

Hans-Jürgen Kaltwang

Grubengasproduktion und -verwertung im Saarland vor dem Hintergrund der Energiewende

Im Saarland ist lange Zeit die Steinkohlegewinnung die Grundlage der Energieerzeugung gewesen. Damit verknüpft war die Nutzung des Grubengases. Diese ist möglich, solange die stillgelegten Bergwerke nicht geflutet sind. Flutungsverfahren sind allerdings aufwendig. Deshalb kann es sinnvoll sein, zunächst nur Lagerstättenteile zu fluten.

Fast alle Gewinnungs- und Verwertungsanlagen im Saarland sind über ein Gasleitungsnetz miteinander verbunden. Zu den Abnehmern des Gases gehören Gasmotoren, eine Gasturbine, Heizkessel und die Stahlindustrie. Mit der Schließung von Bergwerken endet die untertägige Freisetzung von Grubengas nicht, da in den nicht abgebauten Bereichen noch große Mengen von Grubengas anstehen, die über viele weitere Jahre freigesetzt werden. Die Nutzung des Grubengases ist damit ein wesentlicher Beitrag zum Schutz der Umwelt.

1. Einleitung

Auch wenn bei dem Begriff „Energiewende“ zunächst an die aktuelle Wende von den konventionellen Energieträgern hin zu den erneuerbaren Energieträgern gedacht wird, so darf nicht vergessen werden, dass es in den vergangenen Jahrzehnten seit dem Ende des zweiten Weltkrieges in Deutschland immer wieder „Energiewenden“ gegeben hat: In den ersten Jahren gab es vor allem die Energieerzeugung auf Basis der Energieträger Stein- und Braunkohle die später durch Erdöl, Erdgas und Kernkraft teilweise ersetzt und ergänzt wurden. Erst die Diskussionen zum Schutz der Umwelt sowie schließlich die Kernkraft-Katastrophe von Fukushima in Japan im Jahr 2011 haben zu der aktuellen Energiewende mit einer umfassenden Nutzung erneuerbarer Energieträger geführt. Bei der Steuerung dieses Prozesses orientierte sich die Gesetzgebung ganz überwiegend an der Nutzung der genannten Haupt-Energieträger, die den wesentlichen Beitrag zur Deckung des Energiebedarfs der Bundesrepublik Deutschland in den letzten Jahrzehnten leisteten. Neben diesen bekannten Energieträgern gibt es aber eine Vielzahl von

Energieträgern, die weniger bekannt sind. Hierzu gehört das Grubengas, das vor allem in Verbindung mit der Gewinnung von Steinkohle anfällt.

Die Gewinnung der Steinkohle ist in Nordrhein-Westfalen und im Saarland (und nicht nur dort, sondern auch in kleineren Steinkohlerevieren wie z. B. im Zwickauer Revier oder bei Hannover) schon vor dem zweiten Weltkrieg viele Jahre die Grundlage der Energiegewinnung in Deutschland gewesen. Steinkohle findet Verwendung in der Stahlindustrie, bei der Wärmeerzeugung in der Industrie und in Privathaushalten und bei der Stromerzeugung. Das Diagramm in Abbildung 1 macht deutlich, wie sich die Steinkohlegewinnung in den beiden Revieren an Ruhr und Saar in den Jahrzehnten seit 1945 entwickelt hat: Nach dem Ende des zweiten Weltkrieges war der Bedarf an Energie groß. Die Steinkohlebergwerke wurden möglichst schnell wieder geöffnet und maximierten die Produktion innerhalb weniger Jahre auf über 140 Mio. t jährlich. Ende der 50er bis Mitte der 60er Jahre begann aber bereits der Rückgang. Zunächst Erdöl und später Erdgas und Atomkraft lösten den Energieträger Steinkohle insbesondere bei der Stromerzeugung nach und nach ab. Auf Grundlage des Steinkohlefinanzierungsgesetzes wurde im Jahr 2007 das endgültige Ende der Steinkohlegewinnung in Deutschland festgelegt. Das letzte Steinkohlebergwerk Deutschlands wurde Ende 2018 in Nordrhein-Westfalen stillgelegt.

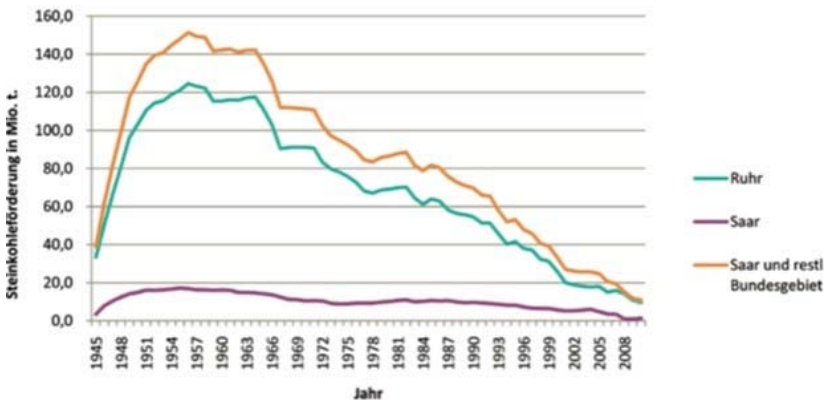


Abb. 1: Entwicklung der Steinkohleproduktion in Westdeutschland (ALWIS 2011)

In Abbildung 2 kann man – bezogen auf das Saarland – die vorstehend beschriebene Entwicklung detaillierter erkennen: Die Hochzeit des Steinkohlebergbaus nach 1945 sowie die schnelle Reduzierung der Produktion zu

Beginn der 60er Jahre. Deutlich wird auch die vorübergehende Konsolidierung der Förderung aufgrund der beiden Erdölpreiskrisen 1973 und 1979/1980, die zu einer Rückbesinnung auf den einheimischen Energieträger Steinkohle führten. Allerdings war diese Konsolidierung bereits Anfang der 90er Jahre vorbei und die Reduzierung der Steinkohleproduktion setzte sich verstärkt fort, bis im Jahr 2012 das Bergwerk Saar (ehemals Bergwerk Ens-dorf) als letzte Steinkohlegrube im Saarland stillgelegt wurde.

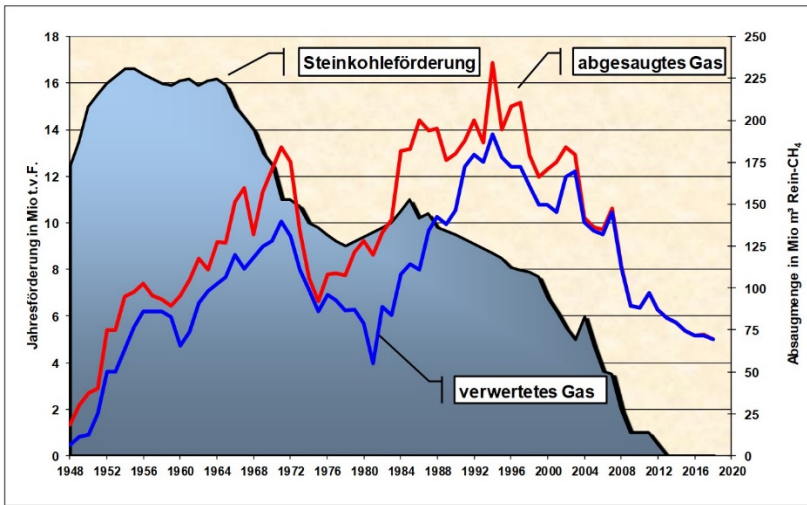


Abb. 2: Grubengasabsaugung, -verwertung und Steinkohleproduktion im Saarland

(STEAG 2020)

