

DMT GmbH & Co. KG

Industrial Engineering  
Gasemission & Verwertung

Am Technologiepark 1  
45307 Essen  
Deutschland

Telefon +49 201 172-1079  
Telefax +49 201 172-1735  
dmt@dm-group.com  
www.dmt-group.com

TÜV NORD GROUP

DIN EN ISO 9001 zertifiziert	DIN EN ISO 14001 zertifiziert
------------------------------------	-------------------------------------

**Gutachterliche Stellungnahme**  
**Verwerten von Grubengas als Beitrag zur**  
**Emissionsvermeidung und zur Gefahrenabwehr**

Bearb.-Nr.: 352 232 17

Auftraggeber: Interessenverband Grubengas e.V.

Auftragnehmer: DMT GmbH & Co. KG  
Am Technologiepark 1  
45307 Essen

Sachverständige: Dr. Heribert Meiners  
Dipl.-Ing. Michael Opahle  
Dipl.-Ing. Vitali Kerber

Wiss. Mitarbeiterinnen: Dipl.-Ing. Gudrun Ries  
Dipl.-Geol. Sabine Hanstein



(Dr. Meiners)



(Kerber)

Essen, den 13.12.2018 DMT GmbH & Co. KG

Dieses Gutachten beinhaltet 65 Seiten und 23 Anlagen

<b>INHALTSVERZEICHNIS</b>	<b>Seite</b>
<b><u>1</u> <u>EINLEITUNG</u></b> .....	<b>6</b>
<b><u>2</u> <u>VERWENDETE UNTERLAGEN</u></b> .....	<b>8</b>
<b><u>3</u> <u>GRUBENGASEMISSIONEN AUS AKTIVEN UND STILLGELEGTEN STEINKOHLBERGWERKEN</u></b> .....	<b>11</b>
<b><u>4</u> <u>ÜBERSICHT ÜBER DIE BETRACHTETEN STEINKOHLREVIERE</u></b> .....	<b>13</b>
4.1 RUHRREVIER.....	13
4.2 SAARLAND .....	13
4.3 IBENBÜREN.....	13
4.4 AACHENER STEINKOHLREVIER.....	14
4.5 WEITERE STEINKOHLREVIERE.....	14
<b><u>5</u> <u>ENTWICKLUNG DER VERWERTUNGSRATEN VON GRUBENGAS INFOLGE DES INKRAFTTRETENS DES EEG</u></b> .....	<b>15</b>
5.1 SAARLAND .....	15
5.2 RUHRREVIER.....	16
5.3 IBENBÜREN.....	17
<b><u>6</u> <u>GASABSAUGUNG UND GASVERWERTUNG</u></b> .....	<b>18</b>
6.1 SAARLAND .....	18
6.2 RUHRREVIER.....	19
6.3 IBENBÜREN.....	22
6.4 DEUTSCHLAND.....	23
<b><u>7</u> <u>METHANAUSGASUNG AUS STILLGELEGTEN BERGWERKEN</u></b> .....	<b>24</b>
7.1 ALLGEMEINE BEMERKUNGEN ZU DEN BERECHNUNGSVERFAHREN DER DMT .....	24
7.2 DETAILLIERTES BERECHNUNGSVERFAHREN .....	25
7.3 VEREINFACHTES VERFAHREN .....	30

7.3.1	RESTGASVOLUMEN NACH BEENDIGUNG DAS ABBAUS .....	30
<b>7.4</b>	<b>RESTGASVOLUMEN IN DEN LAGERSTÄTTEN DER STEINKOHLREVIERE.....</b>	<b>33</b>
7.4.1	RESTGASVOLUMEN AN DER SAAR.....	33
7.4.2	RESTGASVOLUMEN IM RUHRREVIER .....	33
7.4.3	RESTGASVOLUMEN IN IBBENBÜREN .....	33
7.4.4	GESAMTES RESTGASVOLUMEN IN DEN DEUTSCHEN STEINKOHLREVIERLAGERSTÄTTEN ..	33
<b>7.5</b>	<b>BERECHNUNG UND PROGNOSE DER JÄHRLICHEN GRUBENGASFREISETZUNG AUS STILLGELEGTEN BERGWERKEN.....</b>	<b>34</b>
7.5.1	JÄHRLICHE GRUBENGASFREISETZUNG SAARLAND.....	36
7.5.2	JÄHRLICHE GRUBENGASFREISETZUNG RUHRREVIER .....	36
7.5.3	JÄHRLICHE GRUBENGASFREISETZUNG IBBENBÜREN.....	37
<b>8</b>	<b><u>GESAMTAUSGASUNG AUS AKTIVEN UND STILLGELEGTEN BERGWERKEN</u></b> .....	<b>37</b>
<b>8.1</b>	<b>JÄHRLICHE GESAMTAUSGASUNG DER BERGWERKE DES SAARREVIERS.....</b>	<b>38</b>
<b>8.2</b>	<b>JÄHRLICHE GESAMTAUSGASUNG DER BERGWERKE DES RUHRREVIERS.....</b>	<b>38</b>
<b>8.3</b>	<b>JÄHRLICHE GESAMTAUSGASUNG DES BERGWERKS IBBENBÜREN.....</b>	<b>38</b>
<b>8.4</b>	<b>JÄHRLICHE GESAMTAUSGASUNG DER DEUTSCHEN STEINKOHLBERGWERKE .....</b>	<b>39</b>
<b>9</b>	<b><u>VERMEIDUNG VON CO<sub>2</sub> (CO<sub>2</sub>-ÄQUIVALENTEN) DURCH GRUBENGASVERWERTUNG.....</u></b>	<b>39</b>
<b>9.1</b>	<b>BERECHNUNG DER CO<sub>2</sub>-ÄQUIVALENTE .....</b>	<b>40</b>
<b>9.2</b>	<b>BERECHNUNG DER CO<sub>2</sub>-ABSTRÖME DURCH GRUBENGASVERWERTUNG.....</b>	<b>41</b>
<b>9.3</b>	<b>GESAMTBILANZ DER CO<sub>2</sub>-ABSTRÖME / ÄQUIVALENTE DES DEUTSCHEN STEINKOHLBERGBAUS .....</b>	<b>42</b>
<b>9.4</b>	<b>EINGESPARTE CO<sub>2</sub>-EMISSION ANDERER KRAFTWERKE DURCH DIE VERWERTUNG VON GRUBENGAS.....</b>	<b>43</b>
<b>10</b>	<b><u>ANPASSUNG DER ABSAUGE- UND VERWERTUNGSTECHNIK AN VERÄNDERTE RANDBEDINGUNGEN .....</u></b>	<b>44</b>
<b>10.1</b>	<b>GASFÖRDERAGGREGATE.....</b>	<b>44</b>
<b>10.2</b>	<b>VERWERTUNG VON GRUBENGASEN MIT NIEDRIGEM CH<sub>4</sub>-GEHALT .....</b>	<b>45</b>
<b>10.3</b>	<b>FOLGERUNGEN .....</b>	<b>46</b>

<b><u>11</u></b>	<b><u>CO<sub>2</sub>-VERMEIDUNGSKOSTEN FÜR DIE VERWERTUNG VON GRUBENGAS IM VERGLEICH ZU REGENERATIVEN ENERGIEN</u></b>	<b><u>47</u></b>
<b><u>12</u></b>	<b><u>GASFREISETZUNG AN DER TAGESOBERFLÄCHE UND DARAUS RESULTIERENDE GEFAHRENSITUATIONEN</u></b>	<b><u>49</u></b>
12.1	AUSGASUNGEN AN VERFÜLLTEN SCHÄCHTEN	49
12.2	DIFFUSE AUSGASUNGEN AN DER TAGESOBERFLÄCHE	51
<b><u>13</u></b>	<b><u>FOLGEN EINER VORZEITIGEN BEENDIGUNG DER GRUBENGASABSAUGUNG UND -VERWERTUNG</u></b>	<b><u>56</u></b>
13.1	POLITISCHE ZIELE DER BUNDESLÄNDER NRW UND SAARLAND ZUR VERRINGERUNG DES CO <sub>2</sub> -AUSSTOBES	56
13.2	ZUNAHME DER GRUBENGASEMISSIONEN DURCH AUßERBETRIEBNAHME DER GRUBENGASVERWERTUNG	57
13.3	ZUNAHME DIFFUSER GASAustritte AN DER TAGESOBERFLÄCHE	62
<b><u>14</u></b>	<b><u>ZUSAMMENFASSUNG</u></b>	<b><u>64</u></b>

## **ANLAGENVERZEICHNIS**

- Anlage 1: Bereiche der Potentialanalysen in der Wasserprovinz Reden
- Anlage 2: Überlagerungsflächen und mittlere Gasinhalte in der Wasserprovinz Reden
- Anlage 3: Berechnung der CH<sub>4</sub>-Volumina nach dem vereinfachten Verfahren für die Teilprovinzen Frankenholz und Camphausen
- Anlage 4: Abgebaute Flächen des Saarreviers
- Anlage 5: Berechnung der CH<sub>4</sub>-Volumina für das Saarrevier
- Anlage 6: Wasserteilprovinzen des Ruhrreviers
- Anlage 7: Berechnung der CH<sub>4</sub>-Volumina für das Ruhrrevier
- Anlage 8: Abgebaute Flächen Bergwerk Ibbenbüren
- Anlage 9: Berechnung der CH<sub>4</sub>-Volumina für das Bergwerk Ibbenbüren
- Anlage 10: Berechnung des CH<sub>4</sub>-Abstroms aus stillgelegten Bergwerken des Saarlands
- Anlage 11: Berechnung des CH<sub>4</sub>-Abstroms aus stillgelegten Bergwerken für das Ruhrrevier
- Anlage 12: Berechnung des CH<sub>4</sub>-Abstroms des Bergwerks Ibbenbüren nach 2019
- Anlage 13: Zusammenfassung der CH<sub>4</sub>-Abströme aus Bergwerken des Saarreviers
- Anlage 14: Zusammenfassung der CH<sub>4</sub>-Abströme aus Bergwerken des Ruhrreviers
- Anlage 15: Zusammenfassung der CH<sub>4</sub>-Abströme des Bergwerks Ibbenbüren
- Anlage 16: Zusammenfassung der CH<sub>4</sub>-Abströme aus Steinkohlebergwerken der Bundesrepublik Deutschland
- Anlage 17: Zusammenfassung der CO<sub>2</sub>-Abströme (Äquivalente) aus Bergwerken des Saarreviers
- Anlage 18: Zusammenfassung der CO<sub>2</sub>-Abströme (Äquivalente) aus Bergwerken des Ruhrreviers
- Anlage 19: Zusammenfassung der CO<sub>2</sub>-Abströme (Äquivalente) des Bergwerks Ibbenbüren
- Anlage 20: Zusammenfassung der CO<sub>2</sub>-Abströme aus Steinkohlebergwerken der Bundesrepublik Deutschland
- Anlage 21: Netto CO<sub>2</sub>-Abstrom aus Steinkohlebergwerken bei Grubengasverwertung
- Anlage 22: Zusammenfassung der CH<sub>4</sub>-Abströme aus Steinkohlebergwerken der Bundesrepublik Deutschland ohne Grubengasverwertung
- Anlage 23: Zusammenfassung der CO<sub>2</sub>-Abströme aus Steinkohlebergwerken der Bundesrepublik Deutschland ohne Grubengasverwertung

## **1 Einleitung**

Mit dem Inkrafttreten des Gesetzes für den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG) am 01.04.2000 erfuhr die Verwertung von Grubengas aus aktiven und stillgelegten Bergwerken einen rasanten Anstieg. Auch wenn bereits zuvor Grubengasverwertungsprojekte vornehmlich im Saarland und in Ibbenbüren realisiert waren, erfolgte die mittlerweile flächendeckende Verwertung des Grubengases im Ruhrgebiet auf Basis des EEG.

Das Grubengas, das sich bei der Entstehung der Steinkohle vor etwa 300 Mio. Jahren gebildet hat, ist im eigentlichen Sinne keine regenerative Energiequelle, wurde aber trotzdem ins EEG aufgenommen, da die Verwertung des Grubengases einen sehr positiven, klimawirksamen Effekt hat. Das Methan als Hauptbestandteil des Grubengases hat ein 25-fach stärkeres Treibhausgaspotential als Kohlendioxid. Dieser Faktor (25) gilt als ein in den letzten Jahren wissenschaftlich gesicherter Wert, wobei einige Quellen von noch erheblich höheren Faktoren ausgehen. Insofern sind die Berechnungen in diesem Gutachten mit einem Faktor von 25 als konservativ zu betrachten. Ohne eine entsprechende Verwertung würde das Grubengas ungenutzt aus stillgelegten Bergwerken in die Atmosphäre abströmen und in nicht unerheblichem Maße zur Klimaerwärmung beitragen.

Ein weiterer positiver Aspekt der Grubengasverwertung ist, dass der durch die Absaugung erzeugte Unterdruck dazu beiträgt, dass das Gas nicht bzw. in nur geringem Maße diffus zur Tagesoberfläche strömt und somit das potentiell durch Grubengas hervorgerufene Gefahrenpotential vermindert wird.

In dieser Stellungnahme wird die Entwicklung der Grubengasverwertung in den deutschen Steinkohlerevieren beschrieben. Dabei wurden die CO<sub>2</sub>-Emissionen in den Zeiträumen vor Inkrafttreten des EEG, während des EEG und nach einer etwaigen vorzeitigen Beendigung der Grubengasverwertung betrachtet. Auf Basis der zum jetzigen Zeitpunkt noch vorhandenen Restgrubengasmengen und der derzeitig verwerteten Grubengasmengen sowie der Entwicklung der Grubenwasserstände wird eine numerisch gestützte Prognose der zukünftigen Grubengasmengen, die infolge einer vorzeitigen Beendigung der Verwertung durch Entfall der Wirtschaftlichkeit klimaschädlich in die Atmosphäre abgegeben würden, erstellt. Dabei wird auch der wirtschaftliche Aspekt der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten durch die Grubengasverwertung im Vergleich zu regenerativen Energien betrachtet.

Ebenso wird auf Grundlage durchgeführter Forschungsvorhaben und Gutachten, die im Auftrag der RAG bezüglich der Ausgasung an der Tagesoberfläche durch Grubenwasseranstieg erarbeitet wurden, prognostiziert, wie sich eine Ausgasung an der Tagesoberfläche ohne den durch die Grubengasabsaugung erzeugten Unterdruck entwickelt und welche Gefährdungen mit diffusen Gasaustritten verbunden sein können.

## 2 Verwendete Unterlagen

- [1] HINDERFELD, G. & KUNZ, E. & OPAHLE, M. & STENGEL, H.-J. (1993): Die Gasführung des Ruhrkarbons in ihrer räumlichen Verteilung und Entstehung zur Prognose der Ausgasung. DMT-Bericht aus Forschung und Entwicklung (14), Bochum 1993
- [2] MEINERS, H. & MARZILGER, A. (1999): Gesamtausgasung im deutschen Steinkohlenbergbau. Abschlußbericht der Deutsche Montan Technologie GmbH, Geschäftsbereich ProTec B; Essen, 31.12.1999
- [3] MEINERS, H. & KUNZ, E. & MARZILGER & A., SHETA, H. (2004): Modellentwicklung zur Gasdarbietung aus stillgelegten Bergwerken zum Schutz der Tagesoberfläche und der Umwelt. Abschlußbericht der Deutsche Montan Technologie GmbH, Gas and Fire Division; Essen, 30.11.2004
- [4] MEINERS, H. & BENNER, L. & KUNZ, E. & SHETA, H. (2008): Vorhersage der Grubengasfreisetzung unter Berücksichtigung unterschiedlicher Wasseranstiegsszenarien nach Stilllegung von Bergbaustandorten, Teil B. DMT-Bericht, Nr.: 034150000; Essen, 15.12.2008
- [5] IMGRUND, T. & OPAHLE, M. (2010): Gutachtliche Stellungnahme zum Ausgasungs- und Entgasungskonzept für den Rückzug aus dem Grubengebäude des Bergwerks Ost der RAG Deutsche Steinkohle. DMT-Bericht, PFG-Nr.: 341 192 10; Essen, 29.11.2010
- [6] COLDEWEY, W. G. & MELCHERS, CH. & WESCHE, D. (2011): Untersuchung potentieller Methan-Emissionen im Stadtgebiet von Hamm, Phase 3. Westfälische Wilhelms-Universität Münster, 22.05.2012
- [7] MEINERS, H. & OPAHLE, M. (2013): BEGUTACHTUNG UND SICHERHEITSTECHNISCHE BEGLEITUNG des Grubenwasseranstiegs auf dem Bergwerk Ost im Hinblick auf Fragen der Ausgasung. DMT-Bericht, PFG-Nr.: 351 251 12; Essen 28.03.2013
- [8] MEINERS, H. & OPAHLE, M. (2013): Gutachtliche Stellungnahme zu alternativen Entgasungsmöglichkeiten anstelle der Dammrohre der Dämme 01/01 und 00/027 des Bergwerks Ost. DMT-Bericht, PFG-Nr.: 351 145 13; Essen, 13.05.2013
- [9] KERSTAN, W. & ROTH, M. (2014): Planerische Mitteilung zum Ansteigenlassen des Grubenwasserspiegels auf -320 m NN in den Wasserprovinzen Reden und Duhamel. Ingenieur- und Planungsbüro Lange GbR (Im Auftrag der RAG), Moers, Oktober 2014

- [10] MEINERS, H. & SHETA, H. & KUNZ, E. & OPAHLE, M. (2004): Verifizierung und Aktualisierung der Grubengasemissionen aus stillgelegten Steinkohlenbergwerken. DMT-Bericht Nr.: 39737; Essen, 15.11.2014
- [11] MEINERS, H. & OPAHLE, M. (2016): Begutachtung und sicherheitstechnische Begleitung des Grubenwasseranstiegs in den Wasserprovinzen Reden und Duhamel bis zu einem Niveau von -320 m NN im Hinblick auf Fragen der Ausgasung. DMT-Bericht, PFG-Nr.: 351 001 16; Essen, 08.04.2016
- [12] MEINERS, H. & OPAHLE, M. (2017): Erstellung eines Monitoringplans für die ausgasungstechnische Überwachung der Tagesoberfläche im Zuge des Wasseranstiegs im Bereich des Bergwerks Ost östlich des Unnaer Sprungs. DMT-Bericht, PFG-Nr.: 351 117 17; Essen, 05.07.2017
- [13] MEINERS, H. & OPAHLE, M. (2017): Begutachtung des geplanten Grubenwasseranstiegs im Bereich des Bergwerks Ost westlich des Unnaer Sprungs im Hinblick auf Fragen der Ausgasung. DMT-Bericht, PFG-Nr.: 351 091 17; Essen, 26.09.2017

#### Schriftliche Mitteilungen

- [14] BEZIRKS-REGIERUNG (ABTEILUNG 6 BERGBAU UND ENERGIE IN NRW) (2017): Schriftliche Mitteilung von Ernst-Günter Weiß zur Erzeugung von Strom aus Grubengas. Dortmund, November 2017
- [15] BEZIRKS-REGIERUNG (ABTEILUNG 6 BERGBAU UND ENERGIE IN NRW): Schriftliche Mitteilung über die Ergebnisse der Gasabsaugungen (jährlich)
- [16] RAG: Schriftliche Mitteilungen zu Wasserständen in den Wasserprovinzen
- [17] STEAG NEW ENERGIES GMBH (2017): Schriftliche Mitteilung (Email) von Hans-Jürgen Kaltwang zu Ausgasungsereignissen an der Tagesoberfläche im Saarland. Oktober 2017
- [18] GVST (2017): Schriftliche Mitteilung von Jürgen Ilse über Minderung der Grubengasemissionen – Klimaschutzbestrebungen in NRW, Deutschland und international. Herne, 16.01.2017
- [19] MINGAS POWER GMBH UND MINEGAS GMBH (2016): Schriftliche Mitteilung zum Vergleich der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten von Grubengas, Windenergie, Photovoltaik und Wasserkraft auf Grundlage der EEG-Vergütung

#### Weitere Quellen

- [20] KOALITIONSVERTRAG FÜR NORDRHEIN-WESTFALEN (2017): Quelle im Internet: <https://www.cdu-nrw.de/koalitionsvertrag-fuer-nordrhein-westfalen-2017-2022>

- [21] KOALITIONSVERTRAG FÜR DIE 16. LEGISLATURPERIODE DES LANDTAGS DES SAARLANDES (2017 – 2022). Quelle im Internet: [http://www.entwicklungspolitik-deutsche-laender.de/sites/default/files/bundeslaender/dateien/koalitionsvertrag\\_saarland\\_2017\\_-\\_2022.pdf](http://www.entwicklungspolitik-deutsche-laender.de/sites/default/files/bundeslaender/dateien/koalitionsvertrag_saarland_2017_-_2022.pdf)
- [22] UMWELT BUNDESAMT (2017): ENTWICKLUNG DER SPEZIFISCHEN KOHLENDIOXID-EMISSIONEN DES DEUTSCHEN STROMMIX 1990-2016: Quelle im Internet: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/energieversorgung/strom-waermeversorgung-in-zahlen>

### Literatur

- [23] BACHMANN, ET AL. (1971): Die Karbonablagerungen in der Bundesrepublik Deutschland; aus: Fortschritte in der Geologie von Rheinland und Westfalen, Band 19, GLA NRW; Krefeld
- [24] DROZDZEWSKI, G. ET AL. (1985): Beiträge zur Tiefentektonik westdeutscher Steinkohlenlagerstätten, GLA NRW, Krefeld
- [25] DROZDZEWSKI, G. ET AL. (1994): Das Subvariszikum Nordwestdeutschlands – Struktur und Lagerstättenpotential eines Vorlandbeckens; aus: Fortschritte in der Geologie von Rheinland und Westfalen, Band 38, GLA NRW; Krefeld
- [26] WREDE, V. (1987): Einengung und Bruchtektonik im Ruhrkarbon; Glückauf-Forschungshefte 48, Nr. 3

### **3 Grubengasemissionen aus aktiven und stillgelegten Steinkohlenbergwerken**

Während des Inkohlungsprozesses wurden neben Wasser und anderen Gasen große Mengen an Methan und Kohlendioxid gebildet. Der größte Teil dieser Gase ist im Laufe der Jahrtausende durch das Steinkohlengebirge zur Tagesoberfläche migriert und dort an die Atmosphäre abgegeben worden.

Nichtsdestotrotz waren und sind während der aktiven Phase des Bergbaus noch große Mengen von Grubengas in der Lagerstätte vorhanden, die es zu beherrschen gilt. Zur Aufrechterhaltung der Sicherheit unter Tage und zur Schaffung einer atembaren Atmosphäre werden große Wettermengen durch Bergwerke geführt. Diese verdünnen das Grubengas auf Gehalte unterhalb des behördlich vorgeschriebenen CH<sub>4</sub>-Grenzwertes von 1,0 Vol.-%. Da die mittlere Gaskonzentration in den Wetterschächten unter 0,5 Vol.-% liegt, ist es weder technisch noch wirtschaftlich vertretbar, dieses Gas zu verwerten. Daher wurden die mit den Wetterströmen abgeführten Methanmengen in den nachfolgenden Berechnungen nicht berücksichtigt.

Verwertbar ist dagegen das mit Hilfe der Gasabsauganlagen gewonnene Grubengas. Dieses Gas weist in der Regel CH<sub>4</sub>-Konzentrationen von ca. 25–90 Vol.-% auf und wird - wie in Kapitel 5 dargestellt – seit Inkrafttreten des EEG in allen deutschen Steinkohlerevieren intensiv verwertet.

Ein weiterer großer Anteil des freiwerdenden Grubengases ist noch bis in den Anfang der 2000er Jahre aus dem Steinkohlenbergbau unverwertet in die Atmosphäre gelangt. So lag die in die Atmosphäre geleitete Methanmenge im Jahr 2002 bei rd. 300 Mio. m<sup>3</sup>. Dieser Wert entspricht bei Zugrundelegung einer 25-fachen Klimawirksamkeit etwa 5,4 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalenten.

Etwa die Hälfte dieses Gases wurde über Entgasungseinrichtungen, die eine Ventilfunktion besitzen und behördlich vorgeschrieben sind, um Gasüberdrücke im Grubengebäude zu vermeiden, abgeleitet. Die andere Hälfte stammte aus der Grubengasabsaugung. Dieser große unverwertete Methanabstrom in die Atmosphäre wurde über die auf EEG-Basis betriebenen Gasverwertungsanlagen in kurzer Zeit drastisch reduziert, so dass im Jahr 2016 nur noch eine Methanmenge von rd. 7 Mio. m<sup>3</sup> (etwa 0,125 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalente) in die Atmosphäre gelangte. Ein Teil dieses Grubengases migriert nur noch aus Bereichen der Lagerstätten, das von den Gasabsauganlagen nicht erfasst wird, zur Tagesoberfläche.

Bei Nichtbetrieb der Grubengasverwertung wird die diffuse Oberflächenausgasung und in erheblich stärkerem Maße die Ausgasung über die Entgasungseinrichtungen wieder zunehmen, so dass im Jahr 2025 ein Abstrom von über 3,0 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalenten vorläge.

Die vergleichbar geringen Gasmengen der diffusen Oberflächenausgasung sind emissionstechnisch von untergeordneter Bedeutung. Je nach Geologie und Beschaffenheit des Untergrundes kann das Gas allerdings konzentriert auf kleiner Fläche austreten und zu Gefährdungen führen.

Der Vollständigkeit halber sei erwähnt, dass ein Teil des in den Flözen gespeicherten Grubengases mit der Förderkohle nach über Tage gelangt und dort auf den Transportwegen, in den Vergleichmäßigungsanlagen und nicht zuletzt beim Verbraucher freigesetzt wird.

Mit der Schließung von Bergwerken und der Überführung in den Stillstandsbereich endet nicht die untertägige Freisetzung von Grubengas. In den nicht abgebauten Teilen der Bauflöze und in den Begleitflözen im Hangenden und Liegenden sowie in den Gesteinsschichten stehen noch große Mengen von Grubengas an. Dieses Gas strömt in die bergmännisch geschaffenen Hohlräume und von dort über die Entgasungseinrichtungen verfüllter Schächte in die Atmosphäre oder es migriert über Klüfte und Spalten des Steinkohlengebirges und wird an der Tagesoberfläche diffus freigesetzt.

Die Ausgasung über diese Gaspfade wird nach 2018 noch verstärkt, da dann die Ausgasungswege des aktiven Bergbaus über die Bewetterung, die direkte Gasabsaugung aus den Flözen und die Förderkohle nicht mehr zur Verfügung stehen.

Der Gasabsaugung und –verwertung aus dem stillgelegten Bergbau kommt dann eine noch größere Bedeutung zu. Nur so können die Grubengasemissionen weitgehend vermieden und gleichzeitig potentielle Sicherungen der Tagesoberfläche durchgeführt werden.

## **4 Übersicht über die betrachteten Steinkohlenreviere**

Im Folgenden werden die deutschen Steinkohlenreviere, die hinsichtlich der Grubengasfreisetzung und CO<sub>2</sub>-Emission betrachtet wurden, genannt und kurz beschrieben.

### **4.1 Ruhrrevier**

Das Ruhrrevier ist das größte Steinkohlenrevier der Bundesrepublik Deutschland mit einer Ausdehnung von etwa 100 km in Ost-West- und 40 km in Nord-Süd-Richtung. Es reicht von Krefeld im Westen bis Ahlen im Osten und hat seine südliche Grenze etwa an der Ruhr. In nördlicher Richtung ist der Bergbau am Südrand des Münsterlandes in einer Tiefe von mehr als 1200 m angelangt. Zurzeit findet Abbau von Steinkohle nur noch auf dem Bergwerk Prosper Haniel statt. Dieses letzte Bergwerk des Ruhrreviers wird Ende 2018 stillgelegt.

Da in den stillgelegten Bereichen weiterhin Wasserhaltung betrieben wird, wird aus dem noch betriebenen Bergwerk Prosper Haniel und der überwiegenden Anzahl der stillgelegten Bergwerke weiterhin Grubengas frei. Deshalb wird die Grubengasemission der gesamten Lagerstätte im vorliegenden Gutachten bewertet.

### **4.2 Saarland**

Das Saarrevier liegt im Südwesten des Saarlandes und besitzt eine Südwest-Nordost-Ausdehnung von ca. 30 km und einer Südost-Nordwest-Ausdehnung von rund 20 km.

Mittlerweile sind alle Steinkohlenbergwerke des Saarreviers stillgelegt. Mit dem Baufeld Ens Dorf wurde das letzte Bergwerk des Saarreviers im Jahr 2012 stillgelegt.

Da in den stillgelegten Bergwerken vorerst weiterhin Wasserhaltung betrieben wird, wird Grubengas auch weiterhin emittiert. Deshalb findet das Saarrevier Einzug in die nachfolgenden Berechnungen.

### **4.3 Ibbenbüren**

Das Revier von Ibbenbüren (~ 35 km<sup>2</sup>) ist das nördlichste Steinkohlenrevier in NRW. Zurzeit findet Abbau lediglich im Ostfeld und im Beustfeld statt. Das Westfeld wurde im Jahre 1979 stillgelegt. Nach der Stilllegung und der damit verbundenen Einstellung der Wasserhaltung stieg das Grubenwasser an. Derzeit steht das Grubenwasser innerhalb

des Westfelds bei etwa +60 m NN an und das weiterhin zulaufende Grubenwasser wird drucklos über den sog. Dickenberger Stollen im Südwesten des Westfelds abgeleitet.

Aufgrund des Wasserstands ist die Grubengasfreisetzung im Westfeld der Ibbenbürener Lagedstätte zum Erliegen gekommen. Deshalb wird das Westfeld im vorliegenden Gutachten nicht weiter betrachtet.

Es ist geplant, das Bergwerk Ibbenbüren Ende 2018 stillzulegen. Im Ostfeld und im Beustfeld wird zunächst weiterhin Grubengas freigesetzt. Deshalb werden diese Baufelder des Bergwerks Ibbenbüren im Hinblick auf die Grubengasemission im vorliegenden Gutachten bewertet.

#### **4.4 Aachener Steinkohlenrevier**

Das Aachener Revier, auch Aachen-Erkelenzer Revier oder Aachen-Hückelhovener Revier genannt, schließt geologisch im Westen an das oberkarbonische Niederrheinisch-Westfälische Steinkohlenrevier an. Im Westen geht es unmittelbar in das niederländische Limburger Kohlerevier über.

Die Bergwerke des Aachener Reviers wurden bereits vor Jahrzehnten stillgelegt. Als letztes Bergwerk des Aachener Reviers wurde der nördliche Teil, das Bergwerk Sophia-Jacoba in Hückelhoven aufgegeben (1997).

Nach der Stilllegung der Bergwerke im Aachener Revier wurden keine weiteren Wasserhaltungsmaßnahmen mehr betrieben. Deshalb sind die Grubenwässer inzwischen soweit angestiegen, dass die Grubengasfreisetzung und Grubengasnutzung im Aachener Revier seit dem Jahr 2004 zum Erliegen gekommen ist. Von daher wird das Aachener Revier im vorliegenden Gutachten nicht weiter betrachtet.

