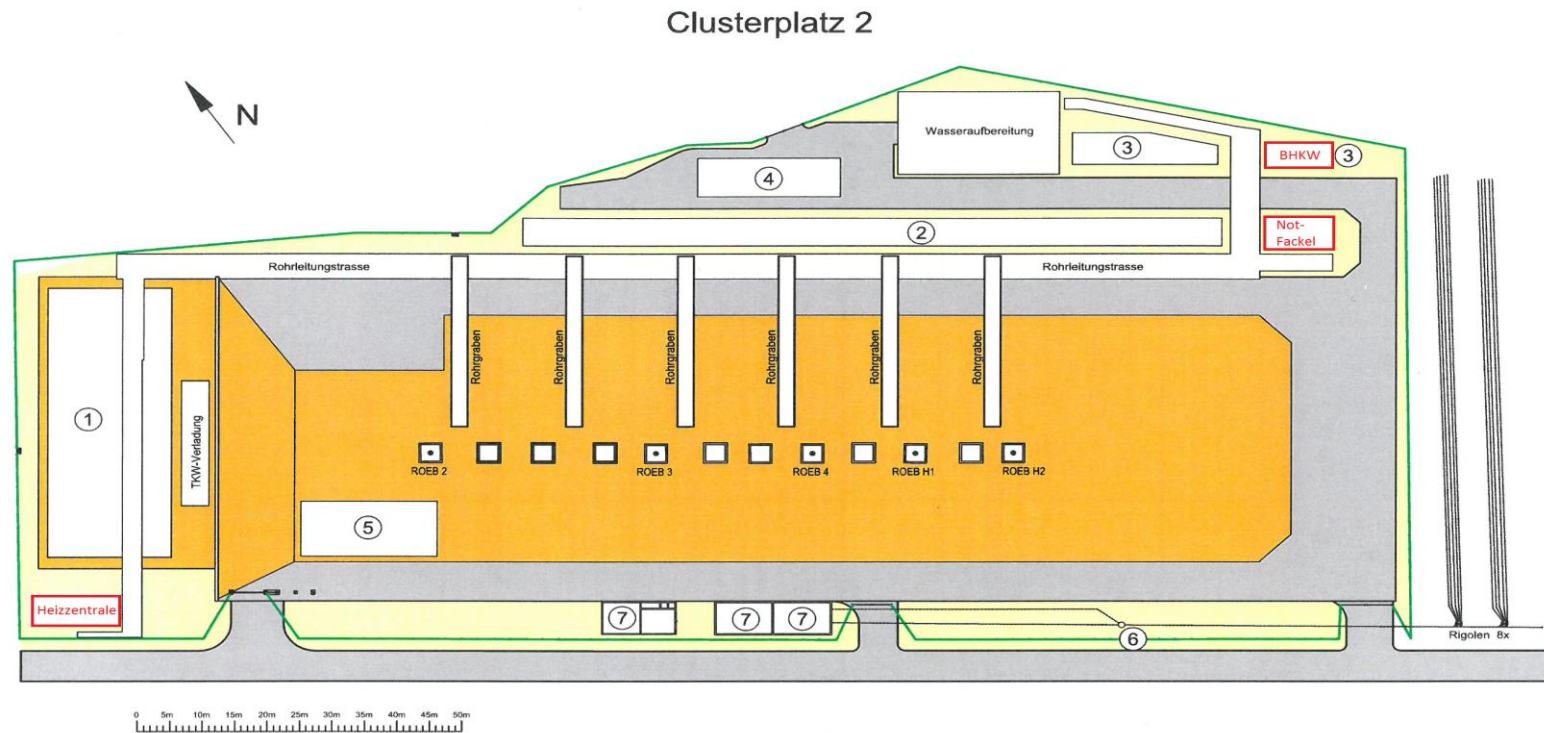
Literaturverzeichnis und gesetzliche Grundlagen

- [1] Poppitz, Sächsisches Landesamt für Umwelt und Geologie, Anforderungen an Deponiegasfackeln und Deponiegasmotoren entsprechend TA Luft 02, 12.11.2005
- [2] Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundesimmissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft TA-Luft) 24.Juli 2002
- [3] Verordnung (EU) Nr. 601/2012 der Kommission vom 21. Juni 2012 über die Überwachung von und die Berichterstattung über Treibhausgasemissionen gemäß der Richtlinie 2003/87/eg des Europäischen Parlaments und des Rates

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1:	Mittlere erwartete Zusammensetzung des Erdölbegleitgases für die gesamte Förderdauer.....	6
Tabelle 3-2:	Berechnete feuerungstechnische Kennwerte des Erdölbegleitgases aus der mittleren erwarteten Zusammensetzung.....	7
Tabelle 4-1:	Emissionsprognose BHKW (Gasturbine) für Clusterplatz 2	10
Tabelle 4-2:	Emissionsprognose Hochtemperaturverbrennungsanlage (Notfackel) für Clusterplatz 2	11
Tabelle 4-3:	Emissionsprognose Heizzentrale (Kesselanlage) für Clusterplatz 2,	12
Tabelle 5-1:	Prognostizierte maximale Emissionsmassenströme durch die Verbrennungsanlagen auf Clusterplatz 2, Brennstoff Erdölbegleitgas.....	13

Anhang 1: Schematische Darstellung Clusterplatz 2 im geplanten Ausbau mit den Verbrennungsanlagen



- ① Anlagenbereich Stapelung, Aufbereitung
- ② Anlagenbereich Aufbereitung, Energieversorgung
- ③ Anlagenbereich Energieversorgung, Energieverwertung
- ④ Abscheideranlage
- ⑤ möglicher Standort mobile Testanlage
- ⑥ Leichtflüssigkeitsabscheider
- ⑦ Auffangbecken