Neben der Steinkohleförderung sind in Abbildung 2 auch die Entwicklung der abgesaugten Grubengasmengen sowie die der verwerteten Grubengasmengen dargestellt. Ein Vergleich des Verlaufes dieser drei Kurven lässt drei bemerkenswerte Eigenheiten erkennen. Zunächst wird deutlich, dass die beiden Kurven zur Grubengasgewinnung bis weit in die 90er Jahre nicht parallel zur Entwicklung der Steinkohlegewinnung verlaufen. Dies liegt u. a. daran, dass zunächst die Infrastruktur zur Nutzung des Grubengases auf wenige Anwendungen beschränkt war. Auch die Infrastruktur zur Nutzung des Erdgases musste erst im Laufe der Zeit aufgebaut werden. Grubengas konnte in der Anfangszeit nur auf wenigen Schachtanlagen zur Wärme-

erzeugung (im Saarland wurde bereits 1908 die erste derartige Anlage in Betrieb genommen) genutzt werden, bevor die Anwendung u. a. bei der Stahlindustrie oder für besondere Anwendungen in der Glasindustrie oder in Kokereien ausgeweitet wurde. Zum zweiten ist zu erkennen, dass bis zu Beginn des 21. Jahrhunderts die aus technischen Gründen abgesaugte Gasmenge die verwertete Gasmenge deutlich überstieg, große Mengen des gewonnenen Grubengases also nicht verwertet, sondern unbehandelt in die Atmosphäre entlassen wurden. Erst mit Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 wurden Anreize geschaffen, das Grubengas möglichst vollständig zu nutzen. Seit Mitte der 80er Jahre verlaufen die Entwicklung der Steinkohlegewinnung und der Grubengasgewinnung parallel, was die direkte Abhängigkeit der Grubengasgewinnung von der Steinkohleproduktion widerspiegelt. Allerdings – und dies ist die dritte bemerkenswerte Erkenntnis aus der Darstellung – endet die Grubengasgewinnung nicht mit der Stilllegung des letzten Steinkohlebergwerks. Um diesen Effekt zu verstehen, muss erklärt werden, was Grubengas eigentlich ist und wie es entsteht.

2. Die Grubengasgewinnung

Der Begriff „Grubengas“ entstand natürlich im Bergbau. Der Bergmann im Steinkohlebergbau verstand darunter das Gas, das für ihn im täglichen Berufsleben in der Grube eine Gefahr bedeutete und möglichst vollständig und gefahrlos abgeführt werden musste. Tatsächlich „entsteht“ Grubengas aber nicht im Bergwerk. Das dem Bergwerk zufließende Gas ist bereits während der Genese der Steinkohle im Zeitalter des Karbons vor etwa 300 Millionen Jahren entstanden. Ein Großteil der damals entstandenen Gasmengen wurde während der anschließenden geologischen Zeiträume an die Atmosphäre oder an darüber liegende Gesteinsschichten abgegeben. Im Porenraum der heute vorhandenen Kohleflöze und der angrenzenden Gesteinsschichten befindet sich nur noch ein vergleichsweise geringer Anteil der ursprünglich entstandenen Gasmengen. Immerhin kann diese Gasmenge in den deutschen Steinkohleflözen bis zu 15 m^3 Gas je anstehender Tonne Steinkohle betragen. Dieses als Flözgas bezeichnete Gasgemisch besteht zu über 90 % aus Methan, jeweils etwa 4 % Stickstoff und Kohlendioxid sowie bis zu 2 % höheren Kohlenwasserstoffen. Die sehr geringe Durchlässigkeit der Steinkohle und der Nebengesteine sowie der hydraulische Gegendruck hält dieses Gas solange in den Steinkohleflözen fest, wie diese nicht durch natürliche (z. B. tektonische) oder künstliche Vorgänge (Bergbau) aufgelockert

werden (Abb. 3). Erst der Abbauvorgang und damit das Zerbrechen der Steinkohle selber sowie der umgebenden Gebirgsschichten setzt das Gas frei, so dass es über Klüfte und Risse entweder in die bergmännischen Hohlräume eintreten oder direkt an der Tagesoberfläche austreten kann. Da beim Abbauvorgang nicht nur das Gas anfällt, das aus der gewonnenen Steinkohle selber stammt, sondern auch Gasmengen aus den darüber und darunter befindlichen Gebirgsschichten zufließen, können je gewonnene Tonne Steinkohle bis über 100 m^3 Gas freigesetzt werden und in die bergmännischen Hohlräume eintreten. Dabei kann durch die Vermischung mit der darin befindlichen atmosphärischen Luft ein hoch explosives Gasmisch entstehen, wenn dieses zwischen 4,5 und 14 % Methan enthält. Viele Schlagwetterexplosionen und – noch schlimmer – oft damit verbundene Kohlenstaubexplosionen in der Geschichte des Steinkohlebergbaus mit vielen Opfern unter den Bergleuten zeugen von der großen Gefahr dieses „Grubengases“. Auch heute geben die noch in großer Menge vorhandenen Steinkohleflöze der Karbonlagerstätten ihr Flözgas über die weiterhin existierenden Wegsamkeiten in die stillgelegten bergmännischen Hohlräume ab, aus denen es abgesaugt werden kann. Dies ist die Erklärung dafür, dass mit der Stilllegung des letzten Steinkohlebergwerkes die Grubengasabsaugung (noch) nicht eingestellt werden musste.

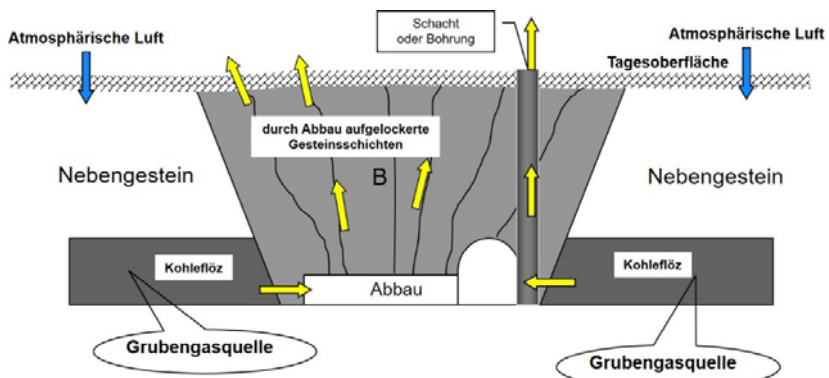


Abb. 3: Schematische Darstellung des Gasflusses in einem Steinkohlebergwerk

(STEAG 2020)