#### **4.5 Weitere Steinkohlenreviere**

Die kleineren Vorkommen von Steinkohle in Niedersachsen, Sachsen-Anhalt, Sachsen, Thüringen, Bayern, Rheinland-Pfalz und Baden-Württemberg sind bereits seit längerer Zeit stillgelegt und vollständig geflutet. Technisch relevante Grubengasemissionen können daher ausgeschlossen werden. Daher wurden diese seit Jahrzehnten stillgelegten Reviere im vorliegenden Gutachten nicht berücksichtigt.

## **5 Entwicklung der Verwertungsraten von Grubengas infolge des Inkrafttretens des EEG**

Zur Bewertung der Entwicklung der Grubengasnutzung ist es erforderlich, die Aktivitäten der Gasverwertung in den zuvor genannten deutschen Steinkohlenrevieren näher zu betrachten. Dabei ergibt sich ein sehr unterschiedliches Bild, das in der Größe der verschiedenen Reviere sowie der unterschiedlichen Infra-, Abnehmer- und Kundenstruktur begründet ist.

### **5.1 Saarland**

Das Saarland verfügt über ein historisch gewachsenes Grubengasverbundnetz, das sich in Ost-West-Richtung erstreckt und zu etwa 110 km Länge aufaddiert. In dieses Netz wurde das aus aktiven wie aus stillgelegten Bergwerken abgesaugte Grubengas über viele Jahrzehnte auch vor Inkrafttreten des EEG eingespeist. Abnehmer waren Heizwerke, Kraftwerke sowie Industriebetriebe. Aufgrund dieser sehr guten Kundenstruktur konnten somit Verwertungsraten (Anteil der verwerteten an der abgesaugten Methanmenge) von 80 – 90 % erzielt werden.

Trotz dieser Tatsache konnte die Gasverwertung bei Berücksichtigung der Kosten für die unter- und übertägige Gasfassung nicht wirtschaftlich betrieben werden. Dieses war damals aber von untergeordneter Bedeutung, da grubensicherheitliche Aspekte Priorität hatten. Voraussetzung für den Steinkohlenabbau war und ist die Einhaltung des behördlich vorgeschriebenen untertägigen CH<sub>4</sub>-Grenzwertes von 1,0 Vol.-%, so dass die gesamten Kosten für die Grubengasabsaugung den Bergwerken zugerechnet wurden.

Unter Berücksichtigung der Tatsache, dass nur wenige saarländische Bergwerke über das Jahr 2000 hinaus betrieben wurden, und das Baufeld Ensdorf als letztes saarländisches Steinkohlenbergwerk im Jahr 2012 stillgelegt wurde, wäre ohne das EEG ein wirtschaftlicher Gasverwertungsbetrieb spätestens Anfang der 2000er Jahre nicht mehr möglich gewesen. Somit hat das EEG eine stabile Gasverwertung aus aktiven und stillgelegten Bergwerken bewirkt und verhindert, dass Grubengas aus stillgelegten Bereichen ungenutzt und klimaschädlich in die Atmosphäre abströmt.

## **5.2 Ruhrrevier**

Wie bereits erwähnt, ist das Ruhrrevier das größte deutsche Steinkohlenrevier. Aufgrund der Größe des Ruhrgebiets und der Eigentümerstrukturen (Bergbau, Kraftwerke, Industrie) wäre es ungleich schwieriger gewesen, ein Grubengasverbundnetz wie im Saarland aufzubauen.

Da auch die Geologie der Lagerstätte an der Ruhr stark variiert, sind auch die Gasvorkommen nicht nur zur Teufe hin, sondern auch in horizontaler Erstreckung sehr unterschiedlich ausgeprägt. Von daher hat es im Ruhrrevier immer nur singuläre Lösungen zur Gasverwertung gegeben.

Neben der Nutzung von Grubengas zu Heizzwecken für den Eigenbedarf hat es Projekte zur Gasnutzung in Gasmotoren, Dampfturbinen, Gasturbinen und Fernwärmeversorgungsanlagen gegeben, sowie in Industriebereichen, die das gelieferte Gas weiterverwertet haben. Projekte dieser Art sind jedoch nicht flächendeckend durchgeführt worden, so dass ein Großteil des abgesaugten Grubengases ungenutzt in die Atmosphäre abgegeben wurde. Dem entsprechend lagen die Verwertungsraten bei etwa 50 – 60 %. Seit Mitte der 1990er Jahre fielen sie kontinuierlich und erreichten im Jahr 2002 mit 17 % ihren Tiefpunkt.

Der konsequente Ausbau der Gasverwertung auf Basis des EEG führte zu einem geradezu sprunghaften Anstieg auf einen Wert von 79 % bereits im Jahr 2005. Danach hielten sich die Verwertungsraten auf einem sehr hohen Niveau zwischen 80 und 90 %.

Ein weiterer, genauso bedeutender Aspekt ist die Verwertung von Grubengas aus den Stilllegungsbereichen. Diese Verwertung existierte im Ruhrrevier praktisch nicht und wurde erst durch das EEG ins Leben gerufen. In kurzer Zeit wurden im Ruhrgebiet fast flächendeckend Verwertungsanlagen installiert, die das Grubengas, das ansonsten über Entgasungseinrichtungen abströmte, fassten und verwerteten.

Damit hat das EEG im Ruhrrevier zwei sehr positive klimawirksame Effekte. Zum einen wurde die Verwertungsrate des Grubengases aus aktiven Bergwerken deutlich gesteigert und zum anderen die Verwertung des Grubengases aus den stillgelegten Bergwerken erst ins Leben gerufen.

### **5.3 Ibbenbüren**

Aufgrund der Geologie des Ibbenbürener Reviers liegen in den tieferen Gebirgsschichten und Flözen sehr hohe Gasinhalte vor, so dass Ibbenbüren als eines der gasreichsten deutschen Steinkohlenbergwerke gilt. Daher musste auf diesem Bergwerk zur Vermeidung von Schlagwetterexplosionen intensiv Gasabsaugung betrieben werden, die bis zum Auslaufen der Produktion Ende 2018 aufrechterhalten wird.

Um die abgesaugten Gasmengen möglichst vollständig verwerten zu können, wurde Anfang der 1980er Jahre ein Grubengaskraftwerk mit einer elektrischen Leistung von 27 MW, später 30,5 MW, in Betrieb genommen. Da sich jedoch im weiteren Verlauf herausstellte, dass das abgesaugte Gas immer noch nicht vollständig verwertet werden konnte, wurden im Jahr 2002 zwei weitere BHKW-Module mit einer elektrischen Leistung von jeweils 1,0 MW installiert. Zusätzlich wurden unter dem EEG 2004 zwei weitere Gasmotoranlagen mit einer elektrischen Leistung von jeweils 3 MW installiert und betrieben.

Somit konnte durch das EEG die ohnehin schon gute Verwertungsrate nochmals gesteigert werden, so dass mittlerweile Verwertungsraten von ca. 95 % erreicht wurden und nur noch geringe Mengen durch Revisionsarbeiten, schwankende Methangehalte und dergleichen in die Atmosphäre abströmen.

## 6 Gasabsaugung und Gasverwertung

Das auf den Bergwerken abgesaugte und verwertete Grubengas wird durch den Gesamtverband Steinkohle e.V. statistisch erfasst. Diese Zahlen stammen in der Regel von den aktiven Bergwerken. Im stillgelegten Bergbau werden die Zahlen der abgesaugten und verwerteten Gasmengen sowie die der eingespeisten elektrischen Arbeit von den Betreibern der Grubengasverwertungsanlagen an die zuständigen Behörden (der Abteilung Bergbau und Energie der Bezirksregierung Arnsberg in NRW und dem Landesoberbergamt im Saarland) weitergeleitet. Nachfolgend werden die statistischen Zahlen für den Zeitraum von 1999 bis 2016 betrachtet.

### 6.1 Saarland

In der Abbildung 1 sind die abgesaugten und verwerteten Grubengasmengen dargestellt. Man erkennt, dass zunächst nur Grubengas aus aktiven Bergwerken abgesaugt und verwertet wurde. Ab dem Jahr 2000 kam die Absaugung und Verwertung aus stillgelegten Bergwerken dazu. Die aus dem stillgelegten Bergbau abgesaugten und verwerteten Gasmengen sind identisch.

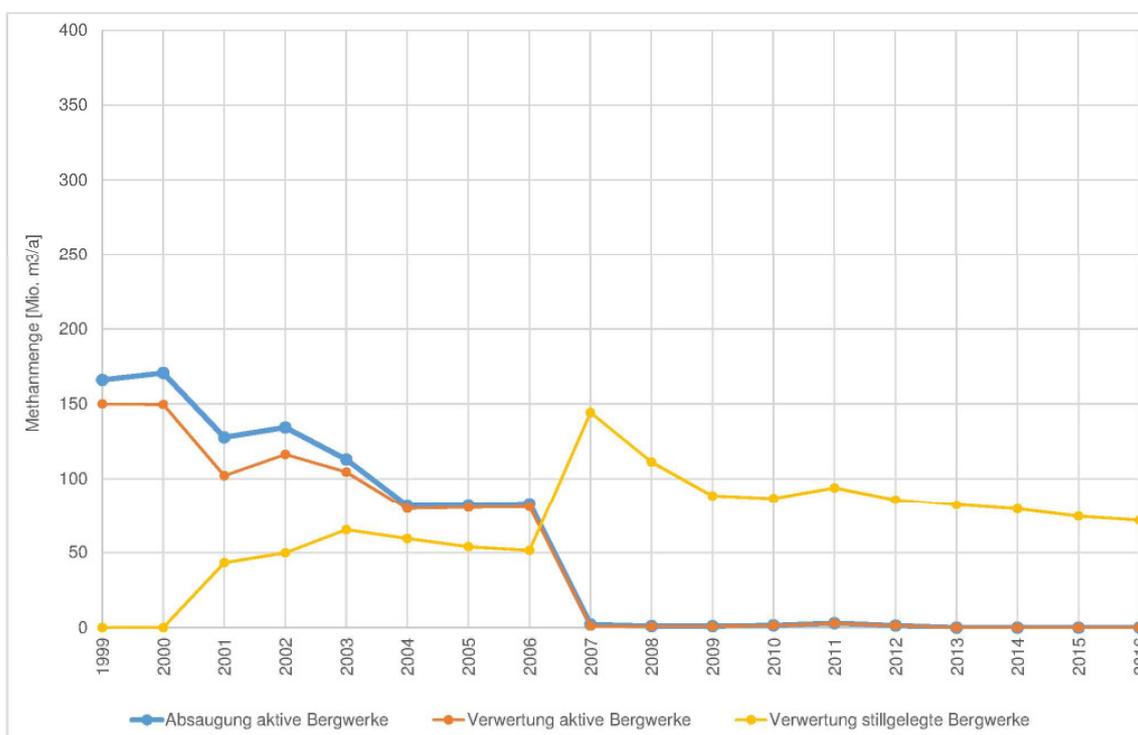


Abbildung 1: Absaugung und Verwertung von Grubengas im Saarland

Man erkennt, dass mit der Stilllegung der Bergwerke die abgesaugten und verwerteten Gasmengen abnehmen und gleichzeitig die Mengen aus den stillgelegten Bereichen zunehmen.

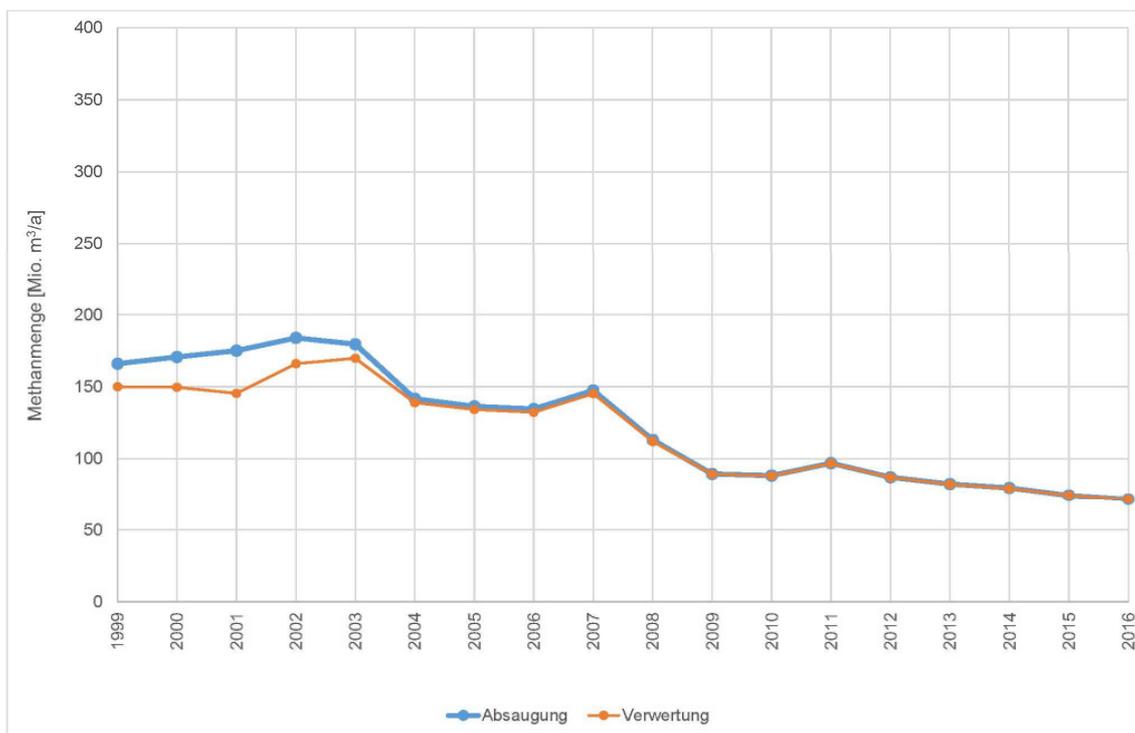


Abbildung 2: Summen der Gasabsaugung und Verwertung (aktiv und stillgelegt) im Saarland

In der Abbildung 2 sind die im aktiven und stillgelegten Bergbau abgesaugten und verwerteten Gasmengen als Summenverlauf dargestellt. Erkennbar ist, dass der Verwertungsgrad durch das Inkrafttreten des EEG ab dem Jahr 2001 zunimmt und in der Folgezeit die abgesaugten und verwerteten Grubengasmengen nahezu identisch sind.

## 6.2 Ruhrrevier

In der Abbildung 3 sind die abgesaugten und verwerteten Grubengasmengen im Ruhrrevier dargestellt. Man erkennt, dass ab dem Jahr 2005 die Grubengasproduktion und Grubengasverwertung aus aktiven Bergwerken rückläufig ist. Das ist der zunehmenden Stilllegung von Bergwerken geschuldet. Anfangs war der Verwertungsgrad vergleichsweise gering. Ab dem Jahr 2003 nahm der Verwertungsgrad infolge des EEG zu.

Ab dem Jahr 2000 kam die Absaugung und Verwertung aus stillgelegten Bergwerken hinzu. Man erkennt, dass ab dem Jahr 2005 die Absaugung und Verwertung von Grubengas aus dem stillgelegten Bereich die Absaugung und Verwertung aus dem aktiven Bereich deutlich übertrifft.

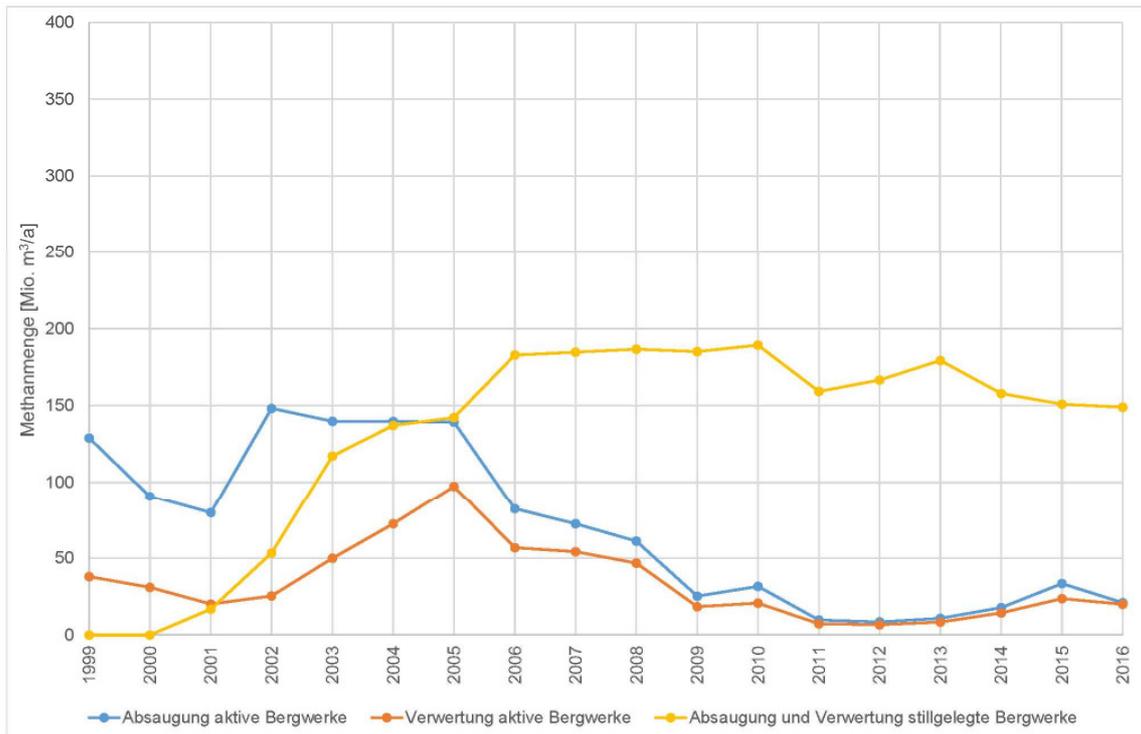


Abbildung 3: Absaugung und Verwertung von Grubengas im Ruhrrevier

In der Abbildung 4 sind die im aktiven und stillgelegten Bergbau abgesaugten und verwerteten Gasmengen in der Summe dargestellt. Erkennbar ist, dass der Verwertungsgrad mit der Zeit zunimmt und im Zeitraum ab 2006 nahezu das gesamte abgesaugte Grubengas verwertet wird. Auch das ist eine Folge des Inkrafttretens des EEG.

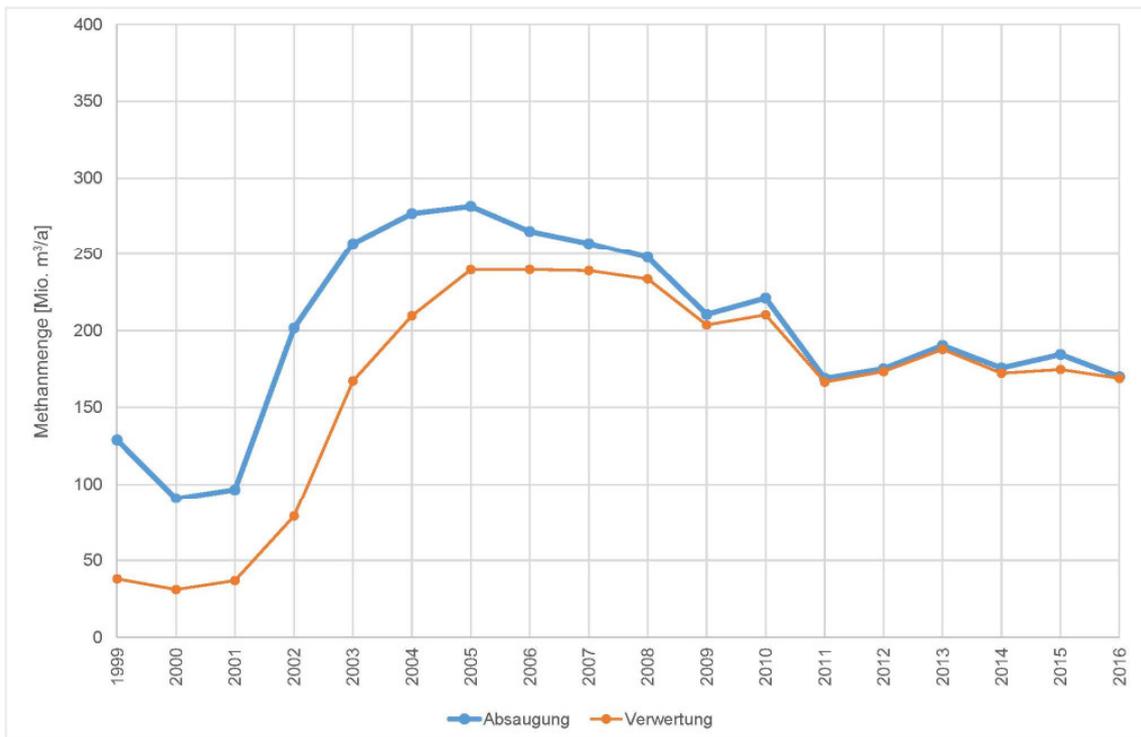


Abbildung 4: Summen der Gasabsaugung und Verwertung (aktiv und stillgelegt) im Ruhrrevier

### 6.3 Ibbenbüren

Die Abbildung 5 stellt die abgesaugten und verwerteten Gasmengen des Bergwerks Ibbenbüren dar. Da das Bergwerk Ibbenbüren noch aktiv ist, entfällt der Anteil aus stillgelegten Bereichen. Da auf dem Bergwerk Ibbenbüren schon seit Anfang der 1980er Jahre Grubengas verwertet wird, ist der Verwertungsgrad vergleichsweise hoch. Ab dem Jahr 2004 konnte der Verwertungsgrad noch weiter gesteigert werden. Das ist der Installation von zusätzlichen Gasmotoren infolge des EEG zuzurechnen.

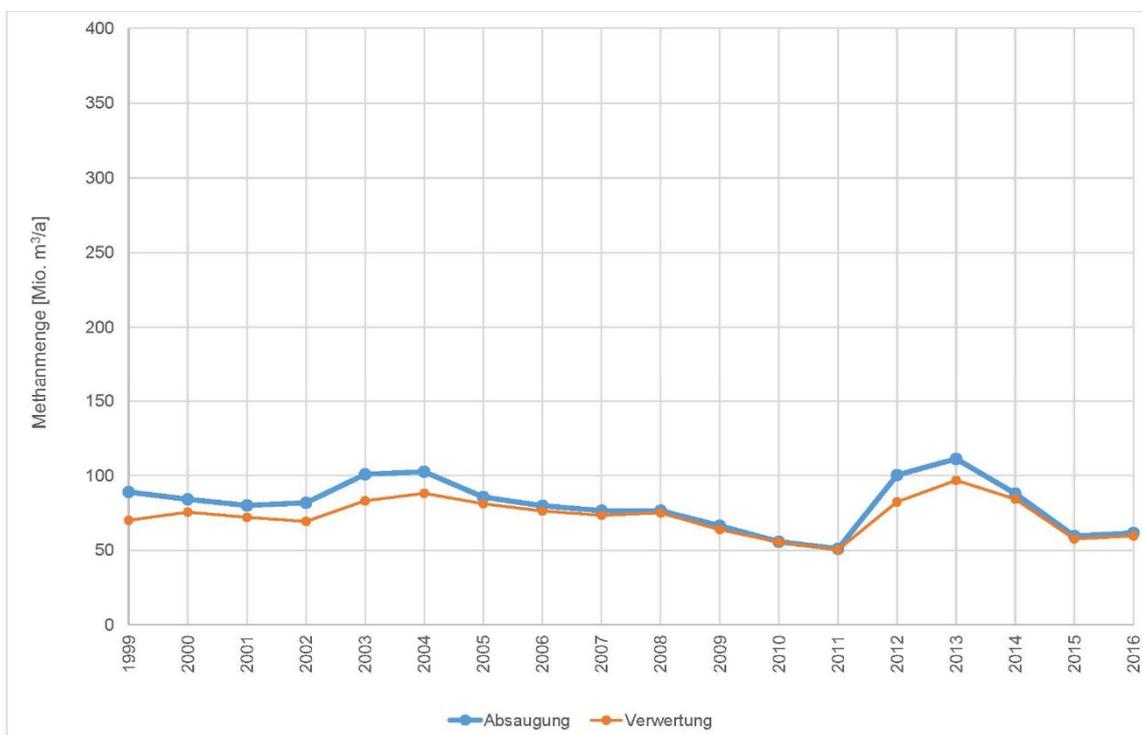


Abbildung 5: Absaugung und Verwertung von Grubengas in Ibbenbüren

## 6.4 Deutschland

Abbildung 6 zeigt die abgesaugten und verwerteten Grubengasmengen zusammengefasst für die Bundesrepublik Deutschland. Erkennbar ist die Zunahme des Verwertungsgrades ab dem Jahr 2002 als Folge des Inkrafttretens des EEG.

Während der Verwertungsgrad in den ersten Jahren im Mittel bei 70 % lag, nahm er ab 2002 stetig zu. Ab dem Jahr 2005 überschritt der Verwertungsgrad ein Niveau von 90 %. Ab dem Jahr 2007 lag der Verwertungsgrad immer zwischen 95 und 99 %. Dieses stellt einen internationalen Spitzenwert bei der Verwertung von Grubengas aus Steinkohlenbergwerken dar.

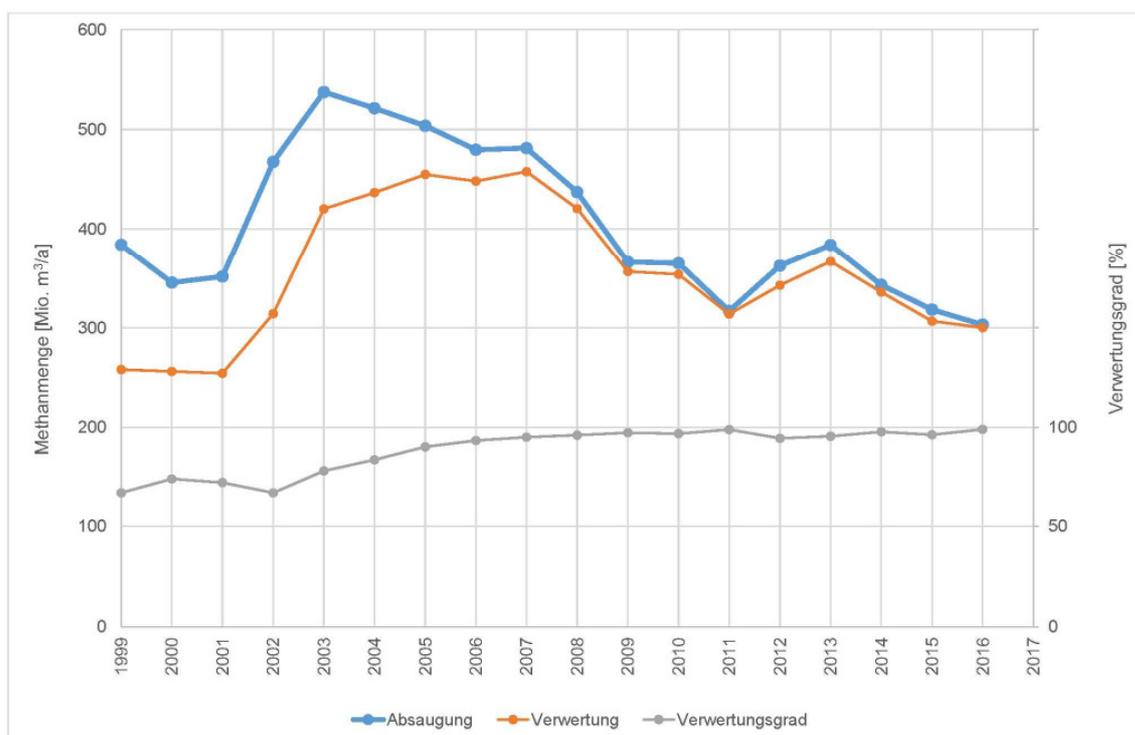


Abbildung 6: Absaugung und Verwertung von Grubengas in Deutschland

## **7 Methanausgasung aus stillgelegten Bergwerken**

### **7.1 Allgemeine Bemerkungen zu den Berechnungsverfahren der DMT**

Neben dem Grubengas, das aus Steinkohlenbergwerken abgesaugt und verwertet wird, stehen noch große Grubengasmengen in den Flözen und Gesteinsschichten der stillgelegten Bergwerke an. Dieses Grubengas migriert aus den Flözen und Gesteinsschichten in die verlassenen untertägigen Grubenbaue und gelangt schließlich auch dann an die Tagesoberfläche, wenn es nicht abgesaugt wird. Strömungswege zur Tagesoberfläche sind einerseits die Schächte und andererseits die Klüfte und Spalten in den überlagernden Gesteinsschichten. In der Regel ist davon auszugehen, dass erstere eine vielfach höhere Durchlässigkeit aufweisen (auch wenn sie verfüllt sind) als letztere und deshalb die Hauptströmungswege darstellen.

Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass in den stillgelegten Bereichen das Grubenwasser nach dem Abbaue ansteigt. Die Emissionen aus gefluteten Bereichen sind gering, da das Wasser das Grubengas in den Poren einschließt und damit die Gasmigration unterbindet. Sie gehen auf ein Maß zurück, das dem der Emissionen aus der Lagerstätte vor Beginn der Steinkohlenförderung entspricht oder doch nahe kommt.

Die Grubengasmengen, die nach der Stilllegung in den verlassenen Bergwerken noch anstehen, können nach Verfahren, die bei der DMT entwickelt wurden, näherungsweise berechnet werden. Eine vollständige Übereinstimmung mit der Realität ist durch Berechnung oder Modellierung jedoch nicht erreichbar. Je differenzierter die Details der Lagerstätte (Geologie), der Gasführung (Größe der Gasinhalte) und des Abbaugeschehens (markscheiderisches Grubenbild) berücksichtigt werden, umso besser ist die Annäherung an die Wirklichkeit. Aber dadurch steigt auch der Aufwand der Berechnung exponentiell an.

Neben einem bei der DMT entwickelten detaillierten Berechnungsverfahren, das auf einer umfassenden Digitalisierung der Grubenbilder und Überlagerung der Abbaurisse basiert, kommt auch ein vereinfachtes Verfahren der DMT in Betracht, das ohne die Digitalisierung und Überlagerung der Abbaurisse auskommt. Letzteres wird insbesondere bei Bergwerken angewandt, die schon seit vielen Jahren stillgelegt sind.

Neben der Berechnung der anstehenden Grubengasmengen (Grubengaspotential) erfolgt die Berechnung der jährlich freiwerdenden Grubengasvolumenströme (Grubengasemissionen). Diese Emissionen sind von der Größe des Potentials und den genannten Strömungswegen (Schächte und Gesteinsschichten) abhängig. Die Durchlässigkeit der Gesteinsschichten (Gaspermeabilität) ist insbesondere im Ruhrrevier nicht für die ganze Lagerstätte gleich. Auch das wird bei der Berechnung der künftigen Grubengasemissionen berücksichtigt.