- Verbrennungsanlagen
- Verkehrswege (Asphalt)
- vorhandene Bohrung
- geplante Bohrung
- Umzäunung

Prognose zu den Emissionen aus der Verbrennung von Erdölbegleitgas
in den geplanten Verbrennungsanlagen auf dem Clusterplatz 2
bei einem Fördervolumen von mehr als 500 t/d Roherdöl

Auftrags-Nr: 2942590, Pos. 290/2
Stand: 28.06.2016
Seite 16 von 17

Anhang 2: Analysedaten der Zusammensetzung des gereinigten Erdölbegleitgases, Bohrungen ROEB1,2,3, H1, für die Jahre 2009 bis 2011, Erdölfeld Römerberg-Speyer

Bohrung	Datum	Methan	Ethan	Propan	i-Butan	n-Butan	Neopentan	i-Pentan	n-Pentan	n-Hexan	Rest Alkane
ROEB 1	09.12.2009	17,5823	6,6441	8,2333	2,8489	4,6083	0,0270	1,7948	2,5211	1,2560	1,8522
ROEB 2	20.05.2010	15,1747	4,6140	3,9069	1,0597	1,7242	0,0128	0,6029	0,6879	0,1593	0,5072
ROEB 2	20.05.2010	15,3685	4,4533	3,7849	1,0149	1,6593	0,0122	0,5563	0,6379	0,1351	0,4246
ROEB 1	26.07.2010	18,6304	6,9341	7,4900	2,4512	3,8288	0,0227	1,3775	1,8238	0,6707	1,4996
ROEB 1	23.08.2010	17,6073	6,3634	6,9782	2,2888	3,5541	0,0215	1,2767	1,6377	0,5224	1,2516
ROEB 1	23.08.2010	17,7559	6,3493	6,9318	2,2777	3,5679	0,0216	1,2904	1,6821	0,5623	1,3283
ROEB 2	06.09.2010	12,2932	4,2094	3,2833	0,9101	1,6337	0,0172	0,6095	0,8955	1,6560	1,2636
ROEB 3	08.02.2011	16,8751	4,6756	4,3988	1,2115	2,0156	0,0000	0,6712	0,8067	0,2906	0,4351
ROEB 3	24.03.2011	16,1211	4,2225	3,6914	1,0211	1,6817	0,0000	0,5907	0,6962	0,1720	0,0791
ROEB 1	31.05.2011	20,8972	6,3163	9,7548	2,0802	2,8623	0,0000	0,1168	1,6379	0,7169	2,7908
ROEB 2	31.05.2011	14,3311	3,3718	3,9722	0,7599	1,3866	0,0000	0,0510	0,7771	0,3869	1,4405
ROEB 3	31.05.2011	14,9808	4,0004	5,5044	1,1426	1,9103	0,0000	0,0697	0,7984	0,1809	1,1898
ROEB 1	04.08.2011	19,6827	6,0060	5,5931	1,5689	2,1394	0,0143	0,6347	0,6428	0,3973	0,0862
ROEB 2	04.08.2011	8,1014	2,1219	1,7420	0,4526	0,6975	0,0056	0,2232	0,2274	0,1357	0,0241
ROEB H1	04.08.2011	45,6735	9,9651	5,0129	0,8000	1,3773	0,0071	0,3342	0,3848	0,2633	0,0348

Bohrung	Datum	Benzol	Toluol	Xylole	H2	Helium	N2	CO	CO2	Heizwert Hu
ROEB 1	09.12.2009	0,2574	0,0433	0,0104	0,080	0,152	14,025	0,000	37,985	11,593
ROEB 2	20.05.2010	0,0173	0,0001	0,0001	0,021	0,293	30,488	0,000	40,731	5,308
ROEB 2	20.05.2010	0,0158	0,0001	0,0047	0,034	0,273	28,788	0,000	42,839	5,121
ROEB 1	26.07.2010	0,1024	0,0075	0,0001	0,012	0,168	8,821	0,000	46,161	10,018
ROEB 1	23.08.2010	0,0690	0,0043	0,0001	0,028	0,152	14,828	0,000	43,418	9,142
ROEB 1	23.08.2010	0,0811	0,0045	0,0001	0,036	0,150	14,668	0,000	43,292	9,248
ROEB 2	06.09.2010	0,0366	0,0081	0,0001	0,025	0,230	25,787	0,000	47,142	6,133
ROEB 3	08.02.2011	0,0024	0,0000	0,0089	0,312	0,199	30,955	0,000	36,706	5,874
ROEB 3	24.03.2011	0,0011	0,0027	0,0017	0,006	0,259	29,116	0,000	42,330	4,951
ROEB 1	31.05.2011	0,0312	0,0148	0,0169	0,000	0,155	16,609	0,000	35,934	10,522
ROEB 2	31.05.2011	0,0083	0,0112	0,0120	0,008	0,227	28,264	0,000	44,922	5,368
ROEB 3	31.05.2011	0,0020	0,0001	0,0002	0,000	0,462	26,311	0,000	43,447	5,969
ROEB 1	04.08.2011	0,0019	0,0002	0,0001	0,023	0,143	16,606	< 0,01	46,456	6,588
ROEB 2	04.08.2011	0,0002	0,0000	0,0000	0,013	0,113	16,315	< 0,01	31,902	3,650
ROEB H1	04.08.2011	0,0041	0,0003	0,0001	0,019	0,071	10,775	< 0,01	25,267	8,861