Um zu verstehen, wie die heutige Technik zur Grubengasgewinnung aus stillgelegten Bergwerken funktioniert, ist ein Blick auf die Technik zur Beherrschung des Grubengases eines aktiven Steinkohlebergwerks hilfreich. Die wichtigste Methode ist zunächst, so viel Luft wie möglich nach untertage zu bringen, um damit das austretende Gas schnellstmöglich zu vermischen und den Methangehalt im Gasgemisch weit unterhalb der Explosionsgrenze von 4,5 % zu halten. Darüber hinaus werden von untertage abbaubegleitend Bohrungen in die Flöze bzw. ihre Nebengesteinsschichten gebohrt und an Absaugleitungen angeschlossen. Diese Leitungen sind an übertage installierte Absauganlagen angeschlossen, die das Gas während des Gewinnungsvorgangs der Steinkohle sicher abtransportieren können. Des Weiteren werden auch bereits abgebaute Lagerstättenfelder an dieses Absaugsystem angeschlossen um zu verhindern, dass dort austretende Grubengase in die noch betriebenen Grubenräume eintreten. Die vorgenannten Einrichtungen zur Gasabsaugung können auch nach Stilllegung des Steinkohleabbaus weiter genutzt werden, sogar wenn die Schächte bereits verfüllt wurden (Abb. 4). Zusätzliche Bohrungen von übertage in die bereits abgebauten Flözflächen können eine zusätzliche Sicherheit dafür bieten, dass das Grubengas nicht unkontrolliert an die Tagesoberfläche diffundiert. Zum Beispiel in den USA oder China wird noch eine vierte Methode angewandt: Vor Beginn des Abbaus werden von übertage Bohrungen in die für den Abbau vorgesehenen Flöze niedergebracht und diese „gefract“⁴, d. h. es werden durch Einpressen eines Liquid-Sandgemischs künstliche Spalten im Gestein erzeugt. Die Bohrungen werden anschließend frei gepumpt und – nachdem ein Gasfluss begonnen hat – an eine Verwertungsanlage angeschlossen. Diese Methode ist in Deutschland insbesondere aufgrund der hohen Undurchlässigkeit der Karbonschichten nicht wirtschaftlich anwendbar.

Gesetzliche Grundlage für die Gewinnung von Bodenschätzen ist in Deutschland das Bundesberggesetz (BBergG). Allerdings kommt der Begriff „Grubengas“ nicht im BBergG vor. Hier wird unterschieden zwischen den Gasen, die bei der Gewinnung von Steinkohle anfallen und die der Unternehmer mitgewinnen darf, falls er eine Berechtigung zur Gewinnung der Steinkohle verliehen bekommen hat, und dem bergfreien Mineral Kohlenwasserstoff (u. a. Erdgas, Erdöl, usw.). Um das Grubengas gewinnen und verwerten zu dürfen, benötigt man zumindest eine sogenannte „Bewilligung zur Gewinnung von Kohlenwasserstoffen nebst den bei ihrer Gewinnung anfallenden Gase“ (§ 3 und § 8 BBergG). Im Saarland wurden der STEAG Grubengas-Gewinnungs GmbH (SGG), einer Tochtergesellschaft der STEAG

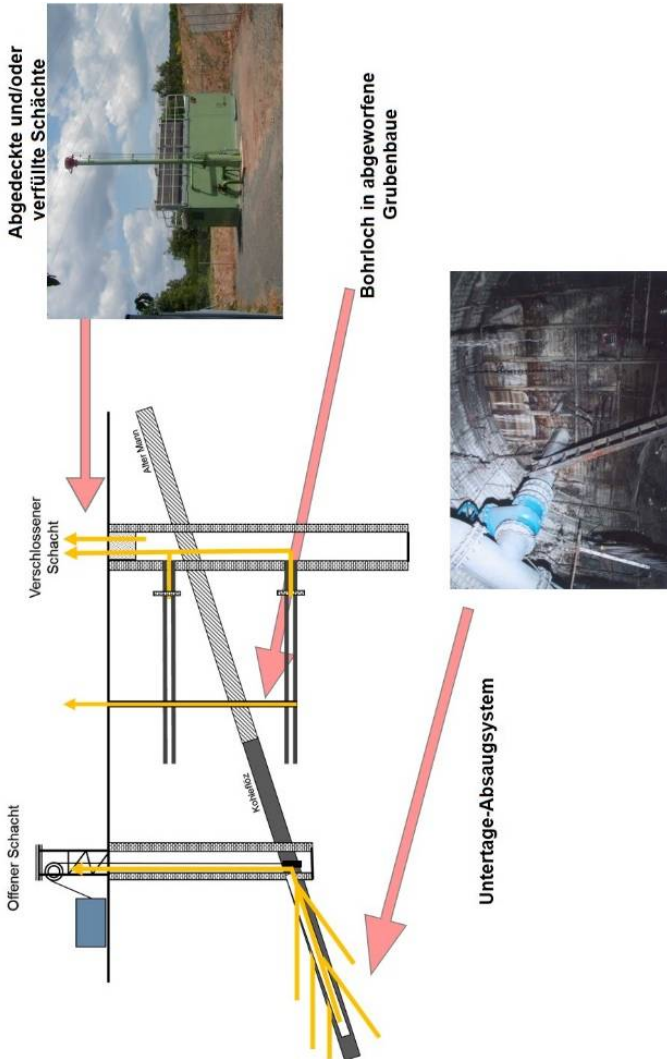


Abb. 4: Möglichkeiten der Grubengasgewinnung aus einem stillgelegten Steinkohlebergwerk (STEAG 2020)

New Energies GmbH, fünf Bewilligungsfelder verliehen, die die wesentlichen Bereiche des ehemaligen Steinkohleabbaus überdecken (Abb. 5). Hinzu kommt ein Erlaubnisfeld zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen, in denen derzeit Versuche zur Gewinnung von Grubengas durchgeführt werden. In diesen Feldern betreibt die SGG aktuell insgesamt 13 Anlagen zur Gewinnung von Grubengas mit Absaugkapazitäten zwischen $250 \text{ m}^3/\text{h}$ und $6.000 \text{ m}^3/\text{h}$.

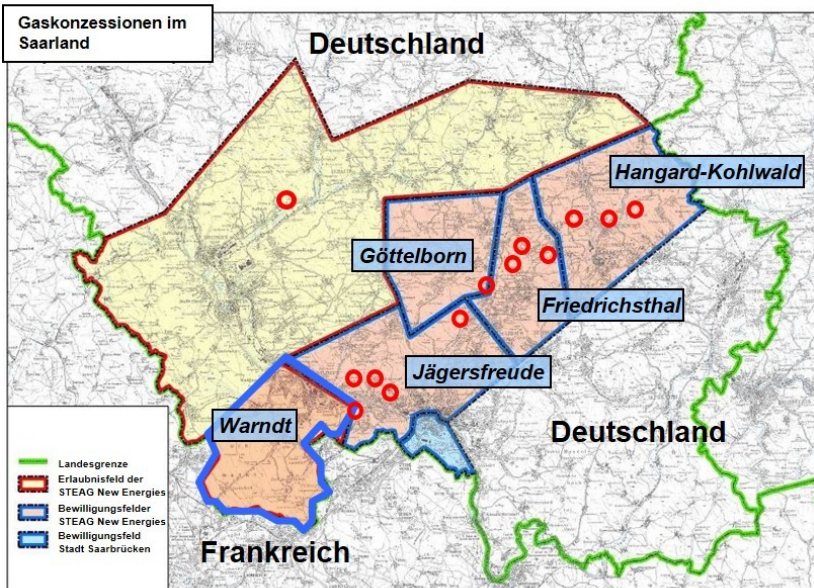


Abb. 5: Berechtsame zur Aufsuchung und Gewinnung von Kohlenwasserstoffen im Saarland (STEAG 2020)

Die Abbildung 6 zeigt als Beispiel einer großen Absauganlage die die Maschinenhalle der Grubengasgewinnungsanlage (GGA) Kohlwald. In dieser Anlage, die auf dem Gelände eines stillgelegten Bergwerks steht und von diesem übernommen wurde, sind drei Sauger und drei Verdichter mit einer Kapazität von jeweils $2.000 \text{ m}^3/\text{h}$ installiert. Das Grubengas wird dort lediglich getrocknet, verdichtet und in eine Druckleitung eingespeist. Die durchschnittliche Gasproduktion beträgt etwa $3.800 \text{ m}^3/\text{h}$ mit einer mittleren Gasqualität von 40 % Methan.