## **7.2 Detailliertes Berechnungsverfahren**

Das detaillierte Verfahren zeichnet sich dadurch aus, dass sowohl die Struktur der Lagerstätte (Schichtenfolge, Kohlenmächtigkeit, Schichteinfallen, tektonische Störungen) als auch die Abbautätigkeit (abgebaute Flächen in den einzelnen Flözen, Durchbauungsgrad durch Abbau mehrerer Flöze untereinander) genau abgebildet und nachvollzogen werden. Es besteht aus folgenden Arbeitsschritten:

- Die Abbaue in den einzelnen Flözen werden digital überlagert.
- Es entsteht ein flächendeckendes Netz von Polygonen gleicher Abbaukonstellation.
- Wechsel in der Geologie können die Polygone weiter unterteilen. Das Netz an Polygonen kann soweit die Informationen vorliegen an die Geologie angenähert werden.
- Die Polygone bilden die Basis für polygonale, vertikale Prismen, die lückenlos aneinandergrenzen. Die obere Begrenzung der Prismen bildet die Tagesoberfläche oder die Oberfläche der kohleführenden Formation (Deckgebirgsbasis). Die untere Begrenzung wird 100 m unterhalb des untersten Abbaus festgelegt (langfristiger Abbaueinfluss).
- Für jedes Prisma wird das enthaltene Kohlevolumen vor und nach dem Abbau auf der Grundlage der geologischen Schichtenfolge berechnet. Dabei wird das Schichteinfallen berücksichtigt.
- Die Summe der Ergebnisse der einzelnen Prismen ergibt das Kohlevolumen vor bzw. nach dem Abbau für das ganze Bergwerk.

- Für jedes Prisma wird außerdem das enthaltene Methanvolumen vor dem Abbau berechnet. Hier ist die Genauigkeit des Ergebnisses direkt proportional der Qualität der Informationen über die Gasinhalte.
- Die Summe der Ergebnisse der einzelnen Prismen ergibt das Methanvolumen vor dem Abbau für das ganze Bergwerk.
- Ferner wird für jedes Prisma die Abbaureihenfolge simuliert, und durch entsprechend häufig wiederholte Anwendung des Verfahrens der Ausgasungsvorausberechnung werden die Restgasinhalte in den einzelnen nicht abgebauten Flözen ermittelt.
- Multiplikation des Restgasinhalts mit der jeweiligen Kohlenmasse ergibt das Restgasvolumen in dem jeweiligen Flöz und die Addition der Volumina das Restgasvolumen in dem jeweiligen Prisma.
- Die Summe der Ergebnisse der einzelnen Prismen ergibt das restliche Methanvolumen nach dem Abbau für das ganze Bergwerk.
- Die Absenkung des Gasvolumens während der Betriebszeit des Bergwerks liefert eine Abklingfunktion, die in die Zukunft projiziert werden kann. Bei der Projektion in die Zukunft sind, wie oben erwähnt, Durchlässigkeiten der überlagernden Gesteinsschichten und Wasseranstiegsszenarien zu berücksichtigen.

Am Beispiel der Wasserhaltungsteilprovinz Reden im Saarland soll die Vorgehensweise der detaillierten Berechnung des Grubengaspotentials kurz dargestellt werden.

Zunächst wurde die Wasserhaltungsteilprovinz Reden, die aus mehreren ehemaligen Steinkohlenbergwerken besteht, in 37 Teilbereiche aufgeteilt (Anlage 1). Als Grundlage dienten geologisch-tektonische Kriterien. Dabei wurde das Bearbeitungsgebiet zunächst durch die wesentlichen tektonischen Störungen unterteilt. Anschließend wurden Abschnitte mit jeweils ähnlichen Einfallen und bestimmten Teufenbereichen unterschieden.

Anschließend wurden die auf den verschiedenen Bergwerken der Wasserhaltungsteilprovinz gemessenen Gasinhalte (Methaninhalte) in Abhängigkeit von der Teufe zusammengestellt (Abbildung 7) und den einzelnen Teilbereichen zugeordnet.

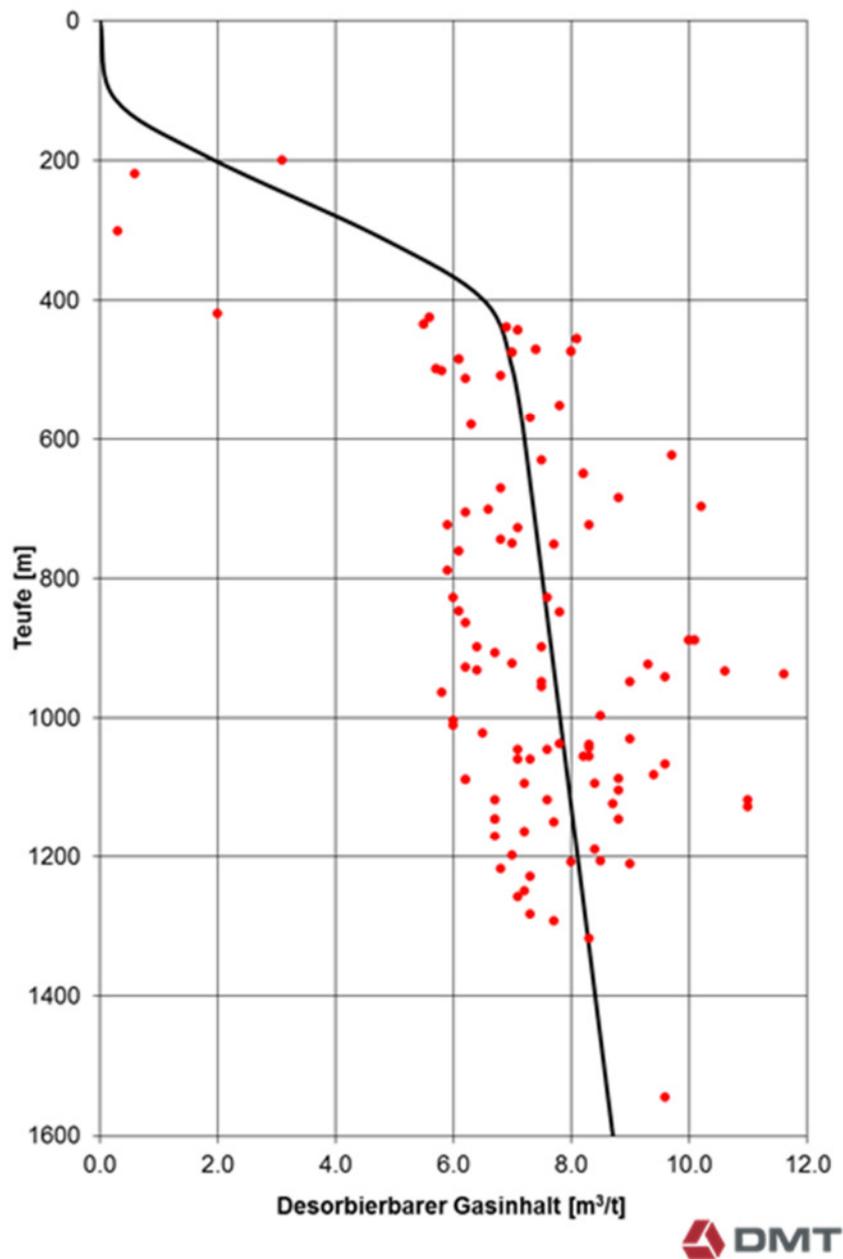


Abbildung 7: Gasinhalts-Teufentrend der Wasserprovinz Reden

Des Weiteren wurden alle Abbauflächen digital überlagert (Anlage 2). Nach Verschneidung der Überlagerungsflächen ergab sich ein flächendeckendes Netz von 52.166 Polygonen. Diese dienen als Basis für die Bildung der polygonalen, vertikalen Prismen, die lückenlos aneinandergrenzen. Die obere Begrenzung der Prismen bildet die Tagesoberfläche, die untere Begrenzung das Niveau 100 m unterhalb des untersten Abbaus innerhalb der jeweiligen Teilfläche. Neben der Darstellung der Abbauflächen in den unterschiedlichen Flözen beinhaltet Anlage 2 auch die mittleren gewichteten Restgasinhalte, die sich innerhalb der polygonalen, vertikalen Prismen je nach Abbaukonstellation eingestellt haben.

Durch Multiplikation der Restgasinhalte mit den jeweiligen Kohlenmassen ergaben sich schließlich die Restgasvolumina in einzelnen Flözen und die Addition der Volumina führte zu den Restgasvolumen in den einzelnen Prismen. Die Summe der Ergebnisse der einzelnen Prismen führte zu dem Methanvolumen vor und dem restlichen Methanvolumen nach dem Abbau für jeden Teilbereich und die gesamte Wasserhaltungsteilprovinz (Tabelle 1).

Tabelle 1: Ergebnis der Berechnung des restlichen Methanvolumens der  
Wasserhaltungsteilprovinz Reden

Bereich Potential- analyse	Abbau- zeitraum	Gebaute Fläche	Ausgasende Restkohlen- masse	Ursprüngliches CH <sub>4</sub> -Volumen (vor Abbau)	Restliches CH <sub>4</sub> -Volumen (bei Abbauende)
		km <sup>2</sup>	Mio. t	Mio. m <sup>3</sup>	Mio. m <sup>3</sup>
R1.1	1837 - 1954	2,96	179,6	223,2	145,2
R1.2	1844 - 1964	3,17	171,2	2027,4	423,2
R1.3	1822 - 1975	5,42	298,9	2949,4	866,2
R1.4	1839 - 1980	2,54	172,2	1643,7	786,3
R1.5	1878 - 1980	1,55	109,9	984,7	612,3
R1.6	1874 - 1987	0,72	55,4	520,3	368,3
R2.1	1850 - 1924	0,74	44,4	24,0	22,1
R2.2	1832 - 1947	2,83	143,5	1634,4	360,4
R2.3	1866 - 1962	1,92	107,9	1190,1	320,1
R2.4	1856 - 1980	1,89	155,9	1336,0	557,2
R2.5	1854 - 1981	1,87	185,5	1147,4	700,9
R2.6	1821 - 1985	1,68	82,5	467,6	252,1
R2.7	1867 - 1989	0,44	29,3	230,9	137,8
R3.1	1851 - 1861	0,08	3,5	1,0	1,0
R3.2	1881 - 1943	0,10	3,9	23,0	11,8
R3.3	1868 - 1958	0,39	14,4	98,7	42,7
R3.4	1872 - 1973	1,29	83,5	683,3	290,3
R3.5	1900 - 1990	1,33	118,5	753,9	399,6
R4.1	1844 - 1966	0,71	29,4	14,2	10,6
R4.2	1851 - 1977	1,07	33,5	328,6	83,0
R4.3	1897 - 1977	1,59	101,9	893,2	317,9
R5.1	1825 - 1922	0,58	23,6	19,7	18,3
R5.2	1841 - 1939	1,32	48,1	373,1	143,8
R5.3	1900 - 1966	1,77	113,3	833,5	303,7
R5.4	1874 - 1992	1,77	115,4	947,0	433,5
R6.1	1851 - 1926	0,70	24,7	78,9	45,1
R6.2	1865 - 1982	1,23	52,7	227,5	111,1
R6.3	1883 - 1972	0,78	48,7	472,0	234,5
R7.1	1962 - 1995	1,33	68,7	840,9	497,5
R8.1	1940 - 1989	1,48	64,7	919,7	458,7
R9.1	1888 - 1983	1,79	131,6	568,4	406,1
R9.2	1899 - 1975	1,22	53,4	350,6	173,4
R9.3	1958 - 1976	1,04	38,4	384,2	157,6
R10.2	1902 - 1940	0,64	32,0	134,1	88,8
R10.3	1928 - 1962	0,86	31,4	345,0	130,5
R10.4	1922 - 1963	1,11	35,5	510,0	245,5
R10.1	1860 - 1890	0,81	12,6	19,1	15,1
<b>Summe</b>		<b>52,71</b>	<b>3 019,6</b>	<b>24 198,8</b>	<b>10 172,2</b>

### 7.3 Vereinfachtes Verfahren

#### 7.3.1 Restgasvolumen nach Beendigung des Abbaus

Beim vereinfachten Verfahren werden zunächst

- Kohlevolumen in der Lagerstätte vor Abbaubeginn,
- Methanvolumen in der Lagerstätte vor Abbaubeginn und
- Kohlevolumen in der Lagerstätte bei Abbaubeginn

berechnet.

Die Lagerstätte wird jedoch nicht in eine große Anzahl von polygonalen Prismen zerlegt. Vielmehr werden lediglich wenige Blöcke gebildet, die ganze Bergwerke bzw. Teilprovinzen umfassen.

Für diese Blöcke wird - wiederum unter Heranziehung der Schichtenfolge und Kohlenmächtigkeit - das Kohlevolumen vor Abbaubeginn berechnet. Durch Multiplikation mit dem Gasinhalt ergibt sich das Methanvolumen, das vor Abbaubeginn vorhanden war.

Das verbleibende Kohlevolumen bei Abbaubeginn ergibt sich als Differenz aus ursprünglichem Kohlevolumen und abgebauter Menge.

Der wichtigste Unterschied zwischen detailliertem und vereinfachtem Verfahren liegt in der Bestimmung des bei Abbaubeginn verbliebenen Methanvolumens. Beim vereinfachten Verfahren sind nicht die Digitalisierung der abgebauten Flächen und deren Überlagerung erforderlich. Vielmehr kann aus den Ergebnissen des detaillierten Verfahrens, die für einige Bereiche des Ruhrreviers und für größere Teile des Saarreviers gewonnen wurden, abgeleitet werden, dass zwischen dem verbliebenen (restlichen) Kohlevolumen (in % des ursprünglichen Kohlevolumens) und dem verbliebenen (restlichen) CH<sub>4</sub>-Volumen (in % des ursprünglichen CH<sub>4</sub>-Volumens) ein mathematischer Zusammenhang besteht.

Dieser mathematische Zusammenhang ermöglicht die Berechnung des bei Abbaubeginn verbliebenen (restlichen) CH<sub>4</sub>-Volumens.

Nachfolgend soll die Berechnung nach dem vereinfachten Verfahren am Beispiel der Teilprovinzen Frankenholz und Camphausen des Saarreviers beschrieben werden (Anlage 3).

Für die ursprünglichen Gasinhalte vor Abbaubeginn wurden aus den vorhandenen Werten Mittelwerte ermittelt. Zur besseren Berücksichtigung des Gasinhalts-Teufentrends in der Lagerstätte wurden ein oberer Abschnitt 1 mit einem mittleren desorbierbaren Gasinhalt von  $2 \text{ m}^3/\text{t}$  und ein tieferer Abschnitt 2 mit einem mittleren desorbierbaren Gasinhalt von  $8 \text{ m}^3/\text{t}$  unterschieden. Die Mächtigkeiten dieser beiden Abschnitte wurden unter Zuhilfenahme der Daten zur Karbonoberfläche (Spalte 2) und tiefsten Abbauebene (Spalte 3) berechnet.

Durch Multiplikation der gesamten Kohlenmächtigkeiten (Spalte 11) mit den gebauten Flächen (Spalte 12) ergaben sich die darin enthaltenen ursprünglichen Kohlevolumina. Schließlich wurden zur Ermittlung der ursprünglichen Kohlemassen die Volumina mit der mittleren Kohlendichte von  $1,35 \text{ t}/\text{m}^3$  multipliziert.

Die während der Betriebszeit der Bergwerke abgebauten Kohlemassen wurden aus statistischen Daten der RAG/DSK entnommen. Die Differenz mit den ursprünglichen Kohlemassen führte zu den restlichen, nach Stilllegung der Bergwerke noch anstehenden Kohlemassen. Diese restlichen Kohlemassen - auch ausgasende Restkohlemassen genannt (Spalte 17) - besitzen noch einen mehr oder weniger großen Anteil sorptiv gebundenen Methans, das in Zukunft über längere Zeiträume frei wird.

Im nächsten Schritt ergab die Multiplikation der ursprünglichen Kohlemassen mit den ursprünglichen Gasinhalten die vor Abbau vorhandenen  $\text{CH}_4$ -Volumina. Dabei wurden die beiden Abschnitte unterschiedlicher Gasinhalte (Abschnitt 1 und Abschnitt 2) in der Schichtenfolge getrennt berechnet und die ermittelten Teilvolumina anschließend addiert (Spalte 20).

Das restliche, bei Abbauende noch in der Lagerstätte verbliebene  $\text{CH}_4$ -Volumen errechnete sich schließlich nach einer empirischen Formel aus ursprünglichem und restlichem Kohlevolumen und ursprünglichem  $\text{CH}_4$ -Volumen. Diese empirische Formel wurde aus den Ergebnissen abgeleitet, die durch das detaillierte Verfahren für einige Teile des Ruhrreviers und für größere Teile des Saarreviers gewonnen wurden.

Das Restgasvolumen bei Abbauende kann somit weniger exakt aber einfacher mit der empirischen Formel (hier mit den Konstanten für das Saarrevier) wie folgt ermittelt werden:

$$V_{G,R} = \frac{F\%}{100} \cdot V_{G,u} \quad (1)$$

Mit:

- $V_{G,R}$  = restliches CH<sub>4</sub>-Volumen bei Abbauende [m<sup>3</sup>]
- $V_{G,u}$  = ursprüngliches CH<sub>4</sub>-Volumen vor Abbaubeginn [m<sup>3</sup>]
- F % = restliches CH<sub>4</sub>-Volumen [%]

Das restliche CH<sub>4</sub>-Volumen F [%] setzt sich aus zwei Teilen zusammen, und zwar in Abhängigkeit von der Restkohlemasse zur ursprünglichen Kohlemasse.

Für

$$\frac{m_{K,R}}{m_{K,u}} \leq 0,90$$

gilt die Gleichung

$$F\% = 5,5869 \cdot 10^{-8} \cdot \left( \frac{m_{K,R}}{m_{K,u}} \cdot 100 \right)^{4,6852} \quad (2)$$

wobei

- $m_{K,R}$  = restliche Kohlemasse bei Abbauende [t]
- $m_{K,u}$  = ursprüngliche Kohlemasse bei Abbaubeginn [t]

Für

$$\frac{m_{K,R}}{m_{K,u}} > 0,90$$

wird F % durch eine lineare Interpolation zwischen 80,02 % ( $\frac{m_{K,R}}{m_{K,u}} > 0,90$ )

und 100 % ( $\frac{m_{K,R}}{m_{K,u}} = 1$ ) berechnet. (3)

Schließlich ergaben sich daraus die restlichen CH<sub>4</sub>-Volumina von 1 962 Mio. m<sup>3</sup> (Frankenholz) bzw. 12 638 Mio. m<sup>3</sup> (Camphausen), die nach Ende des Abbaus noch anstanden.

## **7.4 Restgasvolumen in den Lagerstätten der Steinkohlenreviere**

### **7.4.1 Restgasvolumen an der Saar**

Für das Saarrevier wurden die restlichen CH<sub>4</sub>-Volumina der einzelnen Bergwerke bzw. Teilprovinzen (Anlage 4) zusammengestellt und in die Anlage 5 eingetragen. Es ergab sich eine Gesamtsumme des restlichen CH<sub>4</sub>-Volumens von rd. 72 Mrd. m<sup>3</sup>.

### **7.4.2 Restgasvolumen im Ruhrrevier**

Das Ruhrrevier wurde in Anlehnung an die Wasserhaltungsprovinzen in 57 Teilprovinzen eingeteilt (Anlage 6). Diese Einteilung berücksichtigt alle Bergwerke, die in der Vergangenheit betrieben wurden. Auch das Bergwerk Prosper Haniel, das Ende 2018 geschlossen wird, ist berücksichtigt. Das restliche CH<sub>4</sub>-Volumen einer jeden Teilprovinz ist der Anlage 7 zu entnehmen. In der Gesamtsumme ergab sich ein Wert von rd. 156 Mrd. m<sup>3</sup>.

### **7.4.3 Restgasvolumen in Ibbenbüren**

Für die Abbaubereiche Beustfeld und Ostfeld des Bergwerks Ibbenbüren (Anlage 8) wurden die restlichen CH<sub>4</sub>-Volumina nach dem vereinfachten Verfahren berechnet (Anlage 9). Da das Bergwerk Ende 2018 geschlossen wird, wurden die Kohleproduktionen für die Jahre 2017 und 2018 geschätzt und in die Berechnung einbezogen. Das gesamte restliche CH<sub>4</sub>-Volumen ergab sich zu rd. 6 Mrd. m<sup>3</sup>.

### **7.4.4 Gesamtes Restgasvolumen in den deutschen Steinkohlenlagerstätten**

Wie aus den Betrachtungen der oben genannten Reviere hervorgeht, errechnet sich eine Gesamtsumme der Methanrestgasvolumen der Lagerstätten in Deutschland von etwa 234 Mrd. m<sup>3</sup>. Dieses entspricht einem Wert von 4,2 Mrd. t CO<sub>2</sub>-Äquivalenten.

## 7.5 Berechnung und Prognose der jährlichen Grubengasfreisetzung aus stillgelegten Bergwerken

Die nachfolgende Berechnung dient als Grundlage für die Prognose der CH<sub>4</sub>-Abströme ab dem Jahr 2017 bis 2030 bzw. 2019 bis 2030 für das Bergwerk Ibbenbüren. Der Zeitraum ab dem Jahr 2000 wurde für die Lagerstätten an der Ruhr und des Saarlandes berücksichtigt, da hier bereits eine Reihe von Bergwerken stillgelegt war. Der berechnete CH<sub>4</sub>-Abstrom in die Atmosphäre stellt nicht den Gesamtabstrom dar, da der Teil aus aktiven Bergwerken bei dieser Berechnung noch nicht berücksichtigt ist.

Aus dem ursprünglichen CH<sub>4</sub>-Volumen zu Abbaubeginn und dem restlichen CH<sub>4</sub>-Volumen bei Schließung des jeweiligen Bergwerks bzw. der jeweiligen Teilprovinz sowie aus der zwischen beiden Zeitpunkten verflissenen Zeit kann die jährliche Grubengasfreisetzung berechnet werden. Dabei wird von einer natürlichen Abklingfunktion ausgegangen:

$$V(t) = A \cdot e^{-B \cdot t} \text{ [m}^3\text{]} \quad (4)$$

Mit:

$V(t)$  = Restliches CH<sub>4</sub>-Volumen nach der Zeit  $t$  [m<sup>3</sup>]

$t$  = Zeit seit Abbaubeginn [a]

$A$  = Ursprüngliches CH<sub>4</sub>-Volumen vor Abbaubeginn [m<sup>3</sup>]

$B$  = Abklingkonstante [1/a]

Der Koeffizient  $B$  dieser Funktion kann bestimmt werden, weil das ursprüngliche CH<sub>4</sub>-Volumen  $A$  bei Abbaubeginn (Zeitpunkt Null) und das restliche CH<sub>4</sub>-Volumen  $V(t)$  bei Abbaubende ( $t$  = Betriebsdauer des Bergwerks bzw. der Teilprovinz) bekannt sind.

Die Berechnung kann über die Schließung des Bergwerks hinaus in die Zukunft projiziert werden. Da nach der Stilllegung eines Bergwerks die Gasfreisetzung jedoch abnimmt, werden die Koeffizienten  $A_{\text{neu}}$  und  $B_{\text{neu}}$  eingesetzt. Der Koeffizient  $A_{\text{neu}}$  entspricht dem restlichen CH<sub>4</sub>-Volumen  $V(t)$  bei Stilllegung des Bergwerks. Der Koeffizient  $B_{\text{neu}}$  wird aufgrund abnehmender Permeabilität und Verlangsamung der Ausgasung mit 80 % von  $B$  angesetzt. Die jährliche Gasfreisetzung ergibt sich als Differenz der Restgasvolumina von Jahresanfang und Jahresende.

Bei Grubenwasseranstieg kann obige Funktion mit den konstanten Koeffizienten  $A_{\text{neu}}$  und  $B_{\text{neu}}$  nur für einen begrenzten Zeitraum (hier von einem Jahr) angewendet werden. Danach ist der Koeffizient  $A_{\text{neu}}$  neu zu berechnen, da durch den Wasseranstieg ein Teil des gasführenden Karbons überstaut und das restliche Gasvolumen weiter verringert wird. Es wird ein jährlicher Reduktionsfaktor ermittelt, der auf das restliche Gasvolumen angewendet wird. Die Verringerung des weiter an der Ausgasung beteiligten Gasvolumens durch den Wasseranstieg ist in der Regel deutlich größer als der Verlust durch den Gasabstrom.

Die Berechnung der jährlichen Grubengasfreisetzung wird für jedes einzelne Bergwerk bzw. jede einzelne Teilprovinz gesondert durchgeführt. Hierbei werden die unterschiedlichen Koeffizienten der Abklingfunktion und die jeweiligen Wasseranstiegs-szenarien berücksichtigt. Gemäß der derzeitigen Planungen soll der Grubenwasserspiegel im Ruhrrevier auf -600 m NN ansteigen. Im Saarrevier ist ein Anstieg auf -320 m NN vorgesehen. Ob diese Planungen eingehalten werden können und welcher Zeithorizont dafür notwendig ist, hängt nicht nur von der RAG sondern auch von politischen Entscheidungen ab. Für jedes Steinkohlerevier ergibt sich die jährliche Grubengasfreisetzung schließlich als Summe der einzelnen Bergwerke bzw. Teilprovinzen.

Aus gasreichen Bergwerken bzw. Teilprovinzen wird in vielen Fällen Gas über Absaugeleitungen in den verfüllten Schächten oder über spezielle Bohrungen durch Anlegen eines Unterdruckes gewonnen und einer Verwertung zugeführt. Die Erfahrungen zeigen, dass sich der angelegte Unterdruck über das ganze stillgelegte Grubengebäude ausbreitet. Dadurch wird ein großer Teil des unter Tage freigesetzten Grubengases von der Gasabsaugung erfasst und abgeführt.

Wie in Kapitel 7.1 erläutert, strömt nur der Teil des aus den Flözen freigesetzten Gases ins Karbongebirge und ins Deckgebirge, der nicht von den Entgasungseinrichtungen bzw. der Gasabsaugung und -verwertung erfasst wird. Vor der großflächigen Installation von Verwertungsanlagen im Ruhrrevier ist der größte Teil der freigesetzten Gasvolumina über Entgasungseinrichtungen auf den verfüllten Schächten in die Atmosphäre abgeströmt. Ein kleiner Teil der freigesetzten Gasvolumina migriert aber auch durch die Gebirgsschichten und tritt über die Tagesoberfläche in die Atmosphäre ein. Dieser Gasabstrom in die Atmosphäre ist abhängig vom Gebirgsaufbau, von den Durchlässigkeiten der Schichten und vom hydraulischen Zustand (Wassererfüllung, artesische Verhältnisse).

Im Bericht „Verifizierung und Aktualisierung der Grubengasemissionen aus stillgelegten Steinkohlenbergwerken“ vom 17.11.2014 [10] wurde die numerische Simulation zur Gasmigration durch das Deckgebirge eingehend beschrieben.

Hierzu wurde das Ruhrrevier in Bereiche gleicher geologischer Voraussetzungen bezüglich der Schichtenfolge des Deckgebirges unterteilt. Dabei wurden sieben unterschiedliche Bereiche mit unterschiedlichen Emissionsfaktoren zwischen 0 und 90 % identifiziert.

Für das Steinkohlenrevier an der Saar wurde ein Emissionsfaktor von 1 % bestimmt. Für die Lagerstätte Ibbenbüren wurde ein Emissionsfaktor von 0,5 % festgelegt.

#### 7.5.1 Jährliche Grubengasfreisetzung Saarland

Die jährliche Grubengasfreisetzung für stillgelegte Steinkohlenbergwerke wurde für das Saarland über den Zeitraum von 2000 bis 2030 berechnet (Anlage 10). Ausgehend von der jährlichen untertägigen CH<sub>4</sub>-Freisetzung (Spalte 2) ergibt sich nach Abzug der CH<sub>4</sub>-Verwertung (Spalte 3) der nicht verwertete CH<sub>4</sub>-Volumenstrom (Spalte 4). Da bis zum Jahr 2004 die Gasverwertung noch nicht vollständig ausgebaut war, strömte ein Teil des nicht verwerteten CH<sub>4</sub>-Volumenstroms auch über Entgasungseinrichtungen in die Atmosphäre (Spalte 6).

Der restliche CH<sub>4</sub>-Volumenstrom strömt in das Karbongebirge (Spalte 7) und entsprechend dem Emissionsfaktor von 1 % durch das Karbongebirge bis zur Tagesoberfläche (Spalte 8).

Schließlich ergibt sich der CH<sub>4</sub>-Abstrom in die Atmosphäre (Spalte 9) als Summe aus dem Abstrom über Entgasungseinrichtungen und dem CH<sub>4</sub>-Volumenstrom durchs Gebirge.

Ab dem Jahr 2005 lag die Verwertungsrate nahe 100 %, sodass ein Abstrom über Entgasungseinrichtungen nicht mehr erfolgte und der CH<sub>4</sub>-Abstrom von etwa 30 Mio. m<sup>3</sup> im Jahr 2000 auf unter 1 Mio. m<sup>3</sup> ab 2005 reduziert werden konnte.

#### 7.5.2 Jährliche Grubengasfreisetzung Ruhrrevier

Die jährliche Grubengasfreisetzung wurde für das Ruhrrevier über den Zeitraum von 2000 bis 2030 berechnet (Anlage 11). Die weitere Berechnung der jährlichen Grubengasfreisetzung erfolgt analog der Berechnung an der Saar.

Da die Gasverwertung bis zum Jahr 2005 noch nicht vollständig ausgebaut war, strömte ein Teil des nicht verwerteten CH<sub>4</sub>-Volumenstroms auch über Entgasungseinrichtungen in die Atmosphäre (Spalte 6).

Der restliche CH<sub>4</sub>-Volumenstrom strömt in das Deckgebirge (Spalte 7) und entsprechend den Emissionsfaktoren durch das Deckgebirge bis zur Tagesoberfläche (Spalte 8).

Schließlich ergibt sich der aus den stillgelegten Steinkohlenbergwerken stammende CH<sub>4</sub>-Abstrom in die Atmosphäre (Spalte 9) als Summe aus dem Abstrom über Entgasungseinrichtungen und dem CH<sub>4</sub>-Volumenstrom durchs Gebirge.

Durch die umfangreiche Verwertung von Grubengas nahm der Unterdruck in den stillgelegten Bergwerken des Ruhrreviers immer weiter zu, sodass ab dem Jahr 2006 ein Abstrom über Entgasungseinrichtungen nicht mehr erfolgte. Während im Jahr 2001 noch ein CH<sub>4</sub>-Abstrom von rd. 170 Mio m<sup>3</sup> zu verzeichnen war, nahm dieser ab dem Jahr 2006 auf etwa 2 Mio. m<sup>3</sup> ab.

### 7.5.3 Jährliche Grubengasfreisetzung Ibbenbüren

Da das Bergwerk Ibbenbüren erst im Jahre 2018 stillgelegt wird, kann die jährliche Grubengasfreisetzung erst ab dem Jahr 2019 berechnet werden (Anlage 12). Aufgrund der umfangreichen Grubengasabsaugung, die bereits heute - in der aktiven Phase des Bergwerks - erfolgt, kann davon ausgegangen werden, dass nach der Stilllegung des Bergwerks keine nennenswerten CH<sub>4</sub>-Abströme über die Schächte bzw. künftige Entgasungseinrichtungen in die Atmosphäre gelangen. Deshalb wurde der Abstrom über Entgasungseinrichtungen (Spalten 5 und 6) der Anlage 12 auf Null gesetzt.

## **8 Gesamtausgasung aus aktiven und stillgelegten Bergwerken**

In den vorgenannten Berechnungen (Kapitel 7.5) wurde nur der jährliche CH<sub>4</sub>-Abstrom aus stillgelegten Bergwerken betrachtet. Im Zeitraum bis zum Jahr 2018 wurde bzw. wird Grubengas auch aus aktiven Bergwerken abgesaugt und verwertet (vgl. Kapitel 6). Zu den Zahlen des jährlichen CH<sub>4</sub>-Abstroms aus stillgelegten Bergwerken kommen somit noch die Zahlen der jährlich abgesaugten CH<sub>4</sub>-Mengen aus aktiven Bergwerken hinzu. Die Zusammenfassung dieser Zahlen wird auch als Gesamtausgasung der aktiven und stillgelegten Bergwerke bezeichnet. Wie in Kapitel 3 beschrieben, werden die mit den Wetterströmen abgeführten CH<sub>4</sub>-Mengen im vorliegenden Gutachten nicht berücksichtigt.

### **8.1 Jährliche Gesamtausgasung der Bergwerke des Saarreviers**

Die jährlichen CH<sub>4</sub>-Abströme aus aktiven und stillgelegten Steinkohlenbergwerken des Saarreviers wurden für den Zeitraum der Jahre 2000 bis 2030 zusammengestellt (Anlage 13). Die Werte ab dem Jahr 2017 stammen aus der Prognose (vgl. Kapitel 7.5.1).

Diese Zusammenstellung beinhaltet sowohl die CH<sub>4</sub>-Abströme, die über Entgasungseinrichtungen (Spalte 2), durch das Gebirge (Spalte 3) und im Zuge der Grubengasabsaugung aus aktiven Bergwerken nicht verwertet wurden bzw. werden (Spalte 6). Die Summe dieser drei Anteile stellt den jährlichen CH<sub>4</sub>-Abstrom in die Atmosphäre dar (Spalte 9). Während im Jahr 2000 noch rd. 50 Mio. m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub> unverwertet in die Atmosphäre abgeströmt sind, waren es ab dem Jahr 2008 nur noch rd. 0,5 Mio. m<sup>3</sup>.

In der Anlage 13 sind außerdem die CH<sub>4</sub>-Abströme aufgeführt, die verwertet wurden bzw. in Zukunft wahrscheinlich verwertet werden. Neben der Verwertung von Grubengas aus aktiven Bergwerken (Spalte 5) ist die jährliche Verwertung von Grubengas aus stillgelegten Bergwerken aufgeführt (Spalte 7). Die Summe der beiden Anteile ist in der Spalte 8 aufgeführt.

### **8.2 Jährliche Gesamtausgasung der Bergwerke des Ruhrreviers**

Ebenso wie für die Bergwerke an der Saar wurden die jährlichen CH<sub>4</sub>-Abströme aus aktiven und stillgelegten Steinkohlenbergwerken des Ruhrreviers für den Zeitraum der Jahre von 2000 bis 2030 zusammengestellt (Anlage 14). Auch hier stammen die Zahlen ab dem Jahr 2017 aus der Prognose (vgl. Kapitel 7.5.2).

Während im Jahr 2002 noch rd. 255 Mio. m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub> unverwertet in die Atmosphäre abgeströmt sind, waren es ab dem Jahr 2009 in der Regel weniger als 10 Mio. m<sup>3</sup>.

### **8.3 Jährliche Gesamtausgasung des Bergwerks Ibbenbüren**

Die jährlichen CH<sub>4</sub>-Abströme des Bergwerks Ibbenbüren wurden in der gleichen Weise für den Zeitraum von 2000 bis 2030 zusammengestellt (Anlage 15). Hier stammen die Werte ab dem Jahr 2019 aus der Prognose (vgl. Kapitel 7.5.3). Bis einschließlich des Jahres 2018 wird Grubengas aus dem aktiven Bergwerk abgesaugt und verwertet. Die Absaugung und Verwertung für die Jahre 2017 und 2018 (Spalten 4 und 5) wurden auf Grundlage der bisherigen Werte geschätzt.

#### **8.4 Jährliche Gesamtausgasung der deutschen Steinkohlebergwerke**

Eine Addition der jährlichen CH<sub>4</sub>-Abströme der drei Steinkohlenreviere führt zu der jährlichen Gesamtausgasung der Steinkohlebergwerke der Bundesrepublik Deutschland (Anlage 16). Deutlich ist zu erkennen, dass der CH<sub>4</sub>-Abstrom über Entgasungseinrichtungen (Spalte 2) stillgelegter Bergwerke bis zum Jahr 2006 auf Null abnahm. Das hat seinen Grund in der zunehmenden Verwertung des Grubengases stillgelegter Bergwerke (Spalte 7), das durch das Inkrafttreten des EEG erst ermöglicht wurde.

Auch die Verwertungsrate des abgesaugten Grubengases aus aktiven Bergwerken wurde gesteigert, was in der Reduzierung des nicht verwerteten Grubengases (Spalte 6) verdeutlicht wird. So lag der nicht verwertete CH<sub>4</sub>-Abstrom in die Atmosphäre im Jahr 2002 noch bei rd. 300 Mio. m<sup>3</sup>, der im kurzer Zeit deutlich abnahm und ab dem Jahr 2008 bei Werten von in der Regel weniger als 20 Mio.m<sup>3</sup> lag. Auch dieser Trend kam im Wesentlichen durch das Inkrafttreten des EEG zustande.

### **9 Vermeidung von CO<sub>2</sub> (CO<sub>2</sub>-Äquivalenten) durch Grubengasverwertung**

Wie bereits beschrieben, endet mit der Stilllegung des Bergbaus die Ausgasung nicht, da noch große Mengen von Grubengas, vornehmlich Methan, in den Flözen und im Steinkohlengebirge verblieben sind. Ohne eine Verwertung des Grubengases würde dieses aus verfüllten Schächten, über die bergbehördlich vorgeschriebenen Entgasungseinrichtungen und durch das Gebirge (Deckgebirge), und damit über die Erdoberfläche in die Atmosphäre ausströmen.

Um die klimaschädliche Wirkung verschiedener Gase vergleichbar zu machen, wird das relative Treibhausgaspotential (global warming potential, GWP) in Ansatz gebracht, das die Klimaschädlichkeit dieser Gase im Vergleich zum Kohlendioxid beschreibt. Für Methan hat sich in den letzten Jahren ein GWP-Wert von 25, bezogen auf eine Verweildauer des Methans von 100 Jahren in der Atmosphäre, etabliert. Frei ausströmendes Methan hat somit eine 25-fach klimaschädlichere Wirkung als Kohlendioxid. Der Faktor 25 gilt als ein in den letzten Jahren gesicherter Wert, wobei einige Quellen von noch höheren Faktoren ausgehen. Insofern sind die Berechnungen in diesem Gutachten als konservativ zu betrachten.

Wird die Masse des ausströmenden Methans mit dem Faktor 25 multipliziert, erhält man sogenannte CO<sub>2</sub>-Äquivalente, die direkt mit der Masse von freigesetztem oder erzeugtem Kohlendioxid vergleichbar sind.

### 9.1 Berechnung der CO<sub>2</sub>-Äquivalente

Um die Emissionen aus dem stillgelegten Bergbau mit denen anderer Emittenten vergleichbar zu machen, wurden die ermittelten CH<sub>4</sub>-Mengen in CO<sub>2</sub>-Äquivalente umgerechnet und in Tonnen ausgewiesen. Dabei wurden die nicht verwerteten CH<sub>4</sub>-Volumenströme aus den Entgasungsleitungen, durch das Gebirge/Deckgebirge und der Gasabsaugung aktiver Bergwerke mit einem Klimarelevanzfaktor von 25 multipliziert. Die Ergebnisse sind in Tabellen für das Saarrevier (Anlage 17), für das Ruhrrevier (Anlage 18) und für das Bergwerk Ibbenbüren (Anlage 19) zusammengestellt.

Neben Methan wird auch Kohlendioxid aus stillgelegten Bergwerken freigesetzt. Dieses Gas entweicht mit ersterem vermischt über Entgasungseinrichtungen, durch das Gebirge und als nicht verwerteter Anteil der Grubengasabsaugung aktiver Bergwerke. Dieser CO<sub>2</sub>-Anteil wurde zu dem jeweiligen CO<sub>2</sub>-Äquivalentwert addiert und in die genannten Tabellen für Entgasungseinrichtungen (Spalte 2), das Gebirge (Spalte 3) und dem nicht verwerteten Anteil der Gasabsaugung (Spalte 4) eingetragen.

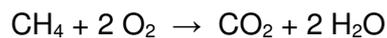
Für die Berechnung dieses CO<sub>2</sub>-Anteils wurde von konstanten Verhältnissen zwischen Methan und Kohlendioxid im Gasgemisch ausgegangen, wobei jedoch unterschiedliche Zahlenwerte für die einzelnen Steinkohlenreviere vorliegen. Die Mittelwerte, mit denen gerechnet wurde, ergaben sich aus einer großen Anzahl durchgeführter Gasanalysen. Die Mittelwerte sind in Tabelle 2 aufgelistet.

Tabelle 2: Relation von Kohlendioxid zu Methan für die betrachteten Steinkohlenreviere in Volumenanteilen

	Relation CO <sub>2</sub> / CH <sub>4</sub>
Ruhrrevier	$\frac{3}{93} = 0,032$
Saarrevier	$\frac{7,5}{88} = 0,085$
Ibbenbüren	$\frac{3}{95} = 0,032$

## 9.2 Berechnung der CO<sub>2</sub>-Abströme durch Grubengasverwertung

Ein weiterer Anteil an Kohlendioxid, der freigesetzt wird, folgt aus der Gasverwertung, also der Umsetzung (Verbrennung) von CH<sub>4</sub> zu CO<sub>2</sub>. Diese Umsetzung wird durch folgende Reaktionsgleichung beschrieben:



Aus der Gleichung ist erkennbar, dass bei der Verbrennung von Methan aus einem Molekül CH<sub>4</sub> ein Molekül CO<sub>2</sub> entsteht. Das bedeutet, dass aus 1 m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub> (ca. 0,72 kg) 1 m<sup>3</sup> CO<sub>2</sub> und somit ca. 1,98 kg CO<sub>2</sub> werden.

Zusätzlich strömt bei der Gasverwertung das im Rohgas enthaltene und mitgeführte Kohlendioxid ab. Aus der Vielzahl der vorliegenden Gasanalysen, die Rohgaszusammensetzung betreffend, ergaben sich Mittelwerte für Methan von ca. 42 Vol.-% und für Kohlendioxid von ca. 11,4 Vol.-%. Daraus folgt für die Relation der Volumina zwischen CO<sub>2</sub> und CH<sub>4</sub> ein Wert von 0,2714. Das bedeutet, dass bei einer Tonne geförderten und verwerteten Methans im Mittel  $0,2714 * 2,75 = 0,746$  t Kohlendioxid mitgeführt wird.

In den oben genannten Tabellen (Anlagen 17 bis 19) sind die CO<sub>2</sub>-Abströme aus der Verwertung von Grubengas, getrennt nach aktiven Bergwerken (Spalte 5) und stillgelegten Bergwerken (Spalte 6) in Tonnen aufgeführt.

Somit werden aus dem Bergbau vorwiegend Methan und Kohlendioxid emittiert. Der Spalte 7 der genannten Tabellen sind schließlich die Summen aus CO<sub>2</sub>-Äquivalenten und tatsächlichen CO<sub>2</sub>-Mengen für die drei betrachteten Steinkohlenreviere Saar (Anlage 17), Ruhr (Anlage 18) und Ibbenbüren (Anlage 19) zu entnehmen.

Zu beachten ist, dass im Falle der Verwertung von Grubengas davon ausgegangen wird, dass die abgesaugten CH<sub>4</sub>-Volumenströme vollständig zu CO<sub>2</sub> umgesetzt werden. Hier ist bezüglich der Volumina der Faktor 1 (s. obige Reaktionsgleichung) bzw. bezüglich der Massen der Faktor 2,75 in Ansatz zu bringen (1 m<sup>3</sup> bzw. 0,72 kg CH<sub>4</sub> → 1 m<sup>3</sup> bzw. 1,98 kg CO<sub>2</sub>).

Wird jedoch die Klimarelevanz von CH<sub>4</sub> betrachtet, ist zu berücksichtigen, dass CH<sub>4</sub> 25-mal schädlicher eingestuft wird als CO<sub>2</sub> (1 kg CH<sub>4</sub> → 25 kg CO<sub>2</sub> Äquivalent). Soll also die Höhe des positiven Effekts berechnet werden, der bei der CH<sub>4</sub>-Verwertung gegenüber der „kalten“ Ableitung über Entgasungseinrichtungen entsteht, ist ein Faktor von 22,25 in

Ansatz zu bringen, da bei der Verbrennung von 1 kg Methan 2,75 kg Kohlendioxid entstehen ( $25 - 2,75 = 22,25$ ).

Somit hat die Methanverwertung einen sehr positiven klimarelevanten Effekt, auch wenn dabei wiederum Kohlendioxid freigesetzt wird.

### **9.3 Gesamtbilanz der CO<sub>2</sub>-Abströme / Äquivalente des deutschen Steinkohlenbergbaus**

Die gesamte CO<sub>2</sub>-Emission (CO<sub>2</sub>-Äquivalente und CO<sub>2</sub>-Abströme) aus stillgelegten und aktiven Steinkohlebergwerken der Bundesrepublik Deutschland ist für die Jahre 2000 bis 2030 der Anlage 20 zu entnehmen. Ab dem Jahr 2019 stammt die CO<sub>2</sub>-Emission ausschließlich aus stillgelegten Steinkohlebergwerken.

In der Tabelle (Anlage 20) sind die CO<sub>2</sub>-Äquivalente/CO<sub>2</sub>-Abströme der drei beschriebenen Steinkohlereviere Saar, Ruhr und Ibbenbüren zusammengefasst und nach CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Entgasungseinrichtungen (Spalte 2), Gebirge (Spalte 3) und nicht verwerteter Gasabsaugung aktiver Bergwerke (Spalte 4) aufgeführt. Bei diesen Werten handelt es sich im Wesentlichen um CO<sub>2</sub>-Äquivalente (Faktor 25). Die in dem Grubengasgemisch mitgeführten Anteile von CO<sub>2</sub> aus der Steinkohlenlagerstätte sind dabei berücksichtigt. So betrug die CO<sub>2</sub>-Emission aus Entgasungseinrichtungen (Spalte 2) im Jahr 2001 knapp 3,4 Mio. t. Sie ging aufgrund der Gasverwertung bis zum Jahr 2006 auf Null zurück.

Die CO<sub>2</sub>-Emission aus nicht verwertetem Grubengas der Gasabsaugungen aktiver Bergwerke (Spalte 4) betrug im Jahr 2002 rd. 2,8 Mio. t. Durch die Zunahme der Gasverwertung in Folge des EEG nahm die CO<sub>2</sub>-Emission deutlich ab. Sie lag z.B. im Jahr 2016 bei rd. 0,05 Mio. t.

In den Spalten 5 und 6 sind die CO<sub>2</sub>-Abströme der Grubengasverwertung des aktiven und des stillgelegten Bergbaus der drei beschriebenen Steinkohlereviere zusammengefasst. Bei diesen Werten handelt es sich im Wesentlichen um CO<sub>2</sub>-Mengen, die durch die Umwandlung (Verbrennung) von CH<sub>4</sub> in CO<sub>2</sub> entstehen (Faktor 1 bezogen auf Volumina bzw. Faktor 2,75 bezogen auf Massen). Die in dem abgesaugten Grubengasgemisch mitgeführten Anteile von CO<sub>2</sub> sind dabei berücksichtigt.

In der Spalte 7 sind die vorgenannten Werte zusammengefasst. Obwohl durch die Verbrennung von CH<sub>4</sub> Kohlendioxid erzeugt wird, konnte die CO<sub>2</sub>-Emission von 6,3 Mio. t im Jahr 2002 auf unter 0,9 Mio. t im Jahr 2016 reduziert werden.

#### **9.4 Eingesparte CO<sub>2</sub>-Emission anderer Kraftwerke durch die Verwertung von Grubengas**

Bei der Verwertung des abgesaugten Grubengases aus aktiven und stillgelegten Steinkohlebergwerken wird, wie oben beschrieben, CO<sub>2</sub> durch die Verwertung (Verbrennung) in die Atmosphäre emittiert. Da durch die Grubengasverwertung elektrischer Strom in das deutsche Verbundnetz eingespeist wird, wird gleichzeitig elektrischer Strom aus anderen Kraftwerken eingespart (Vorrangstellung der Einspeisung elektrischer Energie aus regenerativen Quellen). Diese Einsparung hat zur Folge, dass auch die anteilige CO<sub>2</sub>-Emission der anderen deutschen Kraftwerke eingespart wird.

Durch diese CO<sub>2</sub>-Einsparung wird die CO<sub>2</sub>-Emission aus deutschen Steinkohlebergwerken im Hinblick auf die globale Belastung der Atmosphäre verringert. Das Ergebnis dieser Rechnung ist der Tabelle (Anlage 21) zu entnehmen. Diese weist in Spalte 3 zunächst die gesamte CO<sub>2</sub>-Emission aus deutschen Steinkohlebergwerken aus (vgl. Spalte 7 der Anlage 20). Durch die Verwertung von Grubengas wird elektrischer Strom erzeugt. Die daraus resultierende jährliche Strommenge (elektrische Arbeit in GWh) ist der Spalte 4 zu entnehmen. Diese wurde aus der verwerteten Grubengasmenge unter Zugrundelegung eines Wirkungsgrades von 36 % errechnet. Z.B. wurden im Jahre 2016 knapp 1100 GWh erzeugt.

Multipliziert man die jährliche Strommenge mit dem Wert der CO<sub>2</sub>-Emission (Bundesmix) (Spalte 5) ergibt sich die eingesparte CO<sub>2</sub>-Emission bei den anderen deutschen Kraftwerken (Spalte 6). Die Werte der CO<sub>2</sub>-Emission (Bundesmix) sind Zahlen, die bis zum Jahr 2016 durch das Umweltbundesamt veröffentlicht wurden. Bis zum Jahr 2030 wurde der Wert des Jahres 2016 als konstanter Wert in die Tabelle eingetragen.

Die Spalte 7 beinhaltet schließlich die jährliche Netto CO<sub>2</sub>-Emission, die sich als Differenz aus der Spalte 3 und der Spalte 6 errechnet und die globale jährliche CO<sub>2</sub>-Belastung der Atmosphäre durch Grubengas aus deutschen Steinkohlebergwerken unter Berücksichtigung der Grubengasverwertung darstellt. Wie positiv sich die Einsparungen dieser CO<sub>2</sub>-Emissionen auswirken, belegen die Zahlen der Jahre 2002 und 2016. Im Jahr 2002 betrug der Netto CO<sub>2</sub>-Abstrom in die Atmosphäre 5,6 Mio. t und im Jahr 2016 nur noch 0,3 Mio. t.

## **10 Anpassung der Absauge- und Verwertungstechnik an veränderte Randbedingungen**

Zu Beginn der großflächig betriebenen Gasverwertung aus stillgelegten Bereichen im Ruhrgebiet lagen im Grubengebäude atmosphärische Druckverhältnisse vor. Bei niedrigen Luftdrücken bzw. Luftdruckabfall wurde das Grubengas passiv aus den stillgelegten Bergwerken (Grubengebäuden) über die Entgasungsleitungen in die Atmosphäre geleitet. Da die Entgasungsleitungen, die ins offene Grubengebäude führen, mit Rückschlagklappen ausgestattet sind, erfolgt keine Verdünnung des im Grubengebäude anstehenden Grubengases. Somit lagen anfänglich CH<sub>4</sub>-Konzentrationen von bis zu 90 Vol.-% an. Diese Bedingungen wurden für die Auslegung der Gasmotoren zugrunde gelegt.

### **10.1 Gasförderaggregate**

Hinsichtlich der Druckauslegung wurden zunächst die atmosphärischen Druckverhältnisse im Grubengebäude berücksichtigt. Die zuerst eingesetzten Gasförderaggregate erzeugten einen maximalen Differenzdruck ( $\Delta p$ ) von 450 hPa. Unter Berücksichtigung des Druckverlustes in der Saugleitung und des erforderlichen Überdrucks druckseitig des Verdichters standen etwa 250 hPa Saugdruck im Grubengebäude zur Verfügung. Diese Verdichter, die einen Volumenstrom von etwa 800 m<sup>3</sup>/h lieferten, wurden meist paarweise in einem Container installiert.

Entsprechend dem in den ersten Jahren an vielen Standorten sehr hohen Grubengasangebot wurden hohe Verwertungskapazitäten mit mehreren Verdichtercontainern installiert. Im Laufe der Besaugungszeit stieg an vielen Standorten der Unterdruck im Grubengebäude so weit an, dass die eingesetzten Verdichter nicht mehr ausreichten. Um die gestiegenen Strömungswiderstände überwinden zu können, wurde auf Doppelverdichter mit höheren Differenzdrücken umgestellt.

## **10.2 Verwertung von Grubengasen mit niedrigem CH<sub>4</sub>-Gehalt**

Im Laufe der Besaugungszeit veränderten sich nicht nur die Druckverhältnisse in den stillgelegten Grubengebäuden, sondern auch die CH<sub>4</sub>-Gehalte im Grubengas. Um auch Grubengas mit niedrigen CH<sub>4</sub>-Gehalten verwerten zu können und nicht über Entgasungsleitungen abströmen zu lassen, waren umfangreiche Umbauarbeiten an den Gasmotoren erforderlich.

Die anfangs von den Herstellern gelieferten Gasmotoren waren auf Erdgasqualität bzw. Gase mit CH<sub>4</sub>-Gehalten größer 40 Vol.-% ausgelegt. Somit waren Änderungen und Modifikationen hinsichtlich der Motorsteuerung, der Gaszufuhrleitungen zum Motor und der Gasmischer erforderlich, um die Verwertung von Grubengasgemischen mit niedrigen Methangehalten aufrecht zu erhalten.

Zusätzlich waren technische Weiterentwicklungen hinsichtlich des Motorstarts mit niedrigen CH<sub>4</sub>-Gehalten erforderlich.

Um schließlich auch bei schwankenden CH<sub>4</sub>-Gehalten im Grubengas einen kontinuierlichen Motorlauf zu gewährleisten, wurden gemeinsam mit der Fa. Linde Einrichtungen entwickelt, um dem Grubengas Sauerstoff zumischen zu können.

Zur Einhaltung der speziell bei niedrigen CH<sub>4</sub>-Gehalten erforderlichen Anforderungen an den Explosionsschutz mussten auch die messtechnischen Überwachungseinrichtungen sukzessive modifiziert und erweitert werden.

Alle beschriebenen Anlagenmodifikationen und –erweiterungen wurden mit der Zulassungsbehörde besprochen und unterlagen einem Betriebsplanzulassungsverfahren.

### 10.3 Folgerungen

Wie aus den Kapiteln 10.1 und 10.2 hervorgeht, war die Verwertung von Grubengas nahezu seit Anbeginn ständigen Veränderungen unterworfen. Das bedeutet, dass jeder Standort nicht nur individuell gestaltet wurde, sondern auch das gesamte Equipment laufend an die Bedingungen, die die Lagerstätte vorgab, angepasst werden musste. Abbildung 8 verdeutlicht am Beispiel der Minegas GmbH, dass die ursprünglichen Auslegungsparameter mit Saugdrücken unter 300 hPa und CH<sub>4</sub>-Gehalten über 40 Vol.-% nur in den ersten Jahren vorlagen (grüner Bereich).

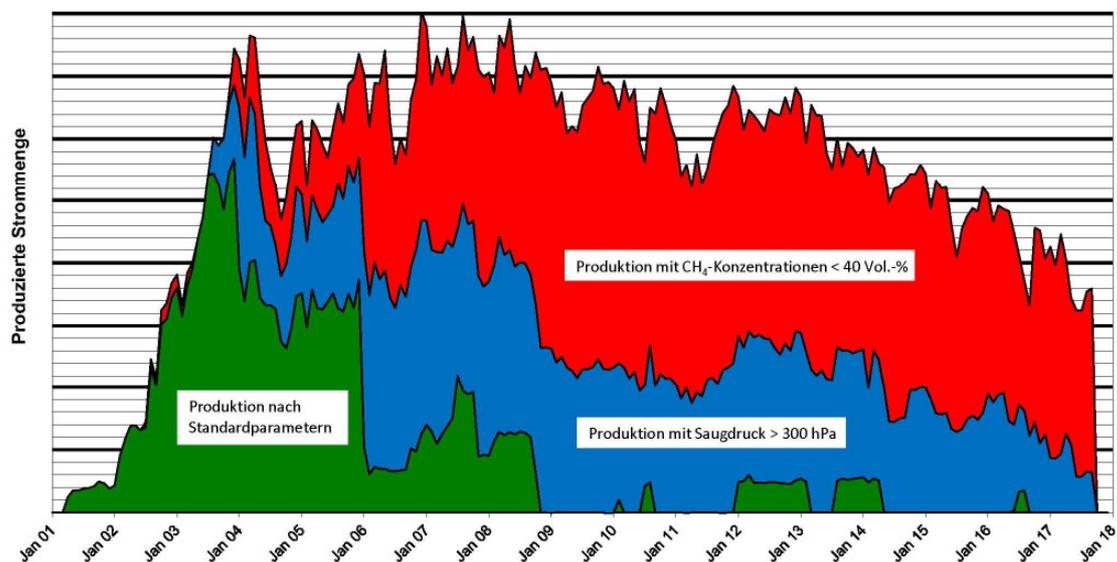


Abbildung 8: Entwicklung der Rahmenparameter für den Betrieb der Grubengasverwertungsanlagen der Minegas GmbH

Danach nahm die Anzahl der Standorte mit diesen Bedingungen rapide ab, während im gleichen Maße die Anzahl der Standorte mit Saugdrücken über 300 hPa (blauer Bereich) und CH<sub>4</sub>-Gehalten unter 40 Vol.-% (roter Bereich) zunahm. Bereits ab dem Jahre 2009 werden, von wenigen Ausnahmen abgesehen, alle Anlagen außerhalb der ursprünglichen Auslegungsparameter betrieben.

Zu bemerken ist, dass sich selbst innerhalb eines Lagerstättenbereichs die Saugdrücke und die CH<sub>4</sub>-Gehalte unterschiedlich entwickeln können. Die Abbildung 8 zeigt weiterhin die generelle Abnahme der Stromproduktion, die den verschlechterten Randbedingungen und der Gassituation in der Lagerstätte geschuldet ist.

Diese Sachverhalte zeigen, dass die Betreiber der Gasverwertungsanlagen nahezu über die gesamte Produktionszeit gezwungen waren, die Anlagen ständig anzupassen und weiter zu entwickeln.

## **11 CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten für die Verwertung von Grubengas im Vergleich zu regenerativen Energien**

Die in den Koalitionsverträgen der Bundesländer NRW und Saarland beschriebenen Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Grubengasverwertung (s. Kapitel 13.1) sind nicht nur hinsichtlich der Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen sinnvoll, sondern auch hinsichtlich der damit verbundenen Vermeidungskosten. Die Kosten für eine bei der Stromerzeugung vermiedene Tonne CO<sub>2</sub> (CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten) variieren sehr stark, da der Vergütungssatz im EEG für das Grubengas im Vergleich zu regenerativen Energien geringer ist und die Klimaschädlichkeit des Methans (GWP 25) bei den Berechnungen berücksichtigt werden muss. Tabelle 3 verdeutlicht diesen Sachverhalt unter folgenden Randbedingungen:

- Heizwert von Methan 9,97 kWh/m<sup>3</sup>
- GWP Methan 25
- Wirkungsgrad Verwertung 0,36
- Emissionsfaktor für Stromerzeugung, Bundesmix 2016 (UBA) 527 kg CO<sub>2</sub>/MWh
- Durchschnittlicher Stromerlös für EEG Anlagen im Jahr 2017 s. Tabelle 3

Tabelle 3: Berechnung der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten

	<b>Grubengas</b>	<b>Wind an Land</b>	<b>Solar</b>	<b>Wasser</b>	
Stromeinspeisung	1,0				MWh
Thermische Energie	2,78				MWh
Gas (Rein Methan)	278,6				m <sup>3</sup>
Gas (Rein Methan)	199,9				kg
Methanvermeidung GWP 22,25 (25 – 2,75)	4.447,9	0			kg
Stromverdrängung (UBA 2016)	527				kg CO <sub>2</sub> / MWh
CO <sub>2</sub> -Bilanz	4.974,9	527			kg CO <sub>2</sub> / MWh
<b>EEG-Vergütungen 2017</b>					
Durchschnittliche Stromerlöse 2017	68,43 <sup>1</sup>	91,7 <sup>2</sup>	282,9 <sup>2</sup>	94,8 <sup>2</sup>	€/MWh
Spez. CO <sub>2</sub> - Vermeidungskosten 2017	13,76	174,00	536,81	179,88	€/t CO <sub>2</sub>
Relativer Faktor 2017	1	12,65	39,01	13,07	

Wie aus der Tabelle zu ersehen ist, liegen die spezifischen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten für Grubengas im EEG Jahr 2017 weit unter den spezifischen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten für regenerative Energien. Werden die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten für Grubengas zu 1 gesetzt, ist an der Zeile „Relativer Faktor“ zu erkennen, dass bei regenerativer Stromerzeugung im EEG Jahr 2017 die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten bei dem 13-fachen für Wind und Wasser, für Solarenergie bei dem 39-fachen des Grubengases liegen.

Bei einer prognostizierten Stromproduktion von rd. 700 GWh mittels Grubengas im Jahr 2025 ergibt sich eine CO<sub>2</sub>-Vermeidung von rd. 2,9 Mio. t. Soll die gleiche Menge durch eine Stromproduktion mittels der genannten regenerativen Energien eingespeist werden, errechnen sich Mehrkosten für die CO<sub>2</sub>-Vermeidung, die sich nur aus der Stromverdrängung in anderen Kraftwerken ergeben, von ca. 510 Mio € für Wind und Wasser und 1.555 Mio € für Fotovoltaik.

<sup>1</sup> Durchschnittliche EEG-Vergütung der Grubengasanlagen Ruhr und Saar.

<sup>2</sup> Quelle: <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/eeg-in-zahlen-pdf>.  
Stand 16.10.2017 (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie)

## **12 Gasfreisetzung an der Tagesoberfläche und daraus resultierende Gefahrensituationen**

Ein weiterer Aspekt der Grubengasverwertung ist die Besicherung der Tagesoberfläche gegen diffus austretendes Grubengas (Oberflächenausgasung). Wie in Kapitel 3 beschrieben, besteht ein Emissionspfad für das Grubengas in der Migration durchs Deckgebirge, dem Austritt an Ausgasungseinrichtungen an Schächten und Bohrungen und – in geringem Maße - der diffusen Freisetzung an der Tagesoberfläche. Aus emissionstechnischer Sicht sind diffus austretende Gasmengen eher von untergeordneter Bedeutung.