Abb. 6: Grubengasgewinnungsanlage Kohlwald – Innenansicht
Maschinenhalle

(STEAG 2020)

Eine vergleichsweise kleine Anlage wird in der Abbildung 7 gezeigt. Die GGA Allenfeld befindet sich in einem Container. Hier ist lediglich ein einziger Verdichter mit einer Kapazität von $600 \text{ m}^3/\text{h}$ installiert. Die durchschnittliche Gasproduktion beträgt etwa $300\text{--}600 \text{ m}^3/\text{h}$ mit einer mittleren Gasqualität von 75 % Methan.

Die Gasqualitäten der einzelnen Absauganlagen sind sehr unterschiedlich und reichen von 22 % Methan (dies ist die untere zulässige Grenze für die Absaugung, um nicht zu dicht an die Explosionsgrenze von 14,5 % zu kommen) bis zu über 90 %. Dies liegt an der unterschiedlichen Anbindung des untertägigen „Drainagesystems“ des stillgelegten Bergwerks an die Tagesoberfläche: Im größten Teil der saarländischen Karbonlagerstätte gibt es keine Deckgebirgsschichten, die die ehemaligen Bergwerke zur Tagesoberfläche abdichten könnten, ja, viele Bergwerke haben ihren Ursprung in Flözen, die zutage ausgehen. Daher findet durch die Besaugung der bergmänni-



Abb. 7: Grubengasgewinnungsanlage Allenfeld – Außenansicht
Containeranlage

(STEAG 2020)

schen Hohlräume immer auch eine Vermischung mit atmosphärischer Luft statt, die umso intensiver ist, je besser die Verbindungen zur Tagesoberfläche sind. Darüber hinaus wirkt sich auch der atmosphärische Luftdruck auf die Gasqualität und die förderbare Gasmenge aus: Je höher der atmosphärische Druck ist, desto schwerer geben die Flöze das in ihnen enthaltene Gas frei und umgekehrt. Diese Effekte bedeuten aber auch, dass eine Erhöhung oder Erniedrigung der Gasproduktion nur in sehr geringem Maße möglich ist. Abgesaugt werden kann nur die Gasmenge, die die Lagerstätte „freiwillig“ freisetzt. Der durch die Absauganlagen erzeugte Unterdruck, der von wenigen Millibar bis maximal 300–400 mbar reicht, dient lediglich zur Überwindung der Leitungswiderstände und um einen möglichst weiten Bereich der stillgelegten bergmännischen Hohlräume zu erreichen, aus denen das Grubengas über die durch die in Jahrhunderten aufgelockerten Gesteinsschichten, über geologische Schwächezonen oder offene Stollen und Schächte ansonsten direkt an die Tagesoberfläche ausströmen würde. Die genannten Strömungswege stehen dem Gas aber nur solange zur Verfügung, wie die ehemaligen Bergwerke nicht geflutet worden sind. Da dies ein wesentlicher Aspekt für die Zukunft der Grubengasgewinnung ist, soll auf ihn näher eingegangen werden.

3. Grubengasgewinnung und Grubenwasser

Wie das Grubengas war auch das den Gruben zulaufende Wasser für den Bergmann eine mögliche Gefahrenquelle. Wassergefüllte tektonische Störungszonen oder abflusslose aufgelassene Grubenräume konnten große Wassermengen unter hohen Drücken enthalten. In der Geschichte des Bergbaus kam es immer wieder zu Unfällen, wenn unbekannte Druckwasserhorizonte unerwartet angetroffen wurden. Aus diesem Grund war man immer bestrebt, die bergmännisch genutzten Bereiche wasserfrei zu halten, indem man zentrale Pumpstationen einrichtete, sogenannte Wasserhaltungen. Im Saarland gibt es mehrere Grubenwasserprovinzen, in denen bis zum heutigen Tage Wasserhaltungen dafür sorgen, dass die untertägig zulaufenden Grubenwässer zu Tage gehoben werden.

Da sich die Karbonlagerstätte über die Staatsgrenze hinaus nach Frankreich in das lothringische Steinkohlerevier fortsetzt, gab es auch dort entsprechende Wasserhaltungen. Das Steinkohlebergbau-Unternehmen – im Saarland ist dies heute die RAG Aktiengesellschaft (RAG) – ist natürlich interessiert daran, diese Wasserhaltungen sobald wie möglich aufzugeben, da deren Betrieb nach Stilllegung des Bergbaus nicht mehr notwendig und ein Weiterbetrieb mit hohen Kosten verbunden ist. Die Aufgabe der Wasserhaltungen ist allerdings nur mit Genehmigung der Bergbehörde zulässig. In dem dafür erforderlichen Genehmigungsverfahren werden denkbare Auswirkungen der Stilllegung sowie der Flutung der Lagerstätte untersucht um Gefahren für die Umwelt und die Tagesoberfläche auszuschließen bzw. zu minimieren. Es hat sich in der Vergangenheit gezeigt, dass dieses Genehmigungsverfahren, das mit umfangreichen gutachterlichen Untersuchungen begleitet wird, mehrere Jahre dauern kann. Aus diesem Grund kann es sinnvoll sein, nach Beendigung des Bergbaus nur Teilbereiche einer Lagerstätte zu fluten, sofern dies technisch möglich ist. Dies ist im Saarland nur selten der Fall, da alle früheren Abbaubereiche in unterschiedlichen Niveaus miteinander durch ehemalige Abbauflächen oder bergmännische Hohlräume verbunden sind, die Wasserwege also noch vorhanden sind. Abbildung 8 stellt schematisch die wesentlichen Grubenwasserprovinzen sowie ihre jeweils tiefste Verbindung in einer Schnittdarstellung dar.