### **12.1 Ausgasungen an verfüllten Schächten**

Wie bereits beschrieben, strömt Grubengas auch über verfüllte Schächte von Steinkohlebergwerken zur Tagesoberfläche. Deshalb werden organisatorische und technische Maßnahmen zur Vermeidung von Gefahren durch Gasaustritte ergriffen.

Zu den organisatorischen Maßnahmen gehören:

Ausweisung von Schachtschutzbereichen

Einhaltung von Mindestabständen für neu zu errichtende Gebäude

Festlegung von Mindestabständen zu Straßen und Wegen

Zu den technischen Maßnahmen gehören:

Abführung von Grubengas über Entgasungseinrichtungen

Bau von Gasdrainagen

Abdichten von Gebäuden und Versorgungseinrichtungen (Kanäle, Leitungen, Kanalschächte)

In der Vergangenheit kam es an der Tagesoberfläche und im Umkreis verfüllter Schächte zu teilweise nicht unerheblichen Grubengasfreisetzungen. Einige Beispiele sind nachfolgend aufgeführt:

a) General Blumenthal 5 (Recklinghausen)

Der Schacht wurde im Jahre 1964 mit Lockermaterialien verfüllt. Im Jahre 1989 kam es zu Methanausgasungen mit Konzentrationen oberhalb von 50 Vol.-%. Diese Gasaustritte hielten bis in das Jahr 2003 an. Danach sanken die CH<sub>4</sub>-Konzentrationen ab und Methanausgasungen waren seitdem nicht mehr nachweisbar. Der Rückgang der Ausgasung korrespondierte mit der Inbetriebnahme von Grubengasverwertungsanlagen auf den Schächten General Blumenthal 3 und General Blumenthal 7. Inzwischen kann an dem Schachtkopf ein Unterdruck von etwa 150 hPa gemessen werden.

b) Heinrich 1/2/3 (Essen)

Die Schächte Heinrich 1, 2 und 3 wurden im Jahr 1974 verfüllt. Im Jahr 1997 wurden erstmalig CH<sub>4</sub>-Konzentrationen von etwa 35 Vol.-% an Schacht Heinrich 1 festgestellt. In den Folgejahren zeigten sich auch an den benachbarten Schächten Heinrich 2 und Heinrich 3 erhöhte CH<sub>4</sub>-Konzentrationen bis zu 25 Vol.-% bzw. 15 Vol.-%. Die Ausgasungen hielten bis in das Jahr 2009 an. Danach sanken die CH<sub>4</sub>-Konzentrationen bis auf 0 Vol.-% ab. Die nächste Grubengasverwertungsanlage liegt etwa 7 km nördlich dieser Schächte. Es zeigte sich, dass der absaugbedingte Unterdruck im Umkreis der Verwertungsanlage allmählich anstieg und bis in den Bereich der Heinrich-Schächte reicht.

c) Dahlbusch 3/4/6 (Gelsenkirchen)

Die Schächte Dahlbusch 3, 4 und 6 wurden in den Jahren 1929, 1933 und 1966 verfüllt. Seit 1980 wurden Methanausgasungen an den Schachtköpfen beobachtet, die mit CH<sub>4</sub>-Konzentrationen bis zu 75 Vol.-% einhergingen. Die Methanausgasungen migrierten in den oberflächennahen Schichten über ca. 30 m Entfernung in den Bereich einer benachbarten Straße und in umliegende Gebäude. Zum Schutz der Bebauung wurden seinerzeit Entgasungseinrichtungen auf den Schachtköpfen aufgebaut. Das hatte zur Folge, dass die flächige Ausbreitung des Gases eingedämmt werden konnte. Dennoch wurden CH<sub>4</sub>-Konzentrationen bis in das Jahr 2005 an den Schächten festgestellt. Danach

konnte Methan nicht mehr nachgewiesen werden. Das ging einher mit dem Betrieb der Grubengasverwertungsanlagen auf den Schächten Emschermulde 1 und Hugo 9, etwa 5 km nördlich der Dahlbusch-Schächte.

Auch an weiteren Schächten konnten ähnliche Ausgasungsrückgänge festgestellt werden die mit den Betrieb von Grubengasverwertungsanlagen in Verbindung stehen. Die Entgasungseinrichtungen an den Schächten sollten trotzdem nicht zurückgebaut werden, da für die Zukunft nicht ausgeschlossen werden kann, dass einerseits Anlagenstillstände möglich sind und andererseits untertägige Gasströmungswege durch Grubenwasseranstiege verschlossen werden können.

## **12.2 Diffuse Ausgasungen an der Tagesoberfläche**

Neben der Ausgasung an verfüllten Schächten kommt es auch in anderen Bereichen bergmännisch erschlossener Gebiete zu Grubengasaustritten. So sind eine Reihe von Schadensfällen, die durch Methan ausgelöst wurden, bekannt. Kann kein ehemaliger Bergbautreibender als Verursacher eindeutig ausgemacht werden, werden die meistens nicht unerheblichen Kosten für die Gefahrenabwehr von der öffentlichen Hand getragen.

Bei Neubauten können Maßnahmen zur Gefahrenabwehr vor Baubeginn geplant und realisiert werden. So sind auf Veranlassung der Städte Dortmund und Bochum Gefährdungskarten mit verschiedenen Gefährdungsstufen erstellt worden. Baugenehmigungen werden nur erteilt, wenn die für die verschiedenen Gefährdungsstufen erarbeiteten Maßnahmen umgesetzt werden.

Schwieriger und aufwändiger sind Gefahrenabwehrmaßnahmen bei Bestandsgebäuden, da die Bausubstanz und Bauweise älterer Gebäude eine gezielte Abdichtung von Gaseintrittsstellen oftmals nicht zulassen. Dann sind großflächige Maßnahmen in Form von Bohrlöchern im Umfeld, deren Vernetzung sowie der Betrieb von Gasabsauganlagen erforderlich. Solche Anlagen werden bereits mehrfach im Saarland und im Ruhrgebiet betrieben.

Eine Besaugung der stillgelegten Steinkohlenbergwerke mit nachgeschalteter Gasverwertung stellt eine vielfach angewendete und bewährte Sicherungsmaßnahme dar.

Neben Flachbohrungen im Umfeld gasbelasteter Häuser sind Tiefbohrungen ins Grubengebäude bzw. die Besaugung des Grubengebäudes über Entgasungsleitungen

und Bohrlöcher sehr erfolgreich, da sich die maschinell erzeugten Unterdrücke großräumig ausbilden und die Grubengasfreisetzung an der Tagesoberfläche weitgehend unterbunden wird.

Im Folgenden werden einige Beispiele für Ausgasungen an der Tagesoberfläche und die lokal erfolgreich durchgeführten Abwehrmaßnahmen kurz beschrieben:

a) Stadt Hamm

Im Umkreis der Stadt Hamm ist eine Vielzahl von Gasaustritten auch in bebauten Gebieten bekannt. In einer Siedlung, in der eine Reihe von Häusern in mehreren Straßen durch Gaseintritte belastet ist, wurde ein aktiv besaugtes Gasdrainagesystem angelegt.

Ein weiteres Beispiel sind die Lippe-Wiesen südlich von Hamm-Stockum. Hier trat Methan großflächig aus, das des Öfteren in Brand gesetzt wurde und dann in offenen Flammen brannte.

Schließlich sei ein größeres Anwesen genannt, in dessen Kellerräumen Methan eintrat. Die Sicherungsmaßnahme bestand in der Herstellung flacher Bohrungen unter das Haus und in der passiven Abführung des zutretenden Methangases.

b) Stadt Bergkamen

In die Keller mehrerer Wohnhäuser einer Siedlung in Bergkamen strömt Methan ein. Dieses Gas wird über Gasdrainagen erfasst und über ein Leitungssystem mit Entgasungseinrichtungen passiv abgeführt.

An einer anderen Stelle in Bergkamen trat das Gas nicht nur in Gebäude, sondern auch in die Kanalisation ein. In den Kellern wurde das zutretende Gas mit Hilfe von Ventilatoren verdünnt und abgeführt.

c) Stadt Dortmund

In Dortmund trat bereits Mitte der 1990er Jahre Grubengas in die Kellerräume von mehr als 20 Wohnhäusern, die an zwei benachbarten Straßenzügen lagen, ein. Da Einzelmaßnahmen an den Häusern nicht durchgeführt werden konnten, wurden 5 Bohrungen erstellt, an eine eigens verlegte Gassammelleitung angeschlossen und aktiv besaugt.

Unweit dieses Bereichs trat ebenfalls Grubengas in einem Gebäudekeller zu, das mit vergleichbaren Maßnahmen beherrscht werden konnte. Hier wurde eine Bohrung erstellt, die bis heute besaugt wird. Das abgesaugte Grubengas wird verwertet.

d) Stadt Bochum

In einem Stadtteil Bochums wurden auch Mitte der 1990er Jahre großflächige Grubengasaustritte bekannt. Hier waren mehrere Wohnhäuser, ein Einkaufszentrum sowie zwei Schulkomplexe mit Schulräumen und Turnhallen betroffen. In einigen Gebäuden konnten die Gaszutritte mit Einzelmaßnahmen bekämpft werden. So wurden Abdichtungsmaßnahmen durchgeführt, Lüftungstechnische Maßnahmen ergriffen und passive Gasdrainagen angelegt. In einem Fall mussten jedoch mehrere Bohrungen im Umfeld des Schulzentrums erstellt werden, die über eine Sammelleitung an eine Gasabsauganlage angeschlossen wurden. Nach den gewonnenen Erfahrungen wird diese Anlage auch künftig weiter betrieben werden müssen.

e) Stadt Völklingen, Fürstenhausen (Saarland)

Auf dem Gebiet der Stadt Völklingen wurden Gaseintritte in den Kellern von Wohnhäusern befürchtet. Die Häuser lagen sowohl auf aktiven als auch auf ehemaligen Abbaufächen. Als Abwehrmaßnahme wurde ein etwa 100 m langes Bohrloch erstellt und aktiv besaugt. Die Besaugung, die ab 2006 durchgeführt wurde und die Gebäude gasfrei hielt, konnte 2015 beendet werden, da die entsprechenden Gasströmungswege zur Tagesoberfläche durch Wasser verschlossen wurden.

f) Stadt Völklingen, Luisenthal (Saarland)

Aus einem ehemaligen Bergwerksstollen (Ludwigstollen) in Luisenthal waren in einem Waldstück intensive Gasaustritte zu verzeichnen. Da der Bereich nicht abgesperrt und für die Öffentlichkeit zugänglich war, mussten Sicherungsmaßnahmen ergriffen werden. Dazu wurde in einem unverfüllten Abschnitt des Stollens ein etwa 30 m langes Bohrloch erstellt. Dieses Bohrloch wird seit 2005 kontinuierlich besaugt und das Gas verwertet.

g) Gemeinde Quierschied (Saarland)

Aus dem Stollenmundloch eines ehemaligen Bergwerksstollens (Kallenbergstollen) in Quierschied, das sich inmitten eines Wohngebietes befindet, wurde Grubengas freigesetzt. Dieses Gas wurde anfänglich über eine Entgasungseinrichtung in die Atmosphäre abgeleitet. Aus sicherheits- und emissionstechnischen Gründen wird das Grubengas seit 2006 kontinuierlich abgesaugt und verwertet.

h) Stadt Saarbrücken, Altenkessel (Saarland)

In der Gemeinde Altenkessel westlich von Saarbrücken wird ebenfalls Grubengas aus einem Stollen abgesaugt und verwertet. Da in der Nähe der Gasaustrittsstelle Wohnbebauung vorhanden ist, wurde als Sicherungsmaßnahme der Stollen angebohrt und das Grubengas gezielt gefasst.

i) Gemeinde Wiebelskirchen, Ortsteil Allenfeld (Saarland)

Im Ortsteil Allenfeld befindet sich ein Wetterschacht, der bereits vor vielen Jahren mit Lockermassen verfüllt wurde. Einige Jahre danach entstand im Umfeld des Schachtes eine Wohnsiedlung. Kurze Zeit später wurden Grubengaszutritte in einigen Gebäuden festgestellt.

Eine Auswertung der bergbaulichen und geologischen Situation ergab, dass nicht nur der verfüllte Schacht, sondern auch eine geologische Störung, die unterhalb einiger Häuser verläuft, für die übertägige Gasfreisetzung verantwortlich ist.

Als Sicherungsmaßnahme wurden zusätzliche Flachbohrungen im Bereich der Störungszone und der Häuser erstellt und Gasdrainagen verlegt. Sowohl die Bohrungen als auch die Drainagen wurden an eine Gasabsauganlage angeschlossen und werden bis heute besaugt. Das abgesaugte Gas wird verwertet.

### **13 Folgen einer vorzeitigen Beendigung der Grubengasabsaugung und -verwertung**

Die überwiegende Anzahl der Grubengasverwertungsanlagen gingen im Zeitraum von 2000 bis 2004 in Betrieb. Durch den im EEG festgeschriebenen Bestandsschutz von 20 Jahren würden die Anlagen im Zeitraum von 2020 bis 2024 aus der Vergütung nach EEG 2004 herausfallen. Wenn danach ein wirtschaftlicher Betrieb nicht mehr gegeben ist, würden diese Anlagen wahrscheinlich stillgelegt werden.

Der Weiterbetrieb der Grubengasverwertungsanlagen über das Jahr 2024 hinaus setzt einen nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten durchführbaren Anlagenbetrieb voraus. Sollte dieses nicht gegeben sein und der Verwertungsbetrieb vorzeitig beendet werden, hätte dieses zur Folge, dass die Grubengasemissionen sprunghaft anstiegen.

#### **13.1 Politische Ziele der Bundesländer NRW und Saarland zur Verringerung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes**

Die Bundesländer NRW und Saarland bekennen sich zu ihrer umweltpolitischen Verantwortung im Rahmen der bundesweiten Zielsetzung zur Minderung der Treibhausgasemissionen. Diese sah u.a. folgendes vor [18]:

- Minderung der sechs Kyoto-Gase,
- Minderung der Treibhausgasemissionen um 40 % bis zum Jahr 2020 gegenüber 1990 – unter der Voraussetzung, dass die EU sich zu einer Minderung um 30 % entschließt,
- Verdopplung des Anteils der erneuerbaren Energien am Primär-Energieverbrauch bis zum Jahr 2020.

Um diese Ziele zu erreichen, wurde am 01.04.2000 das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in Kraft gesetzt, das, wie bereits beschrieben, auch das Grubengas mit aufnahm. Dieses fand sofort Eingang in die Praxis, und so wurden die meisten heute noch betriebenen Verwertungsanlagen in den Bergbaurevieren in den Jahren 2000 bis 2004 errichtet. Dementsprechend trugen diese Anlagen einen nicht unbedeutenden Anteil zu den vermiedenen CO<sub>2</sub>-Emissionen bei. In NRW liegt dieser Anteil bei etwa 10 – 15 % des für das Land ermittelten CO<sub>2</sub>-Treibhauspotentials.

Auch in dem für Nordrhein-Westfalen aktuellen Koalitionsvertrag [20] zwischen der CDU und der FDP kommt der Verwertung von Grubengas eine besondere Bedeutung zu. Hier heißt es im Kapitel „Energienmix erhalten“ auf Seite 39: „Wir wollen auch in Zukunft die wirtschaftliche Verwertung von Grubengas ermöglichen.“

Vergleichbares wurde auch im Koalitionsvertrag [21] für das Saarland von der CDU und der SPD festgeschrieben. Hier findet sich im Kapitel „Energiewende gestalten“ auf Seite 33 die Aussage, dass der Anteil erneuerbarer Energien am saarländischen Stromverbrauch bis zum Jahr 2020 auf mindestens 20 % erhöht werden soll. Weiter heißt es im Kapitel „Kluger Energiemix“ auf Seite 34: „Die energetische Grubengasverwertung im Saarland leistet schon seit vielen Jahrzehnten aktive Beiträge zum Klimaschutz und zur Energieeffizienz, aber auch zur Wertschöpfung und Beschäftigung in der Region. Wir werden deshalb auf Bundesebene mit Nachdruck darauf hinwirken, dass für bestehende Grubengasverwertungsanlagen durch zeitliche Anpassungen der EEG-Vergütungen eine wirtschaftlich tragfähige Weiterführung des Betriebes ermöglicht wird.“

### **13.2 Zunahme der Grubengasemissionen durch Außerbetriebnahme der Grubengasverwertung**

Sollte entgegen der in den Koalitionsverträgen genannten Aussagen eine wirtschaftliche Weiterführung der Grubengasverwertung nicht möglich sein, müssten Grubengasverwertungsanlagen außer Betrieb genommen werden. Bei einer vorzeitigen Abschaltung der Grubengasabsauganlagen entfielen die Unterdruckerzeugung im Grubengebäude. Dieses würde dazu führen, dass sich der erzeugte Unterdruck bis auf den Atmosphärendruck abbaut und somit die atmosphärische Ausgasung über die Schächte, die Entgasungseinrichtungen und – in geringem Maße - über die Erdoberfläche zunehmen würde.

Um die Zunahme der Ausgasung beziffern und beurteilen zu können, wird zunächst ein Zustand simuliert, der den Abstrom des Grubengases ohne jegliche Grubengasverwertung darstellt, und das über den betrachteten Zeitraum der Jahre von 2000 bis 2030.

Die Simulation der jährlichen CH<sub>4</sub>-Abströme aus den Steinkohlenrevieren der Bundesrepublik Deutschland geht - ohne Grubengasverwertung - aus der Anlage 22 hervor. Diese Anlage stellt die CH<sub>4</sub>-Abströme über Entgasungseinrichtungen (Spalte 2), durch das Gebirge (Spalte 3) und der nicht verwerteten Gasabsaugung aus aktiven Bergwerken (Spalte 6) dar. Die Summe dieser Werte geht aus Spalte 9 hervor. Danach wäre ohne Verwertung z.B. im Jahre 2002 ein CH<sub>4</sub>-Abstrom von ca. 590 Mio. m<sup>3</sup> in die Atmosphäre erfolgt.

Die Werte in den Spalten 5, 7 und 8, die die Gasverwertung des aktiven und des stillgelegten Bergbaus sowie deren Summe beinhalten, sind dabei natürlich auf Null gesetzt. Im Vergleich zur Anlage 16, die die CH<sub>4</sub>-Abströme unter Berücksichtigung der Grubengasverwertung zeigt (vgl. Kapitel 8.4), ist zu erkennen, dass der CH<sub>4</sub>-Abstrom insbesondere über Entgasungseinrichtungen und durch das Gebirge angestiegen ist. Das schlägt sich auch auf die Summe der CH<sub>4</sub>-Abströme in die Atmosphäre (Spalte 9) nieder, die deutlich gestiegen ist.

Aus den CH<sub>4</sub>-Abströmen berechnen sich schließlich die jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen (CO<sub>2</sub>-Äquivalente), die sich gemäß der oben genannten Simulation der Ausgasung aus den Steinkohlenbergwerken für die Bundesrepublik Deutschland ergeben (Anlage 23). Auch in dieser Anlage sind nur die CO<sub>2</sub>-Äquivalente aus dem Abstrom der Entgasungseinrichtungen (Spalte 2), aus dem Abstrom durch das Gebirge (Spalte 3) und aus dem Anteil der nicht verwerteten Gasabsaugung aktiver Bergwerke (Spalte 4) sowie deren Summen (Spalte 7) enthalten. Diese CO<sub>2</sub>-Äquivalente wurden mit dem Faktor 25 berechnet. Auch die im Grubengas mitgeführten Anteile von CO<sub>2</sub> aus der Steinkohlenlagerstätte sind berücksichtigt. Im Vergleich zur Anlage 20, die die CO<sub>2</sub>-Emission der Steinkohlenbergwerke der Bundesrepublik Deutschland unter Berücksichtigung der Grubengasverwertung beinhaltet (vgl. Kapitel 9.3), sind die CO<sub>2</sub>-Emissionen deutlich erhöht. Das gilt insbesondere für die Netto CO<sub>2</sub>-Emission nach Abzug der eingesparten CO<sub>2</sub>-Emission anderer Kraftwerke (vgl. Anlage 21 bzw. Kapitel 9.4).

Zur Veranschaulichung dieser Zusammenhänge ist die jährliche CO<sub>2</sub>-Emission deutscher Steinkohlenbergwerke für den Zeitraum von 2000 bis 2030 unter Berücksichtigung der Verwertung von Grubengas der Simulation ohne Verwertung von Grubengas in Abbildung 9 gegenübergestellt.

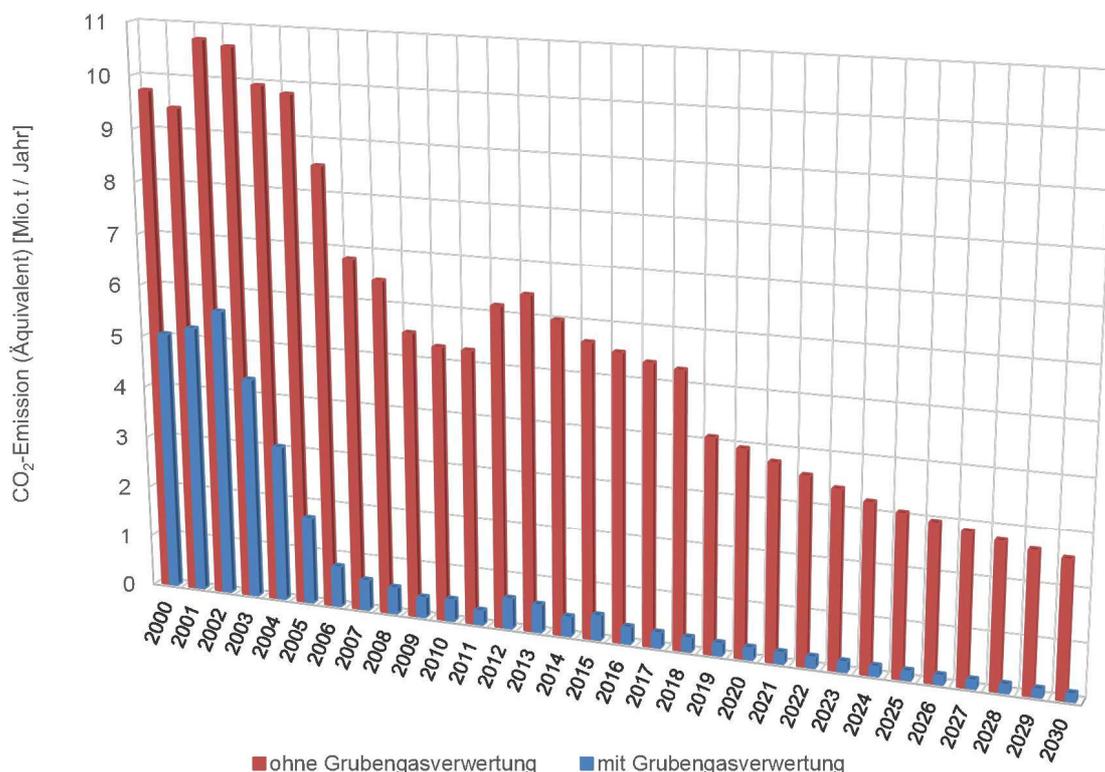


Abbildung 9: Gegenüberstellung der jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen deutscher Steinkohlenreviere bei Betrieb und Nichtbetrieb der Grubengasverwertung

Diese Darstellung verdeutlicht den Unterschied der gesamten CO<sub>2</sub>-Emission aus deutschen Steinkohlenbergwerken bei Betrieb der Grubengasverwertung (blau) und der Simulation der Ausgasung ohne Grubengasverwertung (rot). Die Zunahme der CO<sub>2</sub>-Emissionen ab 2012 beruht auf der Steigerung der abgesaugten Grubengasmengen auf dem Bergwerk Ibbenbüren, wobei die Verwertung nicht in gleichem Maße angepasst werden konnte.

Die Differenz zwischen diesen beiden Werten der jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen führt schließlich zu den Werten der vermiedenen CO<sub>2</sub>-Emissionen durch den Betrieb der Grubengasverwertung in der Bundesrepublik Deutschland (Abbildung 10).

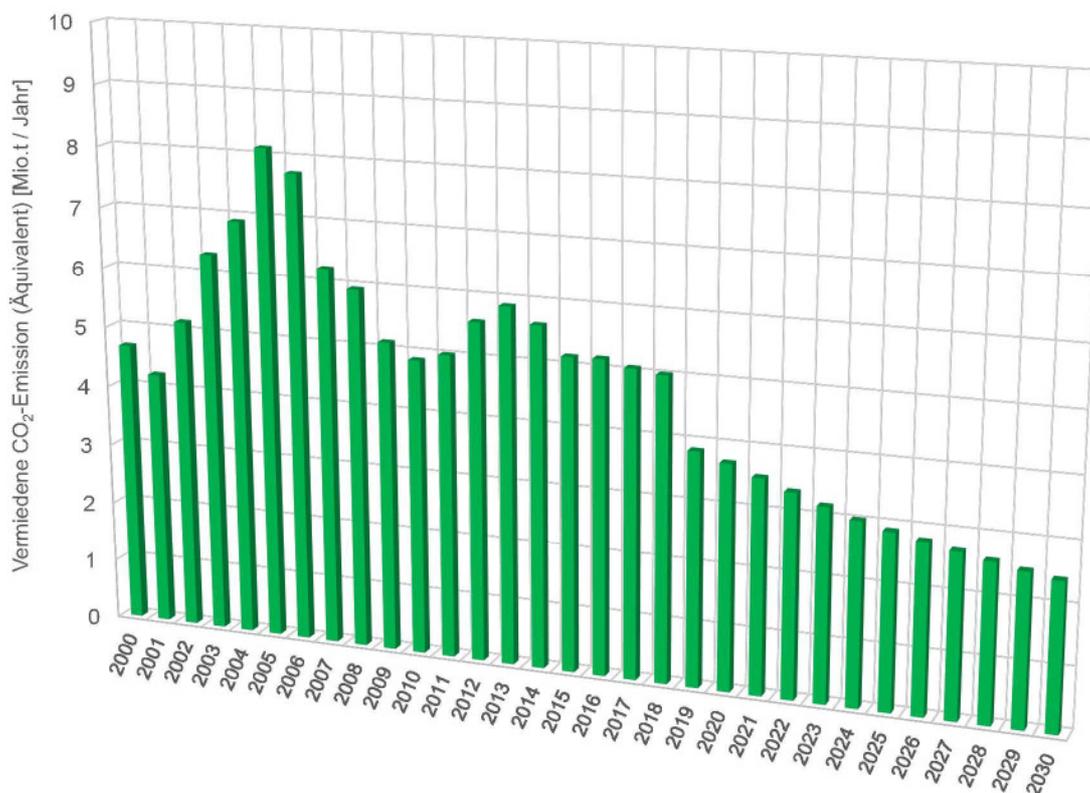


Abbildung 10: Vermiedene CO<sub>2</sub>-Emission aus deutschen Steinkohlenrevieren aufgrund der Grubengasverwertung

Der größte Wert der vermiedenen CO<sub>2</sub>-Emission ergab sich mit rd. 8,1 Mio. t im Jahre 2005. Das liegt daran, dass in diesem Jahr einer großen CO<sub>2</sub>-Emission von rd. 9,8 Mio. t ohne Grubengasverwertung (Simulation) eine deutlich verringerte CO<sub>2</sub>-Emission von rd. 1,7 Mio. t durch den Betrieb von Grubengasverwertungsanlagen gegenüber stand.

Die nachfolgende Abnahme der vermiedenen CO<sub>2</sub>-Emission ist im Wesentlichen dadurch begründet, dass nach der Planung der RAG das Grubenwasser im Ruhrgebiet auf ein Niveau von etwa -600 m NN bis zum Jahr 2035 und im Saarland auf etwa -320 m NN bis zum Jahr 2030 ansteigen soll. Damit werden Teile der Lagerstätten und die zugehörigen Kohlenflöze und Gesteinsschichten überstaut. Diese nehmen dann am Ausgasungsverhalten nicht mehr teil. Ob diese Grubenwasserplanung eingehalten werden kann, hängt nicht nur von der RAG sondern auch von politischen Entscheidungen ab.

Aufgrund des Inkrafttretens des EEG im Jahre 2000 wurde sowohl auf den stillgelegten als auch auf den aktiven Steinkohlenbergwerken der Bundesrepublik Deutschland Grubengas verwertet. Allein im Zeitraum von 2000 bis 2016 konnten dadurch CO<sub>2</sub>-Emissionen in Höhe von rd. 100 Mio. t (rd. 5,9 Mio. t / Jahr) vermieden werden.

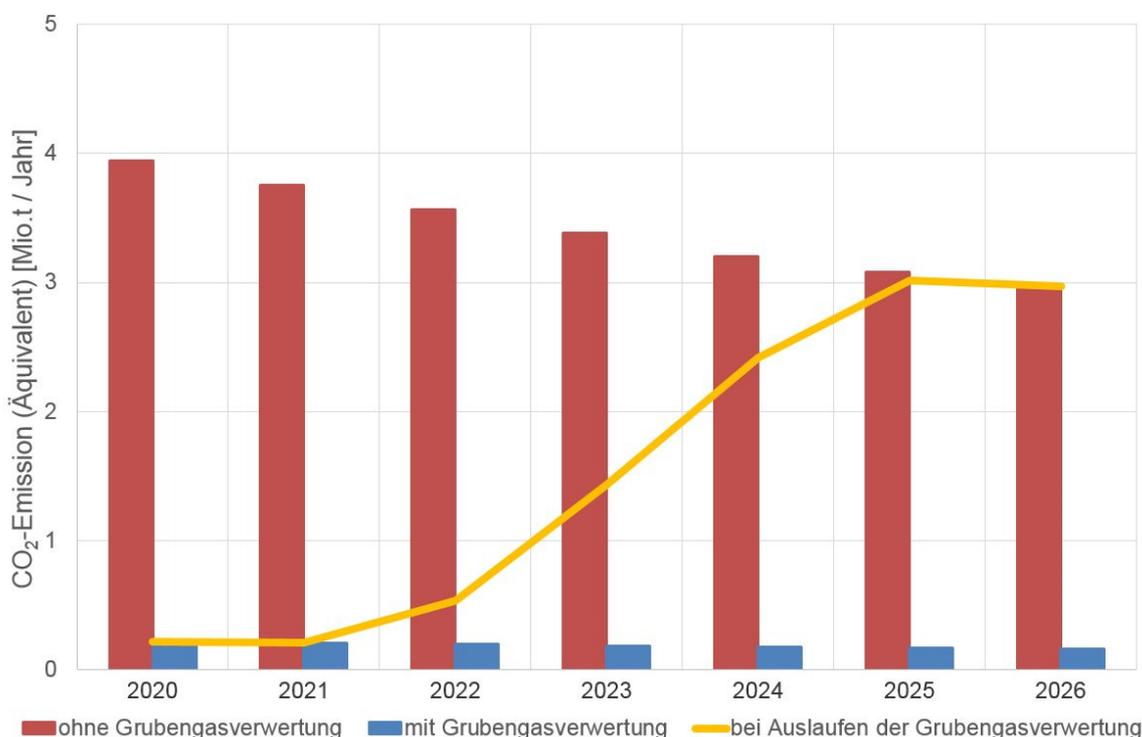


Abbildung 11: Gegenüberstellung der jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen deutscher Steinkohlenreviere bei Betrieb, Nichtbetrieb und Auslaufen der Grubengasverwertung aufgrund fehlender Wirtschaftlichkeit

Auch zukünftig sollte die Grubengasverwertung weiter betrieben werden. Für den Zeitraum von 2017 bis 2024 lassen sich CO<sub>2</sub>-Emissionen von rd. 30 Mio. t (rd. 3,8 Mio. t / Jahr) vermeiden. Das Jahr 2024 wurde gewählt, weil dann die meisten Grubengasverwertungsanlagen aus der Vergütung nach EEG 2004 herausfallen. Abbildung 11 zeigt einen Ausschnitt des Diagramms der Abbildung 9 mit dem Fokus auf die Jahre, in denen die EEG-Vergütung für die betreffenden Anlagen ausläuft (2020 bis 2024) und der Betrieb der Anlagen aufgrund fehlender Wirtschaftlichkeit eingestellt wird. Die gelbe Linie zeigt den simulierten Anstieg der CO<sub>2</sub>-Emissionen bei Abschaltung der Grubengasverwertungsanlagen mit auslaufender EEG-Vergütung.