Eine besondere Situation liegt zwischen den Grubenwasserprovinzen Luisenthal und Warndt (an die Provinz Warndt schließen sich die französischen Grubenwasserprovinzen an) vor. Hier gibt es tatsächlich nur eine einzige Verbindung zwischen den beiden genannten Bereichen im Niveau –850mNN, also etwa 1.100m unter der Tagesoberfläche. Als im Jahr 2004 das letzte

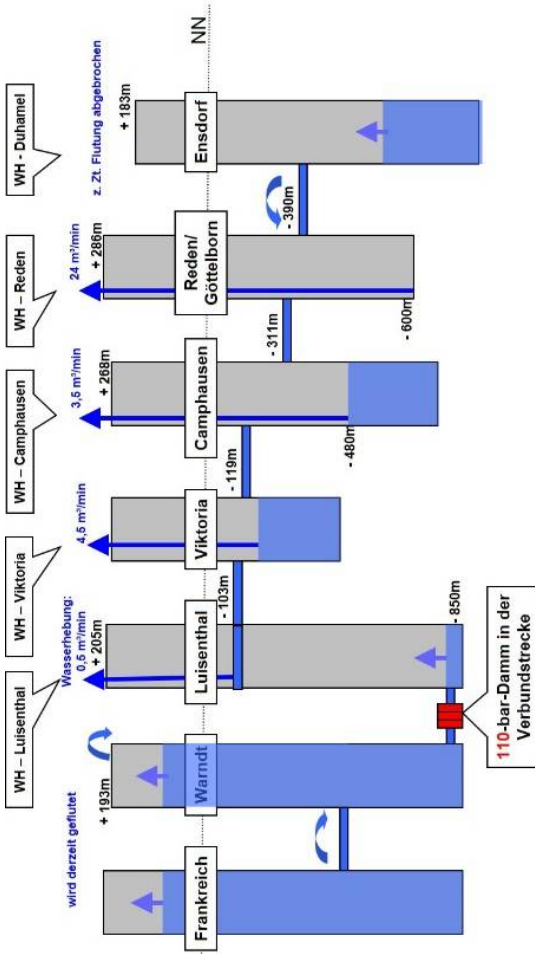


Abb. 8: Schematische Schnittdarstellung der Grubenwasserprovinzen im Saarland (STEAG 2020)

französische Bergwerk geschlossen wurde, war zwar für die Bereiche Warndt und Luisenthal ebenfalls schon der Stilllegungsbeschluss gefasst worden, doch gab es weiter entfernt immer noch aktive Bergwerke im Saarland und ein Ende der Aktivitäten war noch nicht in Sicht. Daher lag es nahe, in dieser Verbindungsstrecke, die zum damaligen Zeitpunkt noch zugänglich war, einen Druckdamm zu errichten um die zu flutenden Lagerstättenteile im Warndt und auf französischer Seite von der übrigen saarländischen Lagerstätte hydraulisch zu trennen. Da dieses Bauwerk im Saarland (und darüber hinaus) einzigartig ist, soll darauf im Folgenden näher eingegangen werden.

Die Verbindungsstrecke zwischen den ehemaligen Bergwerken Warndt und Luisenthal wurde in den Jahren 1993 bis 1995 maschinell mit einer Vollschnitt-Tunnelbohrmaschine in einem Durchmesser von 6 m aufgeföhren. Obwohl dieser Durchmesser relativ groß ist, wird das Gebirge durch diese Technologie relativ gering beansprucht. Außerdem hat der Grubenbau einen kreisrunden Querschnitt und ist daher auch gebirgsmechanisch günstig. Befahrungen und Beobachtungen am Ausbau zeigten darüber hinaus, dass die Ausbaubeanspruchung in der Vergangenheit eher gering war. Im Bereich dieser Verbindungsstrecke gab es zudem keine ehemaligen Abbaubereiche (Abb. 9) und sie führt zu einem großen Teil durch festes Gestein; allerdings waren in relativ geringer Entfernung im Liegenden und Hangenden geringmächtige Kohleschichten vorhanden. Obwohl die Strecke mächtige tektonische Bereiche, in denen die Gesteinsschichten gestört sind, durchörtert hatte, war im Nahbereich der vorgesehenen Dammbaustelle kaum tektonischer Einfluss festzustellen. Mit der Klärung der grundsätzlichen Auslegung des Bauwerkes, den statischen Sicherheitsnachweisen, der Abschätzung der Umströmung, der Planung und der Baubegleitung wurde von der RAG die MONTEC GmbH/Duisburg beauftragt. Hauptverantwortlicher für die Planung damals war Herr Professor *Peter Knoll*. Wegen der großen sicherheitstechnischen Bedeutung des Bauwerkes wurde außerdem die TU Bergakademie Freiberg, Institut für Bergbau und Spezialiiefbau (Herr Prof. *Kudla* und Herr Ing. *S. Kempe*), zusätzlich mit der unabhängigen Kontrolle und Bewertung der Realisierbarkeit, mit einem unabhängigen Standsicherheitsnachweis sowie mit der Beratung zu Spezialfragen der Bauausführung und der Qualitätskontrolle vom Auftraggeber einbezogen.

Die Kriterien für die Auswahl der Dammgeometrie waren ein möglichst geringer Eingriff in den Gebirgsverband und damit eine möglichst geringe Querschnittsfläche. Weiterhin war eine große Neigung der Dammaußenflächen notwendig, um das ungünstige flache Schichteinfallen und das Vorhan-

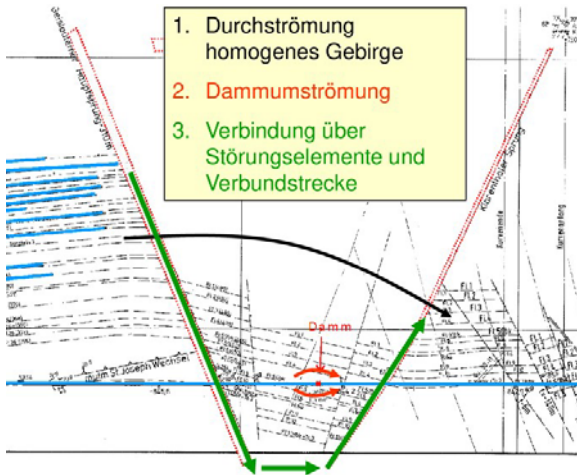


Abb. 9: Lage des Hochdruckdammes in einer Schnittdarstellung (Knoll et al. 2007)

densein von Kohlelagen zu berücksichtigen. Da sich die beiden vorgenannten Kriterien gegenseitig beeinträchtigen, wurde sich – an Stelle eines üblicherweise angewendeten einfachen kegelstumpfförmigen Dammkörpers – für einen zweifach verzahnten doppelt kegelstumpfförmigen Dammkörper entschieden. Außerdem wurden sowohl wasser- als auch luftseitig zylindrische Vordämme geplant. Der luftseitige Vordamm stabilisiert das Gebirgs-widerlager des Hauptdammes und hält sowohl den Spannungsgradienten als auch den hohen Porendruckgradienten vom Dammkörper fern. Der wasser-seitige Vordamm dient einerseits als Gasschutzdamm nach unterbrochener Bewetterung der Dammbaustelle sowie andererseits als Stabilisierung des eigentlichen Dammkörpers und des umgebenden Gebirges. Das Gesamtbauwerk hatte eine Länge von insgesamt 25 m. Im Rahmen der Planung wurde zunächst mit einem rotationssymmetrischen numerischen Berechnungsmodell (FLAC 2D) ein erster Sicherheitsnachweis mit Nachweis der Funktions-tüchtigkeit durchgeführt. Anschließend überprüfte das Institut für Bergbau und Spezialtiefbau der TU Bergakademie Freiberg in einer unabhängigen 3D-Modellierung mit dem Finite-Elemente Programm ABAQUS die bishe-rigen Ergebnisse. Zusammenfassend ergab sich für den Auftraggeber ein vertretbares Risiko hinsichtlich der Beherrschbarkeit der Dammumströmung durch das fernere Gebirge; die nahe Dammumströmung ist – selbst bei An-

nahme konservativer Werte für die Gebirgs- und Dammdurchlässigkeiten – sehr gering.

Die Bauausführung wurde der Schachtbau Nordhausen GmbH übertragen. Wichtig war dabei die Sicherung einer hohen Qualität der Bauausführung und der Vergütung des unmittelbar umgebenden Gebirges (Abb. 10). Der Gebirgsausbruch für den Einbau der Damm-Bestandteile erfolgte z. B. schonend mit einer Kopffräse (und nicht per Sprengarbeit). Begleitend erfolgte die Sicherung des Gebirges durch Ankerung, Sicherung der freigelegten Kontur durch Spritzbeton und zusätzliche Gebirgsinjektionen und es wurden kontinuierlich Deformationsüberwachungen durchgeführt. Der Einbau der einzelnen Dammabschnitte erfolgte erst nach Durchführung der Gebirgsinjektionen und Kontrolle des Injektionserfolges. Abschließend wurde auch der Ringspalt zwischen dem Betonkörper des Dammes und dem Spritzbeton des vorläufigen Gebirgsausbaus verpresst. Die Bauarbeiten selber dauerten etwa 6,5 Monate, die Arbeiten inklusive Planung und Vorbereitung insgesamt 16 Monate und wurden planmäßig im 2. Halbjahr 2006 abgeschlossen. Zu diesem Zeitpunkt war der Anstieg des Grubenwassers in tieferen Niveaus auf der französischen Seite der Lagerstätte bereits irreversibel im Gange. Bis heute ist der Hochdruckdamm weitgehend dicht. Die Druckseite ist bisher etwa 990 m geflutet worden, die Luftseite etwa 70 m, so dass der Damm derzeit unter einem Druck von rund 92 bar steht. Auch weiterhin kann dadurch das Grubengas sicher aus dem Luisenthaler Teil der saarländischen Steinkohlelagerstätte gewonnen und verwertet werden.

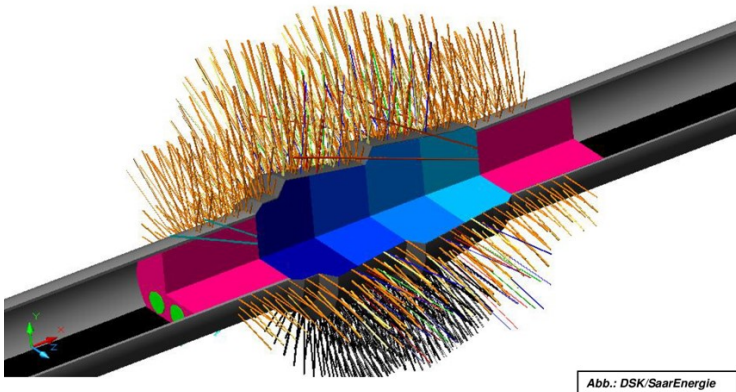


Abb.: DSK/SaarEnergie

Abb. 10: Komplette Schnittdarstellung des Dammbauwerkes

(Knoll et al. 2007)

4. Die Grubengasverwertung

Die Grubengasgewinnungsanlagen im Saarland sind (mit einer Ausnahme) alle an ein ebenfalls von der SGG betriebenes Leitungssystem angeschlossen (Abb. 11), das eine Gesamtlänge von etwa 100 km aufweist und mit einem Druck von 4 bis 8 bar betrieben wird. Über dieses Leitungssystem wird das Grubengas zu den Abnehmern des Gases transportiert. Die Steuerung aller GGA und des Leitungssystems erfolgt durch eine zentrale Gasleitwarte in Saarbrücken, die einzelnen Anlagen werden automatisch gefahren. Das Personal des Grubengasbetriebs der STEAG (insgesamt etwa 30 Mitarbeiter) ist für die regelmäßige Wartung und – bei Bedarf – für die Reparatur der technischen Einrichtungen verantwortlich.

Die Kundenstruktur für das Grubengas hat sich im Laufe der Zeit stark verändert. Vor Inkrafttreten des EEG, das auch bei der Nutzung des Grubengases in Deutschland eine Wende hin zur Verstromung bewirkt hat, wurde das Gas vor allem zur Erzeugung von Wärme entweder bei der Stahlindustrie oder für Nah- und Fernwärmenetze eingesetzt. Selbst noch 2008, also einige Jahre nach Inkrafttreten des EEG, wurden fast 15 % der produzierten Grubengasmenge im Saarland an Werke der Stahlindustrie und an industrielle Kleinabnehmer geliefert. Die Fixierung des EEG auf die Unterstützung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und die Aufnahme des Grubengases in das EEG sorgte nach 2000 dafür, dass das Grubengas vorwiegend in Stromerzeugungsanlagen (Gasmotoren und Gasturbinen) eingesetzt wurde. Im Saarland erlaubte das Gasleitungssystem allerdings, dass diese Verwertungsanlagen an Orten errichtet werden konnten, an denen auch die Abwärme der Motoren und Turbinen einer sinnvollen Verwendung in Nah- und Fernwärmenetzen zugeführt werden kann. Diese Anlagen besitzen unterschiedliche Leistungen. Eine kleinere Anlage mit Kraftwärmekopplung (KWK) ist beispielsweise das Blockheizkraftwerk (BHKW) Velsen aus dem Jahr 2003. Hier ist ein Gasmotor der Fa. Deutz/MWM mit einer elektrischen Leistung von 1.950 kW und einer thermischen Leistung von 2.000 kW in einem Container installiert.

Die größte Anlage im Saarland ist die Gasmotorenanlage am Standort Fenne, an dem 14 Gasmotoren der Fa. Jenbacher mit jeweils einer elektrischen und thermischen Gesamtleistung von 42.720 kW installiert sind. Diese Anlage wurde in den Jahren 2002 und 2004 errichtet. In der Vergangenheit konnten hiermit jährlich rund 300 Mio. kWh Strom und 260 Mio. kWh Wärme erzeugt werden. Inzwischen sind allerdings die Gasmengen lagerstättenbedingt zurück gegangen, so dass diese Anlage nicht mehr vollständig mit Grubengas versorgt werden kann.

Insgesamt konnten im Jahr 2019 über 85 % der erzeugten Grubengasenergiemenge in derartigen Blockheizkraftwerken genutzt werden (Abb. 12). In diesem Jahr wurden rund 173 Mio. m³ Rohgas mit einer mittleren Qualität von 38,4 % Methan gefördert. Abzüglich der Mengen, die an Dritte verkauft wurden, konnten damit die Anlagen der STEAG New Energies-Tochtergesellschaften etwa 263 Mio. MWh Strom erzeugen (diese Menge entspricht dem Strombedarf von rund 75.000 Haushalten) sowie 208 Mio. MWh Wärme (entsprechend einem Wärmebedarf von 10.500 Haushalten).