Wenn jedoch auch darüber hinaus ein wirtschaftlicher Betrieb der Grubengasverwertungsanlagen weiterhin möglich ist, könnten z.B. in den Jahren von 2025 bis 2030 CO<sub>2</sub>-Emissionen in Höhe von rd. 16 Mio. t (rd. 2,7 Mio. t / Jahr) vermieden werden. Anderenfalls würden diese CO<sub>2</sub>-Emissionen und die über das Jahr 2030 hinaus aus stillgelegten deutschen Steinkohlenbergwerken in die Atmosphäre gelangen. Das gilt unter Berücksichtigung der bisher geplanten Grubenwasseranstiegsszenarien. Falls die Grubenwasseranstiege verzögert erfolgen, ist mit noch größeren CO<sub>2</sub>-Emissionen zu rechnen.

Obwohl auch lange nach dem Jahr 2030 Grubengas aus stillgelegten Bergbaurevieren abströmen wird, wurde die Prognose nur bis zum Jahr 2030 erstellt, da aufgrund verschiedener Unwägbarkeiten eine seriöse Berechnung für weiterreichende Zeiträume nicht möglich ist.

### **13.3 Zunahme diffuser Gasaustritte an der Tagesoberfläche**

Wie im Kapitel 13.2 beschrieben, wird sich der im Grubengebäude erzeugte Unterdruck bei einer Beendigung der Gasabsaugung vollständig abbauen. Damit kehrt die an verfüllten Schächten, an der Tagesoberfläche, an Störungszonen und an sonstigen Tagesöffnungen erzeugte Strömung um, und es wird verstärkt zu Ausgasungen in vielen Bereichen der Kohlereviere kommen.

Als Beispiel sei die Grubengasabsaugung und –verwertung auf den Bergwerken Westerholt und Schlägel&Eisen genannt. Diese beiden Bergwerke sind durch einen Förderberg miteinander verbunden. Der durch die Grubengasverwertungsanlage auf Schlägel&Eisen erzeugte Unterdruck war sehr schnell aufgebraucht als die Anlage aufgrund von Umbaumaßnahmen außer Betrieb genommen werden musste. Die Schächte des Bergwerks Schlägel&Eisen zeigten daraufhin wieder eine Ausgasung. Erst als die Verwertungsanlage auf dem Bergwerk Westerholt in Betrieb genommen wurde, baute sich an den Schächten des Bergwerks Schlägel&Eisen wieder Unterdruck auf und Gasaustritte waren nicht mehr zu registrieren.

Auch die zahlreichen im Ruhrgebiet installierten Entgasungseinrichtungen werden nicht gänzlich alle Flächen und insbesondere die Schachtbereiche gasfrei halten können.

Diese bekannte Problematik könnte sich durch die Grubenwasseranstiege in einigen Bereichen der Lagerstätten noch verstärken. Die für die Lagerstätten im Ruhrrevier und im Saarland erstellten Gutachten [7], [11] weisen Bereiche aus, die durch Wasseranstieg isoliert werden und somit keine Verbindung mehr zu Entgasungseinrichtungen haben.

Aufgrund dieser Erkenntnisse hat das Oberbergamt des Saarlandes den Nachweis einer gezielten und gefahrlosen Gasfassung und –abführung im Zusammenhang mit dem geplanten Grubenwasseranstieg auf -320 m NN gefordert. Im vorliegenden Fall wird eine Strecke, über die bisher Gasabsaugung stattgefunden hat, überstaut. Da nicht auszuschließen ist, dass sich dadurch isolierte Grubenbereiche, sogenannte Gasprovinzen, und in der Folge eine unkontrollierte Ausgasung an der Tagesoberfläche

einstellen kann, musste als Ersatzmaßnahme eine Entlastungsbohrung ins Grubengebäude erstellt werden, über die zukünftig Grubengas abzusaugen ist.

Vergleichbares gilt auch für das Ruhrrevier, wo im Zuge des geplanten Wasseranstiegs auf -600 m NN auf dem Bergwerk Ost die Bildung isolierter Grubenbereiche wahrscheinlich ist. Hier hat die Bezirksregierung Arnsberg ein umfassendes Monitoringprogramm für alle potentiell isolierten Bereiche gefordert. Dieser Teil des Abschlussbetriebsplanes soll frühzeitig den unkontrollierten Austritt von Grubengas an der Tagesoberfläche anzeigen. Sollte das der Fall sein, ist die RAG verpflichtet, umgehend Schutzmaßnahmen zu ergreifen. Hier könnte die Erstellung von Bohrungen in die Lagerstätte sinnvoll sein. Diese Bohrungen wären dann zur Erzeugung eines Unterdruckes in der Lagerstätte zu besaugen, wobei das Gas möglichst verwertet werden sollte.

## 14 Zusammenfassung

In der vorliegenden gutachterlichen Stellungnahme wird die Entwicklung der Grubengasverwertung im deutschen Steinkohlenbergbau im Zeitraum von 2000 bis 2030 untersucht. Dabei wird insbesondere die Wirkung des ab dem 01.04.2000 geltenden Gesetzes für den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG) im Hinblick auf das Grubengas bewertet.

Der Schwerpunkt der gutachterlichen Stellungnahme liegt auf den durch das Grubengas verursachten und durch die Grubengasverwertung vermiedenen Emissionen. Dabei wird der Beitrag der Grubengasverwertung zur Erhöhung der Sicherheit an der Tagesoberfläche gewürdigt.

Wichtig ist die Kenntnis, dass auch nach Beendigung des deutschen Steinkohlenbergbaus im Jahr 2018 große Mengen an Grubengas –vornehmlich Methan- in den Lagerstätten vorhanden sind und abströmen. Für die deutschen Steinkohlenlagerstätten errechnet sich eine Gesamtsumme der Methanrestgasvolumina von etwa 234 Mrd. m<sup>3</sup> (4,2 Mrd. t CO<sub>2</sub>-Äquivalente). Ohne Grubengasverwertung würden große Anteile dieses Restgasvolumens in die Atmosphäre abströmen, so z.B. im Jahr 2019 etwa 230 Mio. m<sup>3</sup> Methan (rd. 4 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalente).

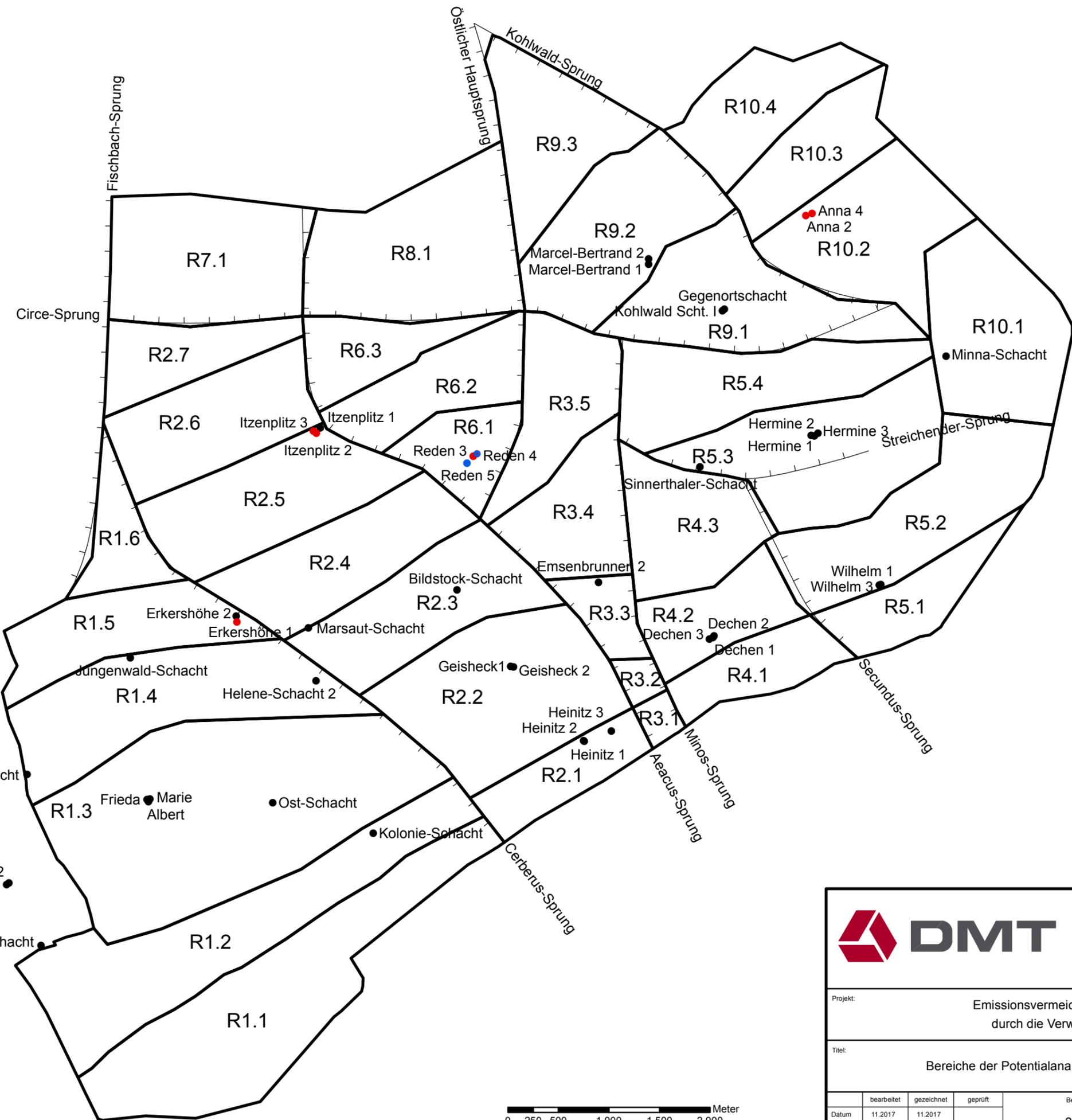
Infolge der Intensivierung der Gasverwertung durch das EEG ab dem Jahr 2000, ist ein starker Rückgang der CO<sub>2</sub>-Emissionen deutlich erkennbar. So konnten von 2000 bis 2016 etwa 100 Mio. t (rd. 5,9 Mio. t/Jahr) vermieden werden. Die Prognosen zu den Grubengasfreisetzungen und –verwertungen für den Zeitraum von 2017 bis 2024 weisen eine CO<sub>2</sub>-Emissionsvermeidung von rd. 30 Mio. t auf.

Diesem Wert liegt die Annahme zugrunde, dass die Grubengasverwertung bis 2024 kontinuierlich weiter betrieben wird. Sollte dies nicht der Fall sein und die ersten Anlagen, die bereits 2021 aus der EEG-Vergütung herausfallen, abgeschaltet werden müssen, ist mit deutlich größeren CO<sub>2</sub>-Emissionen zu rechnen.

Müsste die Grubengasverwertung ab 2025 aus wirtschaftlichen Gründen eingestellt werden, hätte das allein für den Zeitraum von 2025 bis 2030 CO<sub>2</sub>-Freisetzungen in Höhe von rd. 16 Mio. t (ca. 2,7 Mio. t/Jahr) zur Folge. Auch nach 2030 wären ohne Verwertung große CO<sub>2</sub>-Emissionen vorhanden, die allerdings aufgrund verschiedener Unwägbarkeiten hier nicht weiter abgeschätzt werden.

Es konnte gezeigt werden, dass durch eine Besaugung der stillgelegten Bergbaubereiche, die sinnvollerweise mit einer Verwertung des abgesaugten Grubengases einhergeht, die Sicherheit an der Tagesoberfläche erhöht wird.

Eine vorzeitige Beendigung der großflächigen Grubengasverwertung würde zu einer Umkehr der Strömungsrichtung hin zur Tagesoberfläche führen. Die Folge davon wäre eine Zunahme der Gasaustritte an der Tagesoberfläche.

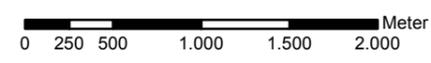


**Legende**

**Schächte**

- ohne Entgasungsleitung
- mit Entgasungsleitung
- offen, mit Entgasungsleitung
- offen

R1.1 Bereiche Potentialanalysen



		<b>DMT GmbH &amp; Co. KG</b> Industrial Engineering Gasemission und Verwertung Am Technologiepark 1, 45307 Essen Tel.: 0201 / 172 - 1478, Fax: 0201 / 172 - 1735 www.dmt-group.com TÜV NORD GROUP			
		Projekt: Emissionsvermeidung und Gefahrenabwehr durch die Verwertung von Grubengas			
Titel: Bereiche der Potentialanalysen in der Wasserprovinz Reden					
Datum	bearbeitet	gezeichnet	geprüft	Bearbeitungsnummer	Anlage
	11.2017	11.2017		352 232 17	1
Name	Me/Op	Rie			
Format:				Schutzvermerk nach DIN 34 beachten.	

Abbaue

- Flöz 872; Flöz 870; Flöz 852; Flöz 850; Flöz 840
- Flöz 837; Flöz 835; Flöz 830; Flöz 825
- Flöz 823; Flöz 822; Flöz 820; Flöz 815
- Flöz 805; Flöz 800; Flöz 790; Flöz 788
- Flöz 785; Flöz 783; Flöz 770; Flöz 760
- Flöz 750; Flöz 735; Flöz 731; Flöz 722
- Flöz 720; Flöz 718; Flöz 717; Flöz 715
- Flöz 712; Flöz 690; Flöz 680; Flöz 660
- Flöz 655; Flöz 650; Flöz 640; Flöz 595
- Flöz 590; Flöz 565; Flöz 563; Flöz 560
- Flöz 495; Flöz 485; Flöz 480; Flöz 475
- Flöz 473; Flöz 472; Flöz 470; Flöz 465
- Flöz 460; Flöz 450; Flöz 445; Flöz 440
- Flöz 430; Flöz 425; Flöz 420; Flöz 415
- Flöz 412; Flöz 410; Flöz 405; Flöz 403
- Flöz 400; Flöz 395; Flöz 392; Flöz 390
- Flöz 385; Flöz 380; Flöz 375; Flöz 372
- Flöz 370; Flöz 368; Flöz 365; Flöz 350
- Flöz 345; Flöz 340; Flöz 315; Flöz 310
- Flöz 306; Flöz 305; Flöz 303; Fl 295; Flöz 240



Hangard ●

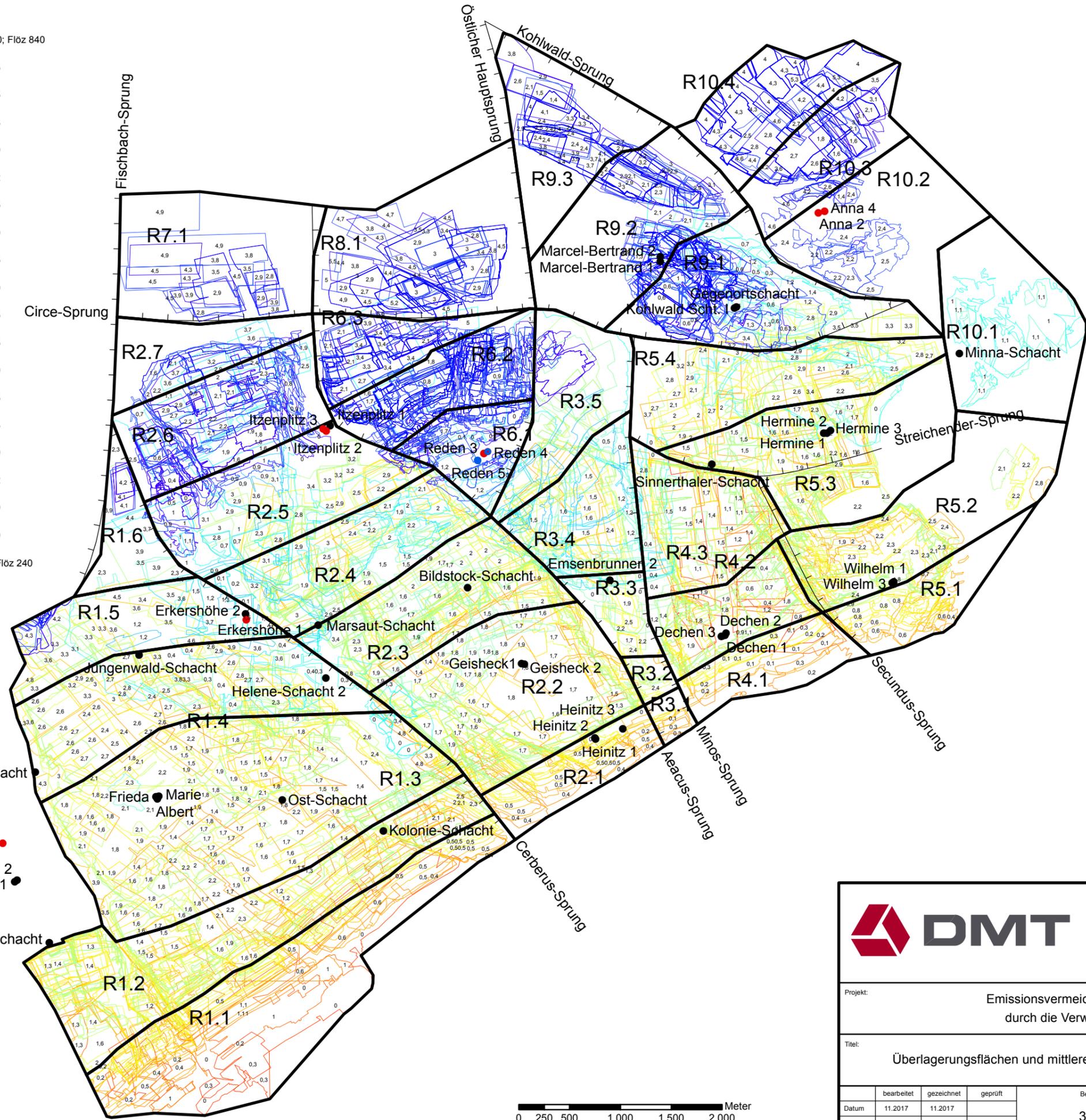
● Allenfeld

Legende

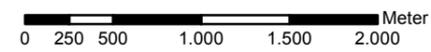
R1.1 Bereiche Potentialanalysen

Schächte

- ohne Entgasungsleitung
- mit Entgasungsleitung
- offen, mit Entgasungsleitung
- offen



- Quierschieder-Schacht ●
- Stollen Fl. Kallenberg ●
- Brefeld 2 ●
- Brefeld 1 ●
- Friedrich-Schacht ●
- Wilhelmschacht ●
- Camphausen 4 ●
- Camphausen 2 ●



DMT GmbH & Co. KG  
 Industrial Engineering  
 Gasemission und Verwertung  
 Am Technologiepark 1, 45307 Essen  
 Tel.: 0201 / 172 - 1478, Fax: 0201 / 172 - 1735  
 www.dmt-group.com

TÜV NORD GROUP

---

Projekt: Emissionsvermeidung und Gefahrenabwehr durch die Verwertung von Grubengas

Titel: Überlagerungsflächen und mittlere Gasinhalte in der Wasserprovinz Reden

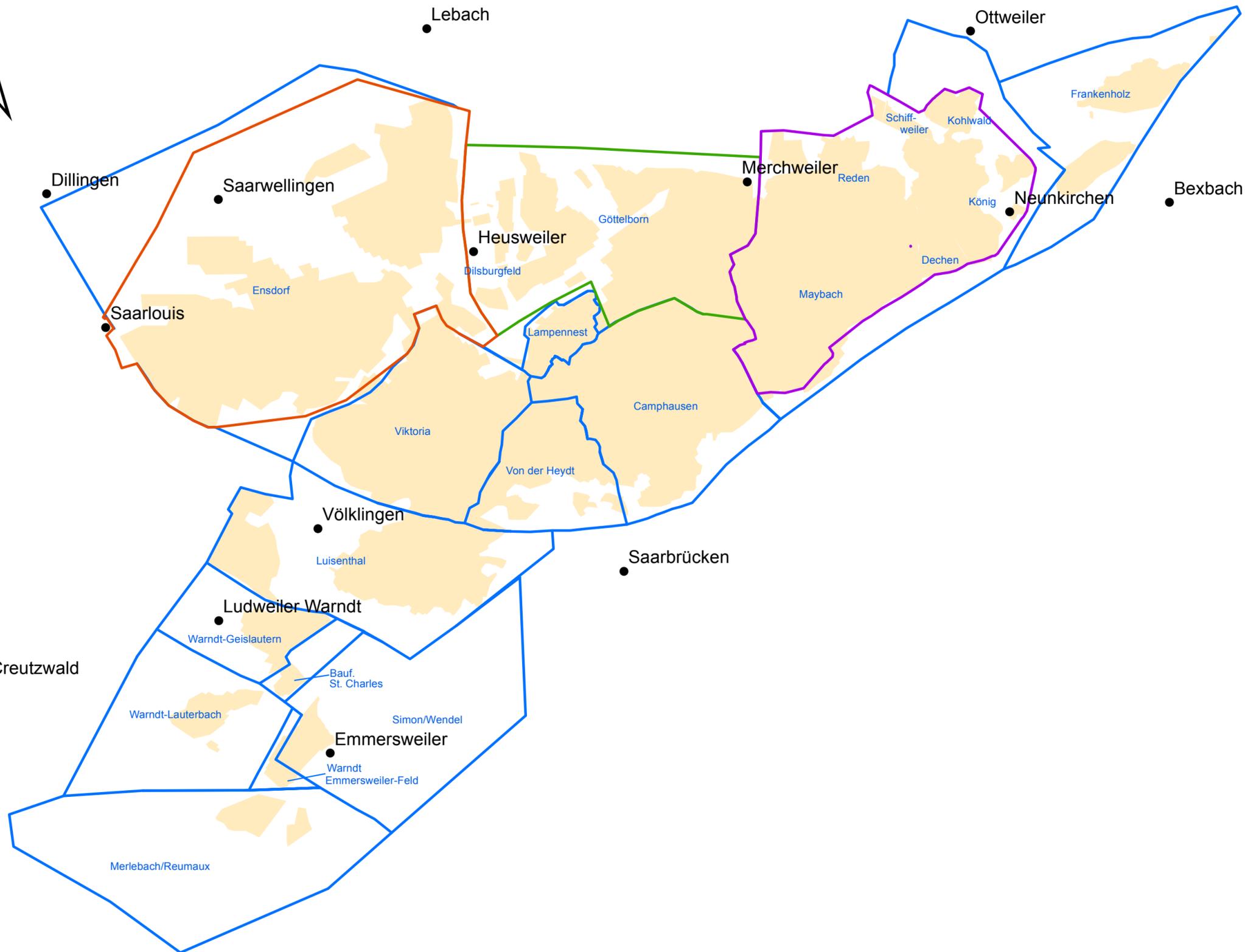
	bearbeitet	gezeichnet	geprüft	Bearbeitungsnummer	Maßstab	Anlage
Datum	11.2017	11.2017		352 232 17	-	2
Name	Me/Op	Rie				
Format:				Schutzvermerk nach DIN 34 beachten.		

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>Berechnung von Kohle- und CH<sub>4</sub>-Volumina (Stand Stilllegung) für das Saarland</b>									
Teilprovinz bzw. Bergwerk	Karbon-Oberfläche	Tiefste Abbauebene, etwa Wasserstand	Mächtigkeit der flözführenden Schichtenfolge (Karbon) oberhalb Wasserstand	Ursprünglicher mittlerer Gasinhalt				flözführende Schichtenfolge (Karbon)	
	(Mittelwert)	bei Stilllegung		Abschnitt 1 der Schichtenfolge oberhalb von	Gasinhalt	Abschnitt 2 der Schichtenfolge unterhalb von	Gasinhalt	Mächtigkeit Abschnitt 1	Mächtigkeit Abschnitt 2
	[mNN]	[mNN]	[m]	[mNN]	[m <sup>3</sup> /t]	[mNN]	[m <sup>3</sup> /t]	[m]	[m]
Frankenholz	466	-530	996	266	2	266	8	200	796
Camphausen	268	-950	1218	68	2	68	8	200	1018

1	11	12	13	14	15	16	17	18	19
<b>Berechnung von Kohle- und CH<sub>4</sub>-Volumina (Stand Stilllegung) für das Saarland</b>									
Teilprovinz bzw. Bergwerk	Kohlenmächtigkeit insgesamt	Fläche der Abbaufelder (Gebaute Fläche)	Ursprüngliches Kohlenvolumen	Ursprüngliche Kohlenmasse	Abgebaute Kohlenmasse	Abgebaute Kohlenmasse	Ausgasende Restkohlenmasse	Ursprüngliche Kohlenmasse	
								Abschnitt 1	Abschnitt 2
	[m]	[km <sup>2</sup> ]	[Mio m <sup>3</sup> ]	[Mio. t]	[Mio. t]	[%]	[Mio. t]	[Mio. t]	[Mio. t]
Frankenholz	37,5	6,74	253,0	341,5	26,4	7,73	315,1	68,6	272,9
Camphausen	55,4	32,54	1 803,8	2 435,1	279,9	11,49	2 155,2	399,9	2 035,3

1	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
<b>Berechnung von Kohle- und CH<sub>4</sub>-Volumina (Stand Stilllegung) für das Saarland</b>										
Teilprovinz bzw. Bergwerk	Ursprüngliches CH <sub>4</sub> -Volumen	Restliches Kohlevolumen	Restliches CH <sub>4</sub> -Volumen	Restliches CH <sub>4</sub> -Volumen	Abbaubeginn	Stilllegung	V(t)= A*exp-(B*t)		V(t) = A_neu*exp-(B_neu*t)	
							A	B	A_neu	B_neu
	[Mio. m <sup>3</sup> ]	[%]	[%]	[Mio. m <sup>3</sup> ]	Jahr	Jahr	[Mio. m <sup>3</sup> ]	[1/a]	[Mio. m <sup>3</sup> ]	[1/a]
Frankenholz	2 321	92,27	84,55	1 962,1	1816	1959	2 321	0,00117	1 962,1	0,00094
Camphausen	17 082	88,51	73,98	12 638	1871	1990	17 082	0,00253	12 638	0,00203

		<b>DMT GmbH &amp; Co. KG</b> Industrial Engineering Gasemission und Verwertung Am Technologiepark 1, 45307 Essen Tel.: 0201/172-1478, Fax: 0201/172-1735 engineering@dm-t-group.com www.dmt-group.com TÜV NORD GROUP	
		Projekt: Emissionsvermeidung und Gefahrenabwehr durch die Verwertung von Grubengas	
Titel: Berechnung der CH <sub>4</sub> -Volumina nach dem vereinfachten Verfahren für die Teilprovinzen Frankenholz und Camphausen			
Datum	Name	Bearbeitungsnummer	Anlage
12.2017	Me/Op	<b>352 232 17</b>	<b>3</b>



**Legende**

- Blockdaten
- Abbaubereiche
  - Reden
  - Göttelborn
  - Ensdorf
- Wasserprovinzen
- abgebaute Flächen



Plangrundlage: RAG Deutsche Steinkohle



**DMT GmbH & Co. KG**  
 Industrial Engineering  
 Gasemission und Verwertung  
 Am Technologiepark 1, 45307 Essen  
 Tel.: 0201 / 172 - 1478, Fax: 0201 / 172 - 1735  
 www.dmt-group.com  
 TÜV NORD GROUP

Projekt: Emissionsvermeidung und Gefahrenabwehr durch die Verwertung von Grubengas

Titel: Abgebaute Flächen im Saarland

	bearbeitet	gezeichnet	geprüft	Bearbeitungsnummer	Maßstab	Anlage
Datum	11.17	11.17		352 232 17	1 : 125 000	4
Name	Me/Op	Rie				

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
<b>Berechnung der CH<sub>4</sub>-Volumina (Stand Stilllegung) für das Saarrevier</b>										
Teilprovinz	Karbon-Oberfläche (Mittelwert)	Untere Ebene der Abbaue Gleich dem Wasserstand bei Stilllegung	Ursprünglicher mittlerer Gasinhalt				Fläche der Abbaufelder	Ausgasende Restkohlenmasse	Ursprüngliches CH <sub>4</sub> -Volumen	Restliches CH <sub>4</sub> -Volumen
			Abschnitt 1 der Schichtenfolge oberhalb von	Gasinhalt	Abschnitt 2 der Schichtenfolge unterhalb von	Gasinhalt				
	[mNN]	[mNN]	[mNN]	[m <sup>3</sup> /t]	[mNN]	[m <sup>3</sup> /t]	[km <sup>2</sup> ]	[Mio. t]	[Mio. m <sup>3</sup> ]	[Mio. m <sup>3</sup> ]
<b>Vereinfachtes Berechnungsverfahren</b>										
Frankenholz	466	-530	266	2	266	8	6,74	315	2 321	1 962
Camphausen	268	-950	68	2	68	8	32,54	2 155	17 082	12 638
Lampennest	295	-70	95	2	95	8	4,36	69	360	291
Von der Heydt	235	-250	35	2	35	8	11,47	306	1 794	1 594
Viktoria	266	-460	66	2	66	8	30,32	677	4 661	3 937
Luisenthal	205	-850	5	2	5	8	20,05	2 154	15 446	14 125
Warndt	150	-920	-168	5	-168	7	13,61	3 022	20 863	17 860
<b>Detailliertes Berechnungsverfahren</b>										
Provinz Reden	269	-800	Berechnung nach dem detaillierten Verfahren				52,71	3 020	24 199	10 172
Provinz Göttelborn	306	-650	Berechnung nach dem detaillierten Verfahren				26,03	868	6 311	3 421
Ensdorf	266	-1400	Berechnung nach dem detaillierten Verfahren				57,80	296	8 109	5 743



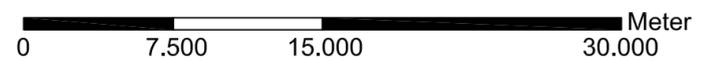
DMT GmbH & Co. KG  
 Industrial Engineering  
 Gasemission und Verwertung  
 Am Technologiepark 1, 45307 Essen  
 Tel.: 0201/172-1478, Fax: 0201/172-1735  
 engineering@dmt-group.com www.dmt-group.com  
 TÜV NORD GROUP

Projekt:	Emissionsvermeidung und Gefahrenabwehr durch die Verwertung von Grubengas		
Titel:	Berechnung der CH <sub>4</sub> -Volumina für das Saarrevier		
Datum	Name	Bearbeitungsnummer	Anlage
12.2017	Me/Op	<b>352 232 17</b>	<b>5</b>



**Legende**

— Teilprovinzen



Plangrundlage:  
RAG Deutsche Steinkohle, Servicebereich- und Geodienste, BG M1 GW 12/2016,  
Wasserhaltungsmaßnahmen an der Ruhr



**DMT GmbH & Co. KG**  
 Industrial Engineering  
 Gasemission und Verwertung  
 Am Technologiepark 1, 45307 Essen  
 Tel.: 0201 / 172 - 1478, Fax: 0201 / 172 - 1735  
 www.dmt-group.com  
 TÜV NORD GROUP

Projekt: **Emissionsvermeidung und Gefahrenabwehr durch die Verwertung von Grubengas**

Titel: **Aufteilung des Ruhrreviers in Teilprovinzen**

	bearbeitet	gezeichnet	geprüft	Bearbeitungsnummer	Maßstab	Anlage
Datum	11.17	11.17		<b>352 232 17</b>	<b>1 : 300 000</b>	<b>6</b>
Name	Me/Op	Rie				
Format:	...I2017UBW_AV_PH_IB_Emissionsvermeidung_MGPDWGTeilprovinzen_Ruhrrevier.dwg				Schutzvermerk nach DIN 34 beachten.	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
Berechnung von Kohle- und CH <sub>4</sub> -Volumina (Stand Stilllegung) für das Ruhrrevier											
Teilprovinz	Karbon- oberfläche (Mittelwert) [mNN]	Untere Ebene der Abbaue Gleich dem Wasserstand bei Stilllegung [mNN]	Ursprünglicher mittlerer Gasinhalt		Fläche der Abbau- felder [km <sup>2</sup> ]	Ausgasende Restkohlen- masse [Mio. t]	Ursprüngliches CH <sub>4</sub> -Volumen [Mio. m <sup>3</sup> ]	Restliches CH <sub>4</sub> -Volumen [Mio. m <sup>3</sup> ]			
			Abschnitt 1 der Schichtenfolge oberhalb von [mNN]	Gasinhalt [m <sup>3</sup> /t]					Abschnitt 2 der Schichtenfolge unterhalb von [mNN]	Gasinhalt [m <sup>3</sup> /t]	
<b>Vereinfachtes Berechnungsverfahren</b>											
West	-400	-1100	-700	0	-700	6	36,5	1 696	6 565	5 001	
Niederberg	-200	-1132	-400	0	-400	6	16,3	1 074	5 440	4 760	
Wilhelmine-Mevissen	-120	-722	-722	0	-722	0	45,2	2 330		kein Gas	
Rheinpreussen 9	-200	-1072	-650	0	-650	5	10,7	585	1 693	994	
Rheinpreussen 3	-150	-1072	-600	0	-600	5	8,1	511	1 455	1 189	
Beeckerwerth	-125	-525	-500	0	-500	5	30,7	860	294	248	
Walsum	-400	-1112	-1000	0	-1000	9	26,4	1 250	1 995	1 530	
Wehofen	-250	-1072	-1000	0	-1000	5	10,2	515	278	142	
Lohberg	-500	-1270	-800	0	-800	8	15,4	720	4 338	2 206	
Osterfeld	-240	-1210	-800	0	-800	7	22,0	1 497	4 892	4 059	
Concordia	-125	-916	-600	0	-600	7	17,1	849	3 035	1 310	
Alstaden	0	-400	-400	0	-400	0	10,9	320		kein Gas	
Rosenblumendelle	0	-1000	-500	2	-500	0	19,5	1 899	1 935	1 870	
Helene-Amalie	-50	-1000	-500	2	-500	2	13,2	1 193	2 422	2 357	
Prosper I/II/III	-170	-957	-500	0	-500	5	16,0	853	3 126	1 432	
Prosper Haniel	-450	-1100	-750	0	-750	5	21,1	860	2 733	1 702	
Mathias Stinnes	-250	-968	-500	0	-500	5	20,8	1 065	4 385	2 005	
Emil-Fritz	-100	-1015	-200	0	-200	5	18,0	1 298	6 858	4 169	
Zollverein	-50	-1040	-300	0	-300	6	23,4	1 924	10 175	6 367	
Katharina	50	-756	-300	0	-300	6	7,1	272	2 011	76	
Heinrich	100	-479	0	0	0	0	47,3	2 818		kein Gas	
Heinrich/Carl Funke	100	-512	0	0	0	0	4,9	282		kein Gas	
Friedl. Nachbar	100	-680	-300	0	-300	1	25,6	2 049	1 010	988	
Carolinenglück-Präsident	10	-880	-100	0	-100	3	4,1	388	1 110	949	
Carolinenglück-Centrum Morgensonne	10	-863	-100	0	-100	4	6,1	464	1 925	1 163	
Carolinenglück-Koenigsgrube	-50	-620	-100	0	-100	5	2,2	85	568	130	
Hannibal/Shamrock/Constantin	-80	-933	-100	0	-100	5	23,9	1 908	11 196	6 424	
Consolidation	-150	-1162	-300	0	-300	6	27,7	1 939	12 910	5 131	
Ewald/ Schlägel & Eisen	-230	-1197	-300	0	-300	6	36,3	2 364	16 470	7 838	
Zweckel	-300	-786	-300	0	-300	0	16,2	696		kein Gas	
Westerholt / Polsum	-400	-1147	-400	0	-400	0	17,0	923		kein Gas	
Fürst Leopold	-550	-1290	-1200	0	-1200	4	20,9	1 201	628	549	
Wulfen	-750	-989	-989	4	-989	2	5,4	94	390	363	
Brassert	-550	-896	-500	0	-500	0	9,4	273		kein Gas	
Auguste Victoria Nord	-800	-1250	-1000	5	-1000	2	20,9	1 096	4 205	2 935	
Auguste Victoria 1/2	-550	-1220	-550	0	-550	2	5,7	344	788	559	
Schlaegel & Eisen Nordfeld	-400	-1107	-400	0	-400	2	5,3	289	668	459	
General Blumenthal	-350	-1156	-450	2	-450	0	16,3	1 031	275	240	
Blumenthal 8	-600	-1156	-650	6	-650	2	16,9	730	1 875	1 599	
Haltern	-800	-1156	-850	8	-850	2	5,7	162	510	419	
An der Haard	-750	-1156	-850	6	-850	12	10,5	321	3 550	3 231	
Ewald Fortsetzung	-500	-1156	-600	6	-600	4	36,7	2 037	9 331	8 321	
König Ludwig	-300	-729	-400	6	-400	4	14,0	417	2 259	1 243	
Erin	-120	-1120	-120	0	-120	6	30,4	2 884	20 507	12 527	
Robert Müser	60	-821	60	0	60	5	22,5	2 038	11 166	9 405	
Germania	0	-1000	-300	0	-300	5	15,5	1 461	5 827	4 255	
Tremonia	0	-600	0	0	0	2	3,6	227	480	432	
Hansa	-100	-855	-100	0	-100	4	31,2	2 094	9 777	6 402	
Ickern/Achenbach	-300	-916	-550	8	-550	0	32,6	1 725	5 943	5 325	
Waltrop	-430	-950	-550	8	-550	0	12,1	539	1 061	941	
Gneisenau	-200	-1190	-400	0	-400	5	15,2	1 563	6 751	5 822	
Kurl 3	-325	-1190	-500	0	-500	5	9,0	795	3 477	2 927	
Kurl 1/ 2	-100	-319	-100	0	-100	2	6,9	160	341	304	
Königsborn	-150	-897	-200	0	-200	5	17,1	1 322	6 690	5 749	
Sachsen	-650	-1100	-900	8	-900	7	5,9	228	2 090	1 145	
Westfalen	-750	-1260	-1000	6	-1000	6	38,0	1 330	8 721	7 388	
<b>Detailliertes Berechnungsverfahren</b>											
Bergwerk Ost	-450	-1300	Berechnung nach dem detaillierten Verfahren			62,6	1 951	17 929	8 955		



DMT GmbH & Co. KG  
 Industrial Engineering  
 Gasemission und Verwertung  
 Am Technologiepark 1, 45307 Essen  
 Tel.: 0201/172-1478, Fax: 0201/172-1735  
 engineering@dm-tgroup.com www.dmt-group.com  
 TÜV NORD GROUP

Projekt: Emissionsvermeidung und Gefahrenabwehr durch die Verwertung von Grubengas

Titel: Berechnung der CH<sub>4</sub>-Volumina für das Ruhrrevier

Datum	Name	Bearbeitungsnummer	Anlage
12.2017	Me/Op	352 232 17	7



1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
<b>Berechnung von Kohle- und CH4-Volumina (Stand Stilllegung) für das Bergwerk Ibbenbüren (Ostfeld und Beustfeld)</b>										
Teilbereich	Karbon- oberfläche (Mittelwert)	Tiefste Abbauebene, etwa Wasserstand bei Stilllegung	Mächtigkeit der flözführenden Schichtenfolge (Karbon) oberhalb des Wasserstandes	Ursprünglicher mittlerer Gasinhalt				Flözführende Schichtenfolge (Karbon)		Kohle- mächtigkeit gesamt
				Abschnitt 1 der Schichtenfolge		Abschnitt 2 der Schichtenfolge		Schichtdicke Abschnitt 1	Schichtdicke Abschnitt 2	
				oberhalb von	Gasinhalt	unterhalb von	Gasinhalt			
	[mNN]	[mNN]	[m]	[mNN]	[m³/t]	[mNN]	[m³/t]	[m]	[m]	[m]
Ostfeld	155	-1500	1655	-600	7	-600	19	755	900	31,5
Beustfeld	140	-1200	1340	-600	7	-600	18	740	600	24,1

1	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
<b>Berechnung von Kohle- und CH4-Volumina (Stand Stilllegung) für das Bergwerk Ibbenbüren (Ostfeld und Beustfeld)</b>										
Teilbereich	Fläche geometrisch	Reduzierungs- faktor	Fläche der Abbaufelder	Ursprüngliches Kohlevolumen	Ursprüngliche Kohlenmasse	Abgebaute Kohlenmasse	Abgebaute Kohlenmasse	Restliche Kohlenmasse	Ursprüngliche Kohlenmasse	
									Abschnitt 1	Abschnitt 2
	[km²]	-	[km²]	[Mio. m³]	[Mio. t]	[Mio. t]	[%]	[Mio. t]	[Mio. t]	[Mio. t]
Ostfeld	16,69	0,88	14,67	462,0	623,7	122,9	19,7	500,8	284,5	339,2
Beustfeld	5,44	0,77	4,21	101,5	137,1	3,7	2,7	133,3	75,7	61,4

1	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
<b>Berechnung von Kohle- und CH4-Volumina (Stand Stilllegung) für das Bergwerk Ibbenbüren (Ostfeld und Beustfeld)</b>										
Teilbereich	Ursprüngliches CH4-Volumen	Restkohlevolumen in	Restliches CH4-Volumen	Restliches CH4-Volumen	Abbaubeginn	Stilllegung	V(t) = A*exp(-B*t)		V(t) = A_neu*exp(-B_neu*t)	
							A	B	A_neu	B_neu
	[Mio. m³]	[%]	[%]	[Mio. m³]	Jahr	Jahr	[m³]	[1/a]	[m³]	[1/a]
Ostfeld	8 436	80,29	48,74	4 112	1933	2018	8 436	0,00845	4 112	0,00676
Beustfeld	1 635	97,29	95,11	1 555	2012	2018	1 635	0,00835	1 555	0,00668



**DMT GmbH & Co. KG**  
 Industrial Engineering  
 Gasemission und Verwertung  
 Am Technologiepark 1, 45307 Essen  
 Tel.: 0201/172-1478, Fax: 0201/172-1735  
 engineering@dmt-group.com www.dmt-group.com  
 TÜV NORD GROUP

Projekt: Emissionsvermeidung und Gefahrenabwehr durch die Verwertung von Grubengas

Titel: Berechnung der CH4-Volumina für das Bergwerk Ibbenbüren

Datum	Name	Bearbeitungsnummer	Anlage
12.2017	Me/Op	<b>352 232 17</b>	<b>9</b>

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Berechnung und Prognose der CH <sub>4</sub> -Abströme aus <u>stillgelegten</u> Bergwerken des Saarreviers								
Jahr	Jährliche untertägige CH <sub>4</sub> -Freisetzung	CH <sub>4</sub> -Verwertung stillgelegter Bergbau	CH <sub>4</sub> -Volumenstrom nicht verwertet	Abstrom über Entgasungseinrichtungen	Abstrom über Entgasungseinrichtungen	CH <sub>4</sub> -Volumenstrom ins Gebirge	CH <sub>4</sub> -Volumenstrom durchs Gebirge	CH <sub>4</sub> -Abstrom in die Atmosphäre
	[Mio. m <sup>3</sup> /Jahr]	[Mio. m <sup>3</sup> /Jahr]	[Mio. m <sup>3</sup> /Jahr]	[%]	[Mio. m <sup>3</sup> /Jahr]	[Mio. m <sup>3</sup> /Jahr]	[Mio. m <sup>3</sup> /Jahr]	[Mio. m <sup>3</sup> /Jahr]
2000	96,3	0,0	96,3	30	28,9	67,4	0,8	29,7
2001	93,9	43,1	50,8	24	22,5	28,3	0,4	22,9
2002	92,5	49,7	42,8	18	16,6	26,1	0,3	17,0
2003	91,1	65,3	25,8	12	10,9	14,8	0,2	11,1
2004	88,1	59,3	28,8	6	5,3	23,5	0,3	5,5
2005	144,2	53,9	90,3	0	0,0	90,3	0,9	0,9
2006	140,3	51,4	88,9	0	0,0	88,9	0,9	0,9
2007	136,9	144,3	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2008	133,5	111,3	22,2	0	0,0	22,2	0,2	0,2
2009	130,1	88,5	41,6	0	0,0	41,6	0,4	0,4
2010	126,8	86,8	40,0	0	0,0	40,0	0,4	0,4
2011	123,4	94,1	29,3	0	0,0	29,3	0,3	0,3
2012	142,7	85,8	56,9	0	0,0	56,9	0,6	0,6
2013	137,9	82,2	55,7	0	0,0	55,7	0,6	0,6
2014	133,0	79,3	53,7	0	0,0	53,7	0,5	0,5
2015	128,0	74,4	53,6	0	0,0	53,6	0,5	0,5
2016	124,9	71,7	53,2	0	0,0	53,2	0,5	0,5
2017	121,7	69,4	52,3	0	0,0	52,3	0,5	0,5
2018	119,0	67,8	51,2	0	0,0	51,2	0,5	0,5
2019	116,3	66,3	50,0	0	0,0	50,0	0,5	0,5
2020	113,7	64,8	48,9	0	0,0	48,9	0,5	0,5
2021	109,1	62,2	46,9	0	0,0	46,9	0,5	0,5
2022	104,5	59,6	44,9	0	0,0	44,9	0,4	0,4
2023	99,6	56,8	42,8	0	0,0	42,8	0,4	0,4
2024	94,7	54,0	40,7	0	0,0	40,7	0,4	0,4
2025	89,8	51,2	38,6	0	0,0	38,6	0,4	0,4
2026	88,1	50,2	37,9	0	0,0	37,9	0,4	0,4
2027	86,4	49,2	37,2	0	0,0	37,2	0,4	0,4
2028	84,7	48,3	36,4	0	0,0	36,4	0,4	0,4
2029	83,0	47,3	35,7	0	0,0	35,7	0,4	0,4
2030	81,3	46,4	35,0	0	0,0	35,0	0,3	0,3

 <b>DMT GmbH &amp; Co. KG</b> Industrial Engineering Gasemission und Verwertung Am Technologiepark 1, 45307 Essen Tel.: 0201/172-1478, Fax: 0201/172-1735 engineering@dm-tgroup.com www.dmt-group.com TÜV NORD GROUP			
Titel: Berechnung des CH <sub>4</sub> -Abstroms aus stillgelegten Bergwerken des Saarlands			
Datum	Name	Bearbeitungsnummer	Anlage
Dez 17	Me/Op	352 232 17	10

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Berechnung und Prognose der CH <sub>4</sub> -Abströme aus stillgelegten Bergwerken des Ruhrreviers								
Jahr	Jährliche untertägige CH <sub>4</sub> -Freisetzung	CH <sub>4</sub> -Verwertung stillgelegter Bergbau	CH <sub>4</sub> -Volumenstrom nicht verwertet	Abstrom über Entgasungseinrichtungen	Abstrom über Entgasungseinrichtungen	CH <sub>4</sub> -Volumenstrom ins Deckgebirge	CH <sub>4</sub> -Volumenstrom durchs Deckgebirge	CH <sub>4</sub> -Abstrom in die Atmosphäre
	[Mio. m <sup>3</sup> /Jahr]	[Mio. m <sup>3</sup> /Jahr]	[Mio. m <sup>3</sup> /Jahr]	[%]	[Mio. m <sup>3</sup> /Jahr]	[Mio. m <sup>3</sup> /Jahr]	[Mio. m <sup>3</sup> /Jahr]	[Mio. m <sup>3</sup> /Jahr]
2000	191,7	0,0	191,7	80	153,4	38,3	2,2	155,6
2001	246,3	16,8	229,5	67	165,0	64,5	3,3	168,3
2002	240,1	53,4	186,7	54	129,7	57,1	2,8	132,5
2003	248,4	117,3	131,1	41	101,8	29,2	1,6	103,5
2004	240,8	137,2	103,6	28	67,4	36,2	1,7	69,1
2005	233,5	142,3	91,2	14	32,7	58,5	2,4	35,1
2006	226,2	182,9	43,3	0	0,0	43,3	1,6	1,6
2007	231,3	184,8	46,5	0	0,0	46,5	1,8	1,8
2008	223,6	186,7	36,9	0	0,0	36,9	1,4	1,4
2009	219,4	185,2	34,2	0	0,0	34,2	1,3	1,3
2010	211,7	189,4	22,3	0	0,0	22,3	0,8	0,8
2011	246,5	159,3	87,2	0	0,0	87,2	3,3	3,3
2012	241,9	166,7	75,2	0	0,0	75,2	2,9	2,9
2013	247,3	179,4	67,9	0	0,0	67,9	2,6	2,6
2014	241,9	157,9	84,0	0	0,0	84,0	3,2	3,2
2015	236,5	151,0	85,5	0	0,0	85,5	3,2	3,2
2016	243,2	149,0	94,2	0	0,0	94,2	3,6	3,6
2017	237,7	154,5	83,2	0	0,0	83,2	3,2	3,2
2018	235,6	154,8	80,8	0	0,0	80,8	3,1	3,1
2019	244,2	162,2	82,0	0	0,0	82,0	3,1	3,1
2020	238,3	160,0	78,3	0	0,0	78,3	3,0	3,0
2021	230,2	156,2	74,0	0	0,0	74,0	2,8	2,8
2022	222,3	152,5	69,9	0	0,0	69,9	2,7	2,7
2023	214,6	148,7	65,9	0	0,0	65,9	2,5	2,5
2024	206,9	144,8	62,1	0	0,0	62,1	2,4	2,4
2025	199,3	140,5	58,8	0	0,0	58,8	2,2	2,2
2026	191,8	136,2	55,6	0	0,0	55,6	2,1	2,1
2027	184,4	131,8	52,6	0	0,0	52,6	2,0	2,0
2028	177,2	127,6	49,6	0	0,0	49,6	1,9	1,9
2029	170,0	123,3	46,8	0	0,0	46,8	1,8	1,8
2030	163,8	119,5	44,2	0	0,0	44,2	1,7	1,7

				<b>DMT GmbH &amp; Co. KG</b> Industrial Engineering Gasemission und Verwertung Am Technologiepark 1, 45307 Essen Tel.: 0201/172-1478, Fax: 0201/172-1735 engineering@dm-t-group.com www.dmt-group.com TÜV NORD GROUP			
				Projekt: Emissionsvermeidung und Gefahrenabwehr durch die Verwertung von Grubengas Titel: Berechnung des CH <sub>4</sub> -Abstroms aus stillgelegten Bergwerken des Ruhrreviers			
Datum	Name	Bearbeitungsnummer	Anlage				
Dez 17	Me/Op	<b>352 232 17</b>	<b>11</b>				

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Prognose der CH <sub>4</sub> -Abströme für das Bergwerk Ibbenbüren nach Stilllegung								
Jahr	Jährliche untertägige CH <sub>4</sub> -Freisetzung	CH <sub>4</sub> -Verwertung stillgelegt	CH <sub>4</sub> -Volumenstrom nicht verwertet	Abstrom über Entgasungseinrichtungen	Abstrom über Entgasungseinrichtungen	CH <sub>4</sub> -Volumenstrom in das Gebirge	CH <sub>4</sub> -Volumenstrom durch das Gebirge	CH <sub>4</sub> -Abstrom in die Atmosphäre
	[Mio. m <sup>3</sup> /Jahr]	[Mio. m <sup>3</sup> /Jahr]	[Mio. m <sup>3</sup> /Jahr]	[%]	[Mio. m <sup>3</sup> /Jahr]	[Mio. m <sup>3</sup> /Jahr]	[Mio. m <sup>3</sup> /Jahr]	[Mio. m <sup>3</sup> /Jahr]
2019	37,8	34,0	3,8	0	0,0	3,78	0,019	0,019
2020	30,5	27,4	3,0	0	0,0	3,05	0,015	0,015
2021	23,2	20,9	2,3	0	0,0	2,32	0,012	0,012
2022	16,1	14,5	1,6	0	0,0	1,61	0,008	0,008
2023	9,0	8,1	0,9	0	0,0	0,90	0,005	0,005
2024	2,1	1,8	0,2	0	0,0	0,21	0,001	0,001
2025	2,0	1,8	0,2	0	0,0	0,20	0,001	0,001
2026	2,0	1,8	0,2	0	0,0	0,20	0,001	0,001
2027	2,0	1,8	0,2	0	0,0	0,20	0,001	0,001
2028	2,0	1,8	0,2	0	0,0	0,20	0,001	0,001
2029	2,0	1,8	0,2	0	0,0	0,20	0,001	0,001
2030	2,0	1,8	0,2	0	0,0	0,20	0,001	0,001

				<b>DMT GmbH &amp; Co. KG</b> Industrial Engineering Gasemission und Verwertung Am Technologiepark 1, 45307 Essen Tel.: 0201/172-1478, Fax: 0201/172-1735 engineering@dm-tgroup.com www.dmt-group.com TÜV NORD GROUP			
				Projekt: Emissionsvermeidung und Gefahrenabwehr durch die Verwertung von Grubengas			
Titel: Berechnung der CH <sub>4</sub> -Abstroms des Bergwerks Ibbenbüren nach 2019							
Datum	Name	Bearbeitungsnummer	Anlage				
Dez 17	Me/Op	352 232 17	12				

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Zusammenfassung der CH <sub>4</sub> -Abströme aus Bergwerken des Saarreviers								
Jahr	CH <sub>4</sub> -Abstrom über Entgasungseinrichtungen	CH <sub>4</sub> -Abstrom durch das Gebirge	Gasabsaugung aktiver Bergbau	Gasverwertung aktiver Bergbau	Nicht verwertete Gasabsaugung aktiver Bergbau	Gasverwertung * stillgelegter Bergbau	Summe Grubengasverwertung	Summe CH <sub>4</sub> -Abstrom in Atmosphäre
	[Mio. m <sup>3</sup> ]	[Mio. m <sup>3</sup> ]	[Mio. m <sup>3</sup> ]	[Mio. m <sup>3</sup> ]	[Mio. m <sup>3</sup> ]	[Mio. m <sup>3</sup> ]	[Mio. m <sup>3</sup> ]	[Mio. m <sup>3</sup> ]
2000	28,9	0,8	170,6	149,7	20,9	0,0	149,7	50,6
2001	22,5	0,4	127,8	102,2	25,6	43,1	145,3	48,5
2002	16,6	0,3	134,4	116,3	18,1	49,7	166,0	35,1
2003	10,9	0,2	113,0	104,5	8,5	65,3	169,8	19,6
2004	5,3	0,3	82,1	79,6	2,5	59,3	138,9	8,0
2005	0,0	0,9	82,3	80,3	2,0	53,9	134,2	2,9
2006	0,0	0,9	83,0	80,8	2,2	51,4	132,2	3,1
2007	0,0	0,0	2,1	1,0	1,1	144,3	145,3	1,1
2008	0,0	0,2	1,0	0,7	0,3	111,3	112,0	0,5
2009	0,0	0,4	1,0	0,8	0,2	88,5	89,3	0,6
2010	0,0	0,4	1,4	1,4	0,0	86,8	88,2	0,4
2011	0,0	0,3	2,9	2,8	0,1	94,1	96,9	0,4
2012	0,0	0,6	1,3	1,3	0,0	85,8	87,1	0,6
2013	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	82,2	82,2	0,6
2014	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	79,3	79,3	0,5
2015	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	74,4	74,4	0,5
2016	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	71,7	71,7	0,5
2017	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	69,4	69,4	0,5
2018	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	67,8	67,8	0,5
2019	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	66,3	66,3	0,5
2020	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	64,8	64,8	0,5
2021	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	62,2	62,2	0,5
2022	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	59,6	59,6	0,4
2023	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	56,8	56,8	0,4
2024	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	54,0	54,0	0,4
2025	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	51,2	51,2	0,4
2026	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	50,2	50,2	0,4
2027	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	49,2	49,2	0,4
2028	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	48,3	48,3	0,4
2029	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	47,3	47,3	0,4
2030	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	46,4	46,4	0,3

\* Gesamter abgesaugter Gasstrom wird verwertet

				<b>DMT GmbH &amp; Co. KG</b> Industrial Engineering Gasemission und Verwertung Am Technologiepark 1, 45307 Essen Tel.: 0201/172-1478, Fax: 0201/172-1735 engineering@dm-group.com www.dmt-group.com TÜV NORD GROUP			
				Projekt: Emissionsvermeidung und Gefahrenabwehr durch die Verwertung von Grubengas			
Titel: Zusammenfassung der CH <sub>4</sub> -Abströme aus Bergwerken des Saarreviers							
Datum	Name	Bearbeitungsnummer	Anlage				
Dez 17	Me/Op	<b>352 232 17</b>	<b>13</b>				

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Zusammenfassung der CH <sub>4</sub> -Abströme aus Bergwerken des Ruhrreviers								
Jahr	CH <sub>4</sub> -Abstrom über Entgasungseinrichtungen	CH <sub>4</sub> -Abstrom durch das Deckgebirge	Gasabsaugung aktiver Bergbau	Gasverwertung aktiver Bergbau	Nicht verwertete Gasabsaugung aktiver Bergbau	Gasverwertung * stillgelegter Bergbau	Summe Grubengasverwertung	Summe CH <sub>4</sub> -Abstrom in Atmosphäre
	[Mio. m <sup>3</sup> ]	[Mio. m <sup>3</sup> ]	[Mio. m <sup>3</sup> ]	[Mio. m <sup>3</sup> ]	[Mio. m <sup>3</sup> ]	[Mio. m <sup>3</sup> ]	[Mio. m <sup>3</sup> ]	[Mio. m <sup>3</sup> ]
2000	153,4	2,2	90,7	31,0	59,7	0,0	31,0	215,3
2001	165,0	3,3	79,8	20,1	59,7	16,8	36,9	228,0
2002	129,7	2,8	148,3	25,4	122,9	53,4	78,8	255,4
2003	101,8	1,6	139,8	50,0	89,8	117,3	167,3	193,3
2004	67,4	1,7	139,7	72,4	67,3	137,2	209,6	136,4
2005	32,7	2,4	139,3	97,3	42,0	142,3	239,6	77,1
2006	0,0	1,6	82,3	56,8	25,5	182,9	239,7	27,1
2007	0,0	1,8	72,4	54,2	18,2	184,8	239,0	20,0
2008	0,0	1,4	61,0	46,8	14,2	186,7	233,5	15,6
2009	0,0	1,3	25,3	18,4	6,9	185,2	203,6	8,2
2010	0,0	0,8	31,6	20,8	10,8	189,4	210,2	11,6
2011	0,0	3,3	9,7	7,3	2,4	159,3	166,6	5,7
2012	0,0	2,9	8,5	6,7	1,8	166,7	173,4	4,7
2013	0,0	2,6	10,9	8,4	2,5	179,4	187,8	5,1
2014	0,0	3,2	17,8	14,4	3,4	157,9	172,3	6,6
2015	0,0	3,2	33,4	23,7	9,7	151,0	174,7	12,9
2016	0,0	3,6	21,0	20,0	1,0	149,0	169,0	4,6
2017	0,0	3,2	20,0	20,0	0,0	154,5	174,5	3,2
2018	0,0	3,1	20,0	20,0	0,0	154,8	174,8	3,1
2019	0,0	3,1	0,0	0,0	0,0	162,2	162,2	3,1
2020	0,0	3,0	0,0	0,0	0,0	160,0	160,0	3,0
2021	0,0	2,8	0,0	0,0	0,0	156,2	156,2	2,8
2022	0,0	2,7	0,0	0,0	0,0	152,5	152,5	2,7
2023	0,0	2,5	0,0	0,0	0,0	148,7	148,7	2,5
2024	0,0	2,4	0,0	0,0	0,0	144,8	144,8	2,4
2025	0,0	2,2	0,0	0,0	0,0	140,5	140,5	2,2
2026	0,0	2,1	0,0	0,0	0,0	136,2	136,2	2,1
2027	0,0	2,0	0,0	0,0	0,0	131,8	131,8	2,0
2028	0,0	1,9	0,0	0,0	0,0	127,6	127,6	1,9
2029	0,0	1,8	0,0	0,0	0,0	123,3	123,3	1,8
2030	0,0	1,7	0,0	0,0	0,0	119,5	119,5	1,7

\* Gesamter abgesaugter Gasstrom wird verwertet

				<b>DMT GmbH &amp; Co. KG</b> Industrial Engineering Gasemission und Verwertung Am Technologiepark 1, 45307 Essen Tel.: 0201/172-1478, Fax: 0201/172-1735 engineering@dm-t-group.com www.dmt-group.com TÜV NORD GROUP			
				Projekt: Emissionsvermeidung und Gefahrenabwehr durch die Verwertung von Grubengas Titel: Zusammenfassung der CH <sub>4</sub> -Abströme aus Bergwerken des Ruhrreviers			
Datum	Name	Bearbeitungsnummer	Anlage				
Dez 17	Me/Op	352 232 17	14				