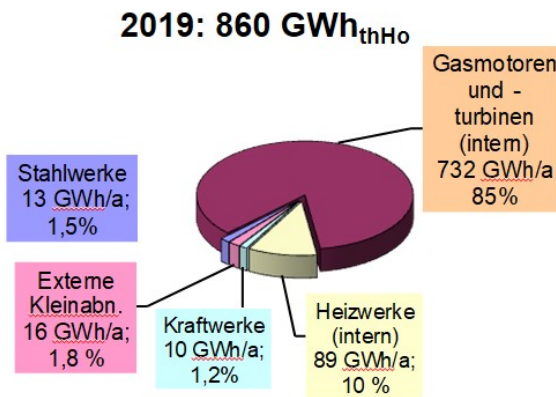


Abb. 12: Kundenstruktur für Grubengaslieferungen im Saarland 2019 (STEAG 2020)

5. Umweltrelevanz und Zukunft der Grubengasproduktion

Die Produktion an Grubengas sowohl in Nordrhein-Westfalen als auch im Saarland geht aufgrund der Abnahme der geologischen Ressourcen langsam zurück. In den nicht abgebauten Teilen der Bauflöze und in den Begleitflözen im Hangenden und Liegenden sowie in den die Flöze begleitenden Gesteinsschichten stehen noch große Mengen von Grubengas an. Ein Gutachten der Deutschen Montantechnologie GmbH (DMT) aus dem Jahr 2018 (Meiners et al. 2018) geht davon aus, dass in den ehemaligen Abbaubereichen der deutschen Steinkohlelagerstätten noch ein Methanrestgasvolumen in Höhe von 234 Mrd.m³ vorhanden ist, davon allein im Saarland mindestens 20 Mrd.m³. Auch der Weltklimarat (IPCC 2006) geht davon aus, dass nach Stilllegung eines Bergwerks das in der Lagerstätte noch vorhandene

Restgas über viele Jahre lang freigesetzt wird, wenn auch in stark abnehmenden Mengen. In Abbildung 13 werden die in den IPCC Guidelines 2006 vorgeschlagenen Formeln zur Mengenberechnung angegeben sowie die Abklingkurve der austretenden Gasmengen dargestellt. Es wird deutlich, dass die Lagerstätte selbst 50 Jahre nach Stilllegung eines Bergwerks noch rund 10 % der Gasmenge abgibt, die das Bergwerk im letzten Jahr seiner Aktivitäten freigesetzt hat, inklusive der über die Bewetterung direkt in die Atmosphäre abgeleiteten Gasmengen!

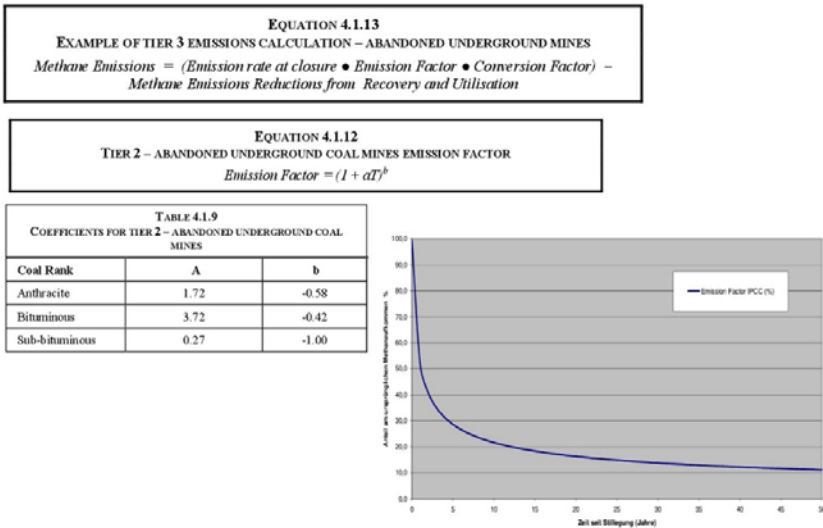


Abb. 13: Berechnungsvorgaben des Weltklimarates (IPCC) zur Abschätzung der Grubengasemissionen aus stillgelegten Steinkohlebergwerken

(Kaltwang et al. 2010)

Deshalb ist es wichtig, die bei Stilllegung eines Bergwerkes vorhandenen Absaugsysteme auch danach solange wie möglich weiter zu betreiben und nach Möglichkeit Bergwerksbereiche, die nicht mehr über ein vorhandenes System unter Unterdruck gehalten können, zusätzlich z. B. mit Bohrungen zu erschließen. Die Nutzung des Grubengases ist dadurch ein wesentlicher Bestandteil zum Schutz der Umwelt. Obwohl – wie bereits beschrieben – Grubengas natürlich keine erneuerbare Energie wie Sonne, Wind usw. ist, wurde deshalb bei der Schaffung des EEG im Jahr 2000 die Nutzung des Grubengases aus Umweltgründen mit als unterstützungswürdig aufgenom-

men (Methan als Hauptbestandteil des Grubengases hat ein 25-fach stärkeres Treibhausgaspotential als Kohlendioxid). Dieser Schritt hatte damals zur Folge, dass in Deutschland die Nutzung des Grubengases in Stromerzeugungsanlagen intensiviert wurde. Das bereits erwähnte Gutachten der DMT aus dem Jahr 2018 stellt fest, dass die Intensivierung der Grubengasverwertung durch das EEG einen starken Rückgang der Methanemission in die Atmosphäre zur Folge hatte (Meiners et al. 2018). So konnten von 2000 bis 2016 etwa 100 Mio. t CO₂-Äquivalente (rund 5,9 Mio. t/Jahr) vermieden werden (Abb. 14). Gelangten im Jahr 2002 noch rund 300 Mio. m³ Methan (5,4 Mio. t CO₂-Äquivalente) in die Atmosphäre, lag dieser Wert im Jahr 2016 nur noch bei rund 7 Mio. m³ (0,125 Mio. t CO₂-Äquivalente). 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 %. Dies stellt einen internationalen Spitzenwert bei der Verwertung von Grubengas aus Steinkohlengruben dar.

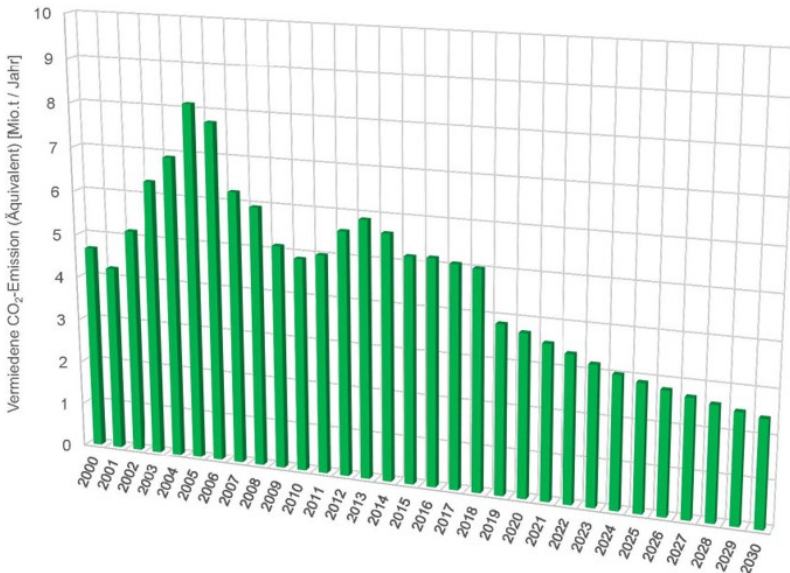


Abb. 14: Vermiedene CO₂-Emissionen aus deutschen Steinkohlerevieren aufgrund der Grubengasverwertung

(Meiners et al. 2018)

Inzwischen zeigt sich allerdings, dass die Aufnahme des Energieträgers Grubengas in das EEG auch zu einem Problem führt. Im EEG wird die zugesagte Einspeisevergütung für den erzeugten Strom auf einen Zeitraum von 20 Jahren beschränkt. Die überwiegende Anzahl der Grubengasverwertungsanlagen gingen im Zeitraum von 2000 bis 2004 in Betrieb. Durch den im EEG festgeschriebenen Bestandsschutz von 20 Jahren würde damit die zugesicherte Vergütung für diese Anlagen im Zeitraum von 2020 bis 2024 auslaufen. Vor dem Hintergrund der seither stark gestiegenen Betriebskosten (z. B. aufgrund schlechter werdender Grubengasqualitäten), der niedrigen Marktpreise für Strom, usw. ist aus heutiger Sicht aber ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb ohne zusätzliche Anreize z. B. im Rahmen eines modifizierten EEG bzw. einer Verlängerung des Bestandsschutzes nicht möglich. Es besteht also das Risiko, dass Anlagen stillgelegt werden müssen. Eine Stilllegung von Grubengasverwertungsanlagen würde diffuse Gasaustritte an der Tagesoberfläche erhöhen und hätte damit negative Auswirkungen auf das Klima. Abbildung 15, die ebenfalls dem Gutachten der DMT entnommen wurde, stellt die sich daraus ergebenden Auswirkungen dar: Die Prognosen

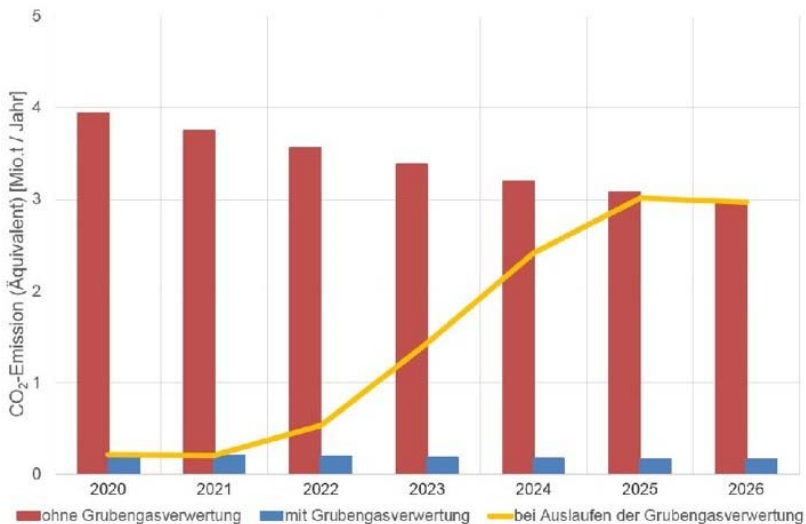


Abb. 15: Entwicklung der jährlichen CO₂-Emissionen deutscher Steinkohlereviere bei Auslaufen der Grubengasverwertung

(Meiners et al. 2018)

für den Zeitraum von 2017 bis 2024 weisen für Deutschland insgesamt durch einen langfristigen Weiterbetrieb der Grubengasverwertungsanlagen eine Vermeidung von CO₂-Äquivalenten von rund 30 Mio. t (ca. 3,8 Mio. t/Jahr) aus und für den Zeitraum von 2025 bis 2030 eine Vermeidung von rund 16 Mio. t (ca. 2,7 Mio. t/Jahr), Mengen, die ansonsten den CO₂-Ausstoß der Bundesrepublik entsprechend erhöhen würden und z. B. in den Projektionsberichten berücksichtigt werden müssten. Vergleicht man diese Zahlen mit der im Projektionsbericht 2019 der Bundesrepublik genannten Gesamtemission aller Sektoren zusammen genommen in Höhe von etwa 909 Mio. t CO₂-Äquivalenten (Emele et al. 2019), so wäre die Auswirkung einer Stilllegung der Grubengasverwertung sicher nicht vernachlässigbar.

Ein Ausblick auf die Zukunft der Grubengasproduktion in Deutschland und im Saarland ist nicht nur deshalb mit großen Unsicherheiten behaftet. So hatte beispielsweise im Jahr 2011 die saarländische Landesregierung, angeregt durch die von der Katastrophe in Fukushima in Deutschland ausgelöste Energiewende „weg von der Atomkraft“, einen Masterplan „Energie“ verabschiedet, der u. a. die dauerhafte Absicherung der Kompetenzen, der Wertschöpfung und der Beschäftigung in der Energiewirtschaft des Saarlandes vorsah, die Modernisierung des regionalen Kraftwerksparks und die Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien am regionalen Stromverbrauch auf 20 % bis zum Jahr 2020 (Körbel 2018). Im Jahr 2016 war die Stromerzeugung im Saarland immer noch sehr Steinkohle-lastig, obwohl der Anteil der erneuerbaren Energien bereits auf 15,6 % gestiegen war. Dies änderte sich in den Folgejahren allerdings sehr schnell. Heute sind die meisten Steinkohlekraftwerke im Saarland bereits endgültig oder vorübergehend stillgelegt und dienen lediglich noch als wichtiges Instrument zur Sicherung der Stromnetzstabilität. Die aktuellen Beschlüsse zur Stilllegung der Kohle-Kraftwerke werden diesen Prozess voraussichtlich noch beschleunigen.

Auch die Nutzung des Grubengases ist nur eine vorübergehende Episode, deren Dauer abhängt von den Planungen zur Flutung der Lagerstätte und den gesetzlichen Rahmenbedingungen zur Nutzung der konventionellen Energie „Grubengas“. Beides ist aus heutiger Sicht (noch) nicht sicher einzuschätzen. Aber selbst, wenn die Bergwerke geflutet worden sind, darf nicht vergessen werden, dass immer noch riesige Gasreserven in den Karbonlagerstätten vorhanden sind. Vielleicht gelingt es zukünftigen Generationen, diese Energie umweltschonend zu nutzen.

Literatur

- ALWIS (2011): Unterrichtsmaterialien, Reihe: Wirtschaftswissen, Hrg. Arbeitsleben Wirtschaft Schule e.V., 3. Auflage, Saarbrücken
- Emele, L.; Harthan R. O.; Moosmann, L. (2019): Projektionsbericht 2019 für Deutschland, Zusammenfassung in der Struktur des Klimaschutzplans Teilbericht des Projektes „THG-Projektion: Weiterentwicklung der Methoden und Umsetzung der EU-Effort Sharing Decision im Projektionsbericht 2019 („Politiksznarien IX“), im Auftrag des Umweltbundesamtes, Forschungskennzahl 3718 41 002 0, FB000160/ZW
- IPCC (2006): Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Volume 2: Energy, Chapter 4: Fugitive Emissions
- Kaltwang H.-J. et al. (2010): Machbarkeitsstudie zur langfristigen Grubengasproduktion nach Beendigung des Steinkohlebergbaus im Saarland, unveröffentlichte interne Studie der STEAG New Energies GmbH
- Knoll, P.; Dolle, P.; Kempe, S.; Kudla, W. (2007): Modellierung und Ausführung des Dammbauwerkes in der Verbindungsstrecke der Grube Warndt/Luisenthal der DSK-Saar, Berg- und Hüttenmännischer Tag der TU Bergakademie Freiberg 2007
- Körbel, M. (2018): Strukturwandel im