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Zusammenfassung der CH <sub>4</sub> -Abströme des Bergwerks Ibbenbüren								
Jahr	CH <sub>4</sub> -Abstrom über Entgasungseinrichtungen	CH <sub>4</sub> -Abstrom durch das Gebirge	Gasabsaugung aktiver Bergbau	Gasverwertung aktiver Bergbau	Nicht verwertete Gasabsaugung aktiver Bergbau	Gasverwertung * stillgelegter Bergbau	Summe Grubengasverwertung	Summe CH <sub>4</sub> -Abstrom in Atmosphäre
	[Mio. m <sup>3</sup> ]	[Mio. m <sup>3</sup> ]	[Mio. m <sup>3</sup> ]	[Mio. m <sup>3</sup> ]	[Mio. m <sup>3</sup> ]	[Mio. m <sup>3</sup> ]	[Mio. m <sup>3</sup> ]	[Mio. m <sup>3</sup> ]
2000	0,0	0,00	84,2	75,5	8,7	0,0	75,5	8,7
2001	0,0	0,00	80,0	72,1	7,9	0,0	72,1	7,9
2002	0,0	0,00	81,8	69,3	12,5	0,0	69,3	12,5
2003	0,0	0,00	100,9	83,1	17,8	0,0	83,1	17,8
2004	0,0	0,00	102,7	88,1	14,6	0,0	88,1	14,6
2005	0,0	0,00	85,6	81,1	4,5	0,0	81,1	4,5
2006	0,0	0,00	79,8	76,3	3,5	0,0	76,3	3,5
2007	0,0	0,00	76,5	73,4	3,1	0,0	73,4	3,1
2008	0,0	0,00	76,5	75,0	1,5	0,0	75,0	1,5
2009	0,0	0,00	66,4	63,8	2,6	0,0	63,8	2,6
2010	0,0	0,00	55,7	55,4	0,3	0,0	55,4	0,3
2011	0,0	0,00	51,0	50,3	0,7	0,0	50,3	0,7
2012	0,0	0,00	100,4	82,4	18,0	0,0	82,4	18,0
2013	0,0	0,00	111,3	96,9	14,4	0,0	96,9	14,4
2014	0,0	0,00	88,0	84,3	3,7	0,0	84,3	3,7
2015	0,0	0,00	59,5	57,6	1,9	0,0	57,6	1,9
2016	0,0	0,00	61,5	59,6	1,9	0,0	59,6	1,9
2017	0,0	0,00	61,0	59,6	1,4	0,0	59,6	1,4
2018	0,0	0,00	60,0	59,6	0,4	0,0	59,6	0,4
2019	0,0	0,02	0,0	0,0	0,0	34,0	34,0	0,02
2020	0,0	0,02	0,0	0,0	0,0	27,4	27,4	0,02
2021	0,0	0,01	0,0	0,0	0,0	20,9	20,9	0,01
2022	0,0	0,01	0,0	0,0	0,0	14,5	14,5	0,01
2023	0,0	0,005	0,0	0,0	0,0	8,1	8,1	0,005
2024	0,0	0,001	0,0	0,0	0,0	1,8	1,8	0,001
2025	0,0	0,001	0,0	0,0	0,0	1,8	1,8	0,001
2026	0,0	0,001	0,0	0,0	0,0	1,8	1,8	0,001
2027	0,0	0,001	0,0	0,0	0,0	1,8	1,8	0,001
2028	0,0	0,001	0,0	0,0	0,0	1,8	1,8	0,001
2029	0,0	0,001	0,0	0,0	0,0	1,8	1,8	0,001
2030	0,0	0,001	0,0	0,0	0,0	1,8	1,8	0,001

\* Gesamter abgesaugter Gasstrom wird verwertet

				<b>DMT GmbH &amp; Co. KG</b> Industrial Engineering Gasemission und Verwertung Am Technologiepark 1, 45307 Essen Tel.: 0201/172-1478, Fax: 0201/172-1735 engineering@dm-group.com www.dmt-group.com TÜV NORD GROUP			
				Projekt: Emissionsvermeidung und Gefahrenabwehr durch die Verwertung von Grubengas			
Titel: Zusammenfassung der CH <sub>4</sub> -Abströme des Bergwerks Ibbenbüren							
Datum	Name	Bearbeitungsnummer	Anlage				
Dez 17	Me/Op	352 232 17	15				

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Zusammenfassung der CH <sub>4</sub> -Abströme aus Steinkohlebergwerken der Bundesrepublik Deutschland								
Jahr	CH <sub>4</sub> -Abstrom über Entgasungseinrichtungen	CH <sub>4</sub> -Abstrom durch das Gebirge	Gasabsaugung aktiver Bergbau	Gasverwertung aktiver Bergbau	Nicht verwertete Gasabsaugung aktiver Bergbau	Gasverwertung * stillgelegter Bergbau	Summe Grubengasverwertung	Summe CH <sub>4</sub> -Abstrom in Atmosphäre
	[Mio. m <sup>3</sup> ]	[Mio. m <sup>3</sup> ]	[Mio. m <sup>3</sup> ]	[Mio. m <sup>3</sup> ]	[Mio. m <sup>3</sup> ]	[Mio. m <sup>3</sup> ]	[Mio. m <sup>3</sup> ]	[Mio. m <sup>3</sup> ]
2000	182,3	3,0	345,5	256,2	89,3	0,0	256,2	274,6
2001	187,6	3,7	287,6	194,4	93,2	59,9	254,3	284,4
2002	146,3	3,2	364,5	211,0	153,5	103,1	314,1	303,0
2003	112,8	1,8	353,7	237,6	116,1	182,6	420,2	230,7
2004	72,7	2,0	324,5	240,1	84,4	196,5	436,6	159,1
2005	32,7	3,3	307,2	258,7	48,5	196,2	454,9	84,5
2006	0,0	2,5	245,1	213,9	31,2	234,3	448,2	33,7
2007	0,0	1,8	151,0	128,6	22,4	329,1	457,7	24,2
2008	0,0	1,6	138,5	122,5	16,0	298,0	420,5	17,6
2009	0,0	1,7	92,7	83,0	9,7	273,7	356,7	11,4
2010	0,0	1,2	88,7	77,6	11,2	276,2	353,8	12,4
2011	0,0	3,6	63,6	60,4	3,2	253,4	313,8	6,8
2012	0,0	3,4	110,2	90,4	19,8	252,5	342,9	23,2
2013	0,0	3,1	122,2	105,3	16,9	261,6	366,9	20,0
2014	0,0	3,7	105,8	98,7	7,1	237,2	335,9	10,8
2015	0,0	3,8	92,9	81,3	11,6	225,4	306,7	15,4
2016	0,0	4,1	82,5	79,6	2,9	220,7	300,3	7,0
2017	0,0	3,7	81,0	79,6	1,4	223,9	303,5	5,1
2018	0,0	3,6	80,0	79,6	0,4	222,7	302,3	4,0
2019	0,0	3,6	0,0	0,0	0,0	262,6	262,6	3,6
2020	0,0	3,5	0,0	0,0	0,0	252,2	252,2	3,5
2021	0,0	3,3	0,0	0,0	0,0	239,3	239,3	3,3
2022	0,0	3,1	0,0	0,0	0,0	226,5	226,5	3,1
2023	0,0	2,9	0,0	0,0	0,0	213,6	213,6	2,9
2024	0,0	2,8	0,0	0,0	0,0	200,7	200,7	2,8
2025	0,0	2,6	0,0	0,0	0,0	193,6	193,6	2,6
2026	0,0	2,5	0,0	0,0	0,0	188,2	188,2	2,5
2027	0,0	2,4	0,0	0,0	0,0	182,9	182,9	2,4
2028	0,0	2,3	0,0	0,0	0,0	177,6	177,6	2,3
2029	0,0	2,1	0,0	0,0	0,0	172,4	172,4	2,1
2030	0,0	2,0	0,0	0,0	0,0	167,7	167,7	2,0

\* Gesamter abgesaugter Gasstrom wird verwertet

				<b>DMT GmbH &amp; Co. KG</b> Industrial Engineering Gasemission und Verwertung Am Technologiepark 1, 45307 Essen Tel.: 0201/172-1478, Fax: 0201/172-1735 engineering@dm-group.com www.dmt-group.com TÜV NORD GROUP			
				Projekt: Emissionsvermeidung und Gefahrenabwehr durch die Verwertung von Grubengas			
Titel: Zusammenfassung der CH <sub>4</sub> -Abströme aus Steinkohlebergwerken der Bundesrepublik Deutschland							
Datum	Name	Bearbeitungsnummer	Anlage				
Dez 17	Me/Op	<b>352 232 17</b>	<b>16</b>				

1	2	3	4	5	6	7
Zusammenfassung der CO <sub>2</sub> -Abströme (Äquivalente) aus Bergwerken des Saarreviers						
Jahr	CO <sub>2</sub> -Äquivalent aus Abstrom der Entgasungseinrichtungen	CO <sub>2</sub> -Äquivalent aus Abstrom durch das Gebirge	CO <sub>2</sub> -Äquivalent aus nicht verwerteter Gasabsaugung	CO <sub>2</sub> -Abstrom Gasverwertung aktiver Bergbau	CO <sub>2</sub> -Abstrom Gasverwertung stillgelegter Bergbau	Gesamtsumme CO <sub>2</sub> -Abstrom/Äquivalent
	[t]	[t]	[t]	[t]	[t]	[t]
2000	523 051	14 820	386 111	376 345	0	1 300 326
2001	408 036	7 158	472 939	256 930	108 353	1 253 417
2002	301 376	6 238	334 383	292 378	124 946	1 059 320
2003	197 839	3 674	157 031	262 713	164 164	785 420
2004	95 669	4 730	46 185	200 114	149 080	495 778
2005	0	16 346	36 948	201 874	135 504	390 672
2006	0	16 103	40 643	203 131	129 219	389 096
2007	0	0	20 506	2 489	362 770	385 765
2008	0	4 024	5 173	1 810	279 808	290 814
2009	0	7 540	3 880	1 986	222 489	235 895
2010	0	7 240	924	3 444	218 215	229 823
2011	0	5 314	1 847	7 039	236 567	250 767
2012	0	10 308	0	3 268	215 701	229 277
2013	0	10 085	0	0	206 650	216 735
2014	0	9 715	0	0	199 360	209 075
2015	0	9 713	0	0	187 041	196 754
2016	0	9 626	0	0	180 253	189 879
2017	0	9 475	0	0	174 387	183 861
2018	0	9 265	0	0	170 534	179 799
2019	0	9 057	0	0	166 703	175 760
2020	0	8 850	0	0	162 893	171 743
2021	0	8 492	0	0	156 302	164 794
2022	0	8 137	0	0	149 757	157 894
2023	0	7 752	0	0	142 683	150 435
2024	0	7 371	0	0	135 673	143 045
2025	0	6 994	0	0	128 728	135 722
2026	0	6 860	0	0	126 259	133 119
2027	0	6 727	0	0	123 807	130 534
2028	0	6 594	0	0	121 372	127 966
2029	0	6 463	0	0	118 953	125 416
2030	0	6 332	0	0	116 551	122 883

				<b>DMT GmbH &amp; Co. KG</b> Industrial Engineering Gasemission und Verwertung Am Technologiepark 1, 45307 Essen Tel.: 0201/172-1478, Fax: 0201/172-1735 engineering@dm-group.com www.dmt-group.com TÜV NORD GROUP			
				Projekt: Emissionsvermeidung und Gefahrenabwehr durch die Verwertung von Grubengas			
Titel: Zusammenfassung der CO <sub>2</sub> -Abströme (Äquivalente) aus Bergwerken des Saarreviers							
Datum	Name	Bearbeitungsnummer	Anlage				
Dez 17	Me/Op	<b>352 232 17</b>	<b>17</b>				

1	2	3	4	5	6	7
Zusammenfassung der CO <sub>2</sub> -Abströme (Äquivalente) aus Bergwerken des Ruhrreviers						
Jahr	CO <sub>2</sub> -Äquivalent aus Abstrom der Entgasungseinrichtungen	CO <sub>2</sub> -Äquivalent aus Abstrom durch das Deckgebirge	CO <sub>2</sub> -Äquivalent aus nicht verwerteter Gasabsaugung	CO <sub>2</sub> -Abstrom Gasverwertung aktiver Bergbau	CO <sub>2</sub> -Abstrom Gasverwertung stillgelegter Bergbau	Summe CO <sub>2</sub> -Abstrom/Äquivalent
	[t]	[t]	[t]	[t]	[t]	[t]
2000	2 761 316	40 039	1 102 909	77 934	0	3 982 198
2001	2 970 965	58 969	1 102 909	50 531	42 235	4 225 610
2002	2 334 230	50 703	2 270 479	63 855	134 247	4 853 514
2003	1 833 134	29 168	1 658 983	125 700	294 892	3 941 876
2004	1 213 657	30 808	1 243 313	182 013	344 920	3 014 713
2005	588 448	42 963	775 916	244 612	357 742	2 009 681
2006	0	29 649	471 092	142 795	459 810	1 103 346
2007	0	31 774	336 230	136 259	464 586	968 849
2008	0	25 272	262 334	117 655	469 363	874 623
2009	0	23 396	127 472	46 258	465 592	662 718
2010	0	15 241	199 521	52 291	476 151	743 204
2011	0	59 679	44 338	18 352	400 480	522 848
2012	0	51 439	33 254	16 844	419 083	520 619
2013	0	46 458	46 185	21 118	451 011	564 772
2014	0	57 455	62 812	36 202	396 960	553 429
2015	0	58 488	179 200	59 582	379 613	676 883
2016	0	64 415	18 474	50 280	374 585	507 755
2017	0	56 908	0	50 280	388 418	495 606
2018	0	55 259	0	50 280	389 250	494 790
2019	0	56 090	0	0	407 893	463 983
2020	0	53 560	0	0	402 242	455 802
2021	0	50 615	0	0	392 707	443 323
2022	0	47 801	0	0	383 293	431 093
2023	0	45 087	0	0	373 797	418 885
2024	0	42 464	0	0	364 146	406 610
2025	0	40 222	0	0	353 267	393 488
2026	0	38 045	0	0	342 319	380 363
2027	0	35 947	0	0	331 439	367 386
2028	0	33 937	0	0	320 715	354 652
2029	0	31 987	0	0	309 926	341 913
2030	0	30 245	0	0	300 528	330 772

				<b>DMT GmbH &amp; Co. KG</b> Industrial Engineering Gasemission und Verwertung Am Technologiepark 1, 45307 Essen Tel.: 0201/172-1478, Fax: 0201/172-1735 engineering@dm-tgroup.com www.dmt-group.com TÜV NORD GROUP			
				Projekt: Emissionsvermeidung und Gefahrenabwehr durch die Verwertung von Grubengas			
Titel: Zusammenfassung der CO <sub>2</sub> -Abströme (Äquivalente) aus Bergwerken des Ruhrreviers							
Datum	Name	Bearbeitungsnummer	Anlage				
Dez 17	Me/Op	<b>352 232 17</b>	<b>18</b>				

1	2	3	4	5	6	7
Zusammenfassung der CO <sub>2</sub> -Abströme (Äquivalente) des Bergwerks Ibbenbüren						
Jahr	CO <sub>2</sub> -Äquivalent aus Abstrom der Entgasungseinrichtungen	CO <sub>2</sub> -Äquivalent aus Abstrom durch das Gebirge	CO <sub>2</sub> -Äquivalent aus nicht verwerteter Gasabsaugung	CO <sub>2</sub> -Abstrom Gasverwertung aktiver Bergbau	CO <sub>2</sub> -Abstrom Gasverwertung stillgelegter Bergbau	Gesamtsumme CO <sub>2</sub> -Abstrom/Äquivalent
	[t]	[t]	[t]	[t]	[t]	[t]
2000	0	0	160 726	189 807	0	350 532
2001	0	0	145 946	181 259	0	327 205
2002	0	0	230 927	174 220	0	405 147
2003	0	0	328 841	208 913	0	537 754
2004	0	0	269 723	221 483	0	491 206
2005	0	0	83 134	203 885	0	287 019
2006	0	0	64 660	191 818	0	256 478
2007	0	0	57 270	184 527	0	241 797
2008	0	0	27 711	188 550	0	216 261
2009	0	0	48 033	160 393	0	208 426
2010	0	0	5 542	139 275	0	144 818
2011	0	0	12 932	126 454	0	139 386
2012	0	0	332 536	207 153	0	539 689
2013	0	0	266 028	243 606	0	509 635
2014	0	0	68 355	211 930	0	280 284
2015	0	0	35 101	144 806	0	179 907
2016	0	0	35 101	149 834	0	184 935
2017	0	0	25 864	149 834	0	175 698
2018	0	0	7 390	149 834	0	157 224
2019	0	340	0	0	85 555	85 895
2020	0	274	0	0	68 937	69 212
2021	0	209	0	0	52 540	52 749
2022	0	145	0	0	36 359	36 504
2023	0	81	0	0	20 393	20 474
2024	0	18	0	0	4 640	4 659
2025	0	18	0	0	4 609	4 628
2026	0	18	0	0	4 578	4 597
2027	0	18	0	0	4 548	4 566
2028	0	18	0	0	4 517	4 535
2029	0	18	0	0	4 487	4 505
2030	0	18	0	0	4 457	4 474

 <b>DMT GmbH &amp; Co. KG</b> Industrial Engineering Gasemission und Verwertung Am Technologiepark 1, 45307 Essen Tel.: 0201/172-1478, Fax: 0201/172-1735 engineering@dm-group.com www.dmt-group.com TÜV NORD GROUP			
Titel: Zusammenfassung der CO <sub>2</sub> -Abströme (Äquivalente) des Bergwerks Ibbenbüren			
Datum	Name	Bearbeitungsnummer	Anlage
Dez 17	Me/Op	<b>352 232 17</b>	<b>19</b>

1	2	3	4	5	6	7
Zusammenfassung der CO <sub>2</sub> -Abströme (Äquivalente) aus Steinkohlebergwerken der Bundesrepublik Deutschland						
Jahr	CO <sub>2</sub> -Äquivalent aus Abstrom der Entgasungseinrichtungen	CO <sub>2</sub> -Äquivalent aus Abstrom durch das Gebirge	CO <sub>2</sub> -Äquivalent aus nicht verwerteter Gasabsaugung	CO <sub>2</sub> -Abstrom Gasverwertung aktiver Bergbau	CO <sub>2</sub> -Abstrom Gasverwertung stillgelegter Bergbau	Summe CO <sub>2</sub> -Abstrom/Äquivalent
	[t]	[t]	[t]	[t]	[t]	[t]
2000	3 284 367	54 859	1 649 746	644 086	0	5 633 057
2001	3 379 002	66 126	1 721 795	488 721	150 588	5 806 232
2002	2 635 605	56 940	2 835 789	530 453	259 193	6 317 981
2003	2 030 973	32 842	2 144 854	597 325	459 056	5 265 050
2004	1 309 327	35 538	1 559 222	603 610	494 000	4 001 697
2005	588 448	59 308	895 998	650 371	493 246	2 687 372
2006	0	45 752	576 395	537 744	589 029	1 748 920
2007	0	31 774	414 007	323 275	827 356	1 596 412
2008	0	29 295	295 218	308 015	749 171	1 381 698
2009	0	30 937	179 384	208 637	688 081	1 107 038
2010	0	22 481	205 987	195 011	694 366	1 117 844
2011	0	64 992	59 117	151 845	637 047	913 002
2012	0	61 747	365 789	227 265	634 784	1 289 585
2013	0	56 543	312 214	264 724	657 661	1 291 142
2014	0	67 170	131 167	248 131	596 320	1 042 788
2015	0	68 201	214 301	204 388	566 655	1 053 545
2016	0	74 041	53 575	200 114	554 839	882 569
2017	0	66 383	25 864	200 114	562 804	855 165
2018	0	64 525	7 390	200 114	559 784	831 813
2019	0	65 487	0	0	660 150	725 638
2020	0	62 684	0	0	634 072	696 757
2021	0	59 316	0	0	601 549	660 865
2022	0	56 082	0	0	569 409	625 490
2023	0	52 921	0	0	536 873	589 794
2024	0	49 854	0	0	504 459	554 313
2025	0	47 234	0	0	486 604	533 837
2026	0	44 923	0	0	473 156	518 079
2027	0	42 692	0	0	459 794	502 486
2028	0	40 549	0	0	446 604	487 153
2029	0	38 468	0	0	433 366	471 834
2030	0	36 595	0	0	421 535	458 130

				<b>DMT GmbH &amp; Co. KG</b> Industrial Engineering Gasemission und Verwertung Am Technologiepark 1, 45307 Essen Tel.: 0201/172-1478, Fax: 0201/172-1735 engineering@dm-group.com www.dmt-group.com TÜV NORD GROUP			
				Projekt: Emissionsvermeidung und Gefahrenabwehr durch die Verwertung von Grubengas			
Titel: Zusammenfassung der CO <sub>2</sub> -Abströme aus Steinkohlebergwerken der Bundesrepublik Deutschland							
Datum	Name	Bearbeitungsnummer	Anlage				
Dez 17	Me/Op	352 232 17	20				

1	2	3	4	5	6	7
Netto CO <sub>2</sub> -Emission aus Steinkohlebergwerken der Bundesrepublik Deutschland nach Abzug der eingesparten CO <sub>2</sub> -Emission anderer Kraftwerke						
Jahr	Summe Grubengasverwertung	Summe CO <sub>2</sub> -Abstrom/Äquivalent	Erzeugte Strommenge (gerechnet mit $\eta = 36\%$ )	CO <sub>2</sub> -Emission Bundesmix *	Eingesparte CO <sub>2</sub> -Emission	Netto CO <sub>2</sub> -Abstrom in die Atmosphäre
	[Mio. m <sup>3</sup> ]	[t]	[GWh/Jahr]	[g/kWh]	[t]	[t]
2000	256,2	5 633 057	920	640	588 514	5 044 543
2001	254,3	5 806 232	913	657	599 666	5 206 566
2002	314,1	6 317 981	1 127	651	733 916	5 584 064
2003	420,2	5 265 050	1 508	633	954 679	4 310 371
2004	436,6	4 001 697	1 567	612	959 031	3 042 666
2005	454,9	2 687 372	1 633	609	994 331	1 693 041
2006	448,2	1 748 920	1 609	602	968 425	780 495
2007	457,7	1 596 412	1 643	621	1 020 142	576 269
2008	420,5	1 381 698	1 509	583	879 940	501 759
2009	356,7	1 107 038	1 280	568	727 172	379 866
2010	353,8	1 117 844	1 270	558	708 521	409 323
2011	313,8	913 002	1 126	576	648 744	264 258
2012	342,9	1 289 585	1 231	582	716 289	573 296
2013	366,9	1 291 142	1 317	580	763 789	527 353
2014	335,9	1 042 788	1 206	564	679 965	362 823
2015	306,7	1 053 545	1 101	534	587 831	465 713
2016	300,3	882 569	1 078	527	568 020	314 549
2017	303,5	855 165	1 089	527	574 013	281 152
2018	302,3	831 813	1 085	527	571 741	260 072
2019	262,6	725 638	942	527	496 691	228 946
2020	252,2	696 757	905	527	477 071	219 686
2021	239,3	660 865	859	527	452 600	208 265
2022	226,5	625 490	813	527	428 418	197 072
2023	213,6	589 794	766	527	403 939	185 855
2024	200,7	554 313	720	527	379 551	174 762
2025	193,6	533 837	695	527	366 116	167 721
2026	188,2	518 079	676	527	355 998	162 080
2027	182,9	502 486	656	527	345 945	156 541
2028	177,6	487 153	638	527	336 021	151 132
2029	172,4	471 834	619	527	326 061	145 773
2030	167,7	458 130	602	527	317 159	140 970

\* Quelle: Umweltbundesamt

				<b>DMT GmbH &amp; Co. KG</b> Industrial Engineering Gasemission und Verwertung Am Technologiepark 1, 45307 Essen Tel.: 0201/172-1478, Fax: 0201/172-1735 engineering@dm-t-group.com www.dmt-group.com TÜV NORD GROUP			
				Projekt: Emissionsvermeidung und Gefahrenabwehr durch die Verwertung von Grubengas			
Titel: Netto CO <sub>2</sub> -Abstrom aus Steinkohlebergwerken bei Grubengasverwertung							
Datum	Name	Bearbeitungsnummer	Anlage				
Dez 17	Me/Op	<b>352 232 17</b>	<b>21</b>				

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Zusammenfassung der CH <sub>4</sub> -Abströme aus Steinkohlebergwerken der Bundesrepublik Deutschland (keine Grubengasverwertung)								
Jahr	CH <sub>4</sub> -Abstrom über Entgasungseinrichtungen	CH <sub>4</sub> -Abstrom durch das Gebirge	Gasabsaugung aktiver Bergbau	Gasverwertung aktiver Bergbau	Nicht verwertete Gasabsaugung aktiver Bergbau	Gasverwertung stillgelegter Bergbau	Summe Grubengasverwertung	Summe CH <sub>4</sub> -Abstrom in Atmosphäre
	[Mio. m <sup>3</sup> ]	[Mio. m <sup>3</sup> ]	[Mio. m <sup>3</sup> ]	[Mio. m <sup>3</sup> ]	[Mio. m <sup>3</sup> ]	[Mio. m <sup>3</sup> ]	[Mio. m <sup>3</sup> ]	[Mio. m <sup>3</sup> ]
2000	182,3	3,0	345,5	0,0	345,5	0,0	0,0	530,8
2001	225,2	3,7	287,6	0,0	287,6	0,0	0,0	516,5
2002	218,8	3,6	364,5	0,0	364,5	0,0	0,0	586,9
2003	223,9	3,7	353,7	0,0	353,7	0,0	0,0	581,3
2004	215,9	3,6	324,5	0,0	324,5	0,0	0,0	544,1
2005	226,0	4,1	307,2	0,0	307,2	0,0	0,0	537,3
2006	218,2	4,0	245,1	0,0	245,1	0,0	0,0	467,3
2007	220,0	4,0	151,0	0,0	151,0	0,0	0,0	375,1
2008	212,2	4,0	138,5	0,0	138,5	0,0	0,0	354,6
2009	206,9	3,9	92,7	0,0	92,7	0,0	0,0	303,5
2010	199,1	3,8	88,7	0,0	88,7	0,0	0,0	291,6
2011	223,5	4,3	63,6	0,0	63,6	0,0	0,0	291,4
2012	224,8	4,4	110,2	0,0	110,2	0,0	0,0	339,4
2013	226,3	4,5	122,2	0,0	122,2	0,0	0,0	353,0
2014	219,7	4,4	105,8	0,0	105,8	0,0	0,0	329,9
2015	213,2	4,3	92,9	0,0	92,9	0,0	0,0	310,4
2016	216,1	4,4	82,5	0,0	82,5	0,0	0,0	303,0
2017	210,1	4,3	81,0	0,0	81,0	0,0	0,0	295,5
2018	206,8	4,3	80,0	0,0	80,0	0,0	0,0	291,1
2019	222,5	4,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	227,2
2020	214,2	4,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	218,7
2021	203,8	4,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	208,2
2022	193,7	4,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	198,0
2023	183,7	4,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	187,8
2024	173,9	3,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	177,8
2025	167,1	3,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	170,8
2026	161,3	3,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	164,9
2027	155,6	3,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	159,1
2028	150,0	3,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	153,4
2029	144,5	3,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	147,8
2030	139,6	3,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	142,8

				<b>DMT GmbH &amp; Co. KG</b> Industrial Engineering Gasemission und Verwertung Am Technologiepark 1, 45307 Essen Tel.: 0201/172-1478, Fax: 0201/172-1735 engineering@dm-t-group.com www.dmt-group.com TÜV NORD GROUP			
				Projekt: Emissionsvermeidung und Gefahrenabwehr durch die Verwertung von Grubengas			
Titel: Zusammenfassung der CH <sub>4</sub> -Abströme aus Steinkohlebergwerken der Bundesrepublik Deutschland ohne Grubengasverwertung							
Datum	Name	Bearbeitungsnummer	Anlage				
Dez 17	Me/Op	352 232 17	22				

1	2	3	4	5	6	7
<b>Zusammenfassung der CO<sub>2</sub>-Abströme (Äquivalente) aus Steinkohlebergwerken der Bundesrepublik Deutschland (keine Grubengasverwertung)</b>						
Jahr	CO <sub>2</sub> -Äquivalent aus Abstrom der Entgasungseinrichtungen	CO <sub>2</sub> -Äquivalent aus Abstrom durch das Gebirge	CO <sub>2</sub> -Äquivalent aus nicht verwerteter Gasabsaugung	CO <sub>2</sub> -Abstrom Gasverwertung aktiver Bergbau	CO <sub>2</sub> -Abstrom Gasverwertung stillgelegter Bergbau	Summe CO <sub>2</sub> -Abstrom/Äquivalent
	[t]	[t]	[t]	[t]	[t]	[t]
2000	3 284 367	54 859	6 382 835	0	0	9 722 060
2001	4 057 467	65 889	5 313 179	0	0	9 436 534
2002	3 941 617	64 995	6 733 844	0	0	10 740 456
2003	4 032 565	67 161	6 534 323	0	0	10 634 049
2004	3 889 401	65 699	5 994 877	0	0	9 949 977
2005	4 072 608	73 359	5 675 273	0	0	9 821 239
2006	3 931 881	71 763	4 528 025	0	0	8 531 669
2007	3 965 361	72 944	2 789 604	0	0	6 827 908
2008	3 823 447	71 293	2 558 676	0	0	6 453 416
2009	3 729 171	70 377	1 712 558	0	0	5 512 107
2010	3 587 988	68 635	1 639 031	0	0	5 295 653
2011	4 028 064	76 848	1 174 959	0	0	5 279 871
2012	4 050 606	79 351	2 035 856	0	0	6 165 813
2013	4 078 379	80 532	2 257 547	0	0	6 416 458
2014	3 959 584	79 095	1 954 570	0	0	5 993 249
2015	3 842 262	77 643	1 716 253	0	0	5 636 158
2016	3 894 619	79 414	1 524 121	0	0	5 498 154
2017	3 786 427	78 186	1 496 410	0	0	5 361 023
2018	3 726 040	77 861	1 477 936	0	0	5 281 836
2019	4 009 381	83 664	0	0	0	4 093 045
2020	3 859 376	81 691	0	0	0	3 941 067
2021	3 672 669	78 837	0	0	0	3 751 506
2022	3 490 961	76 018	0	0	0	3 566 979
2023	3 310 458	73 141	0	0	0	3 383 599
2024	3 132 793	70 257	0	0	0	3 203 050
2025	3 010 553	67 470	0	0	0	3 078 023
2026	2 906 145	65 182	0	0	0	2 971 327
2027	2 803 610	62 934	0	0	0	2 866 544
2028	2 703 516	60 739	0	0	0	2 764 255
2029	2 604 290	58 562	0	0	0	2 662 852
2030	2 515 902	56 617	0	0	0	2 572 520

				<b>DMT GmbH &amp; Co. KG</b> Industrial Engineering Gasemission und Verwertung Am Technologiepark 1, 45307 Essen Tel.: 0201/172-1478, Fax: 0201/172-1735 engineering@dm-group.com www.dmt-group.com TÜV NORD GROUP			
				Projekt: <b>Emissionsvermeidung und Gefahrenabwehr durch die Verwertung von Grubengas</b>			
Titel: <b>Zusammenfassung der CO<sub>2</sub>-Abströme aus Steinkohlebergwerken der Bundesrepublik Deutschland ohne Grubengasverwertung</b>							
Datum	Name	Bearbeitungsnummer	Anlage				
Dez 17	Me/Op	<b>352 232 17</b>	<b>23</b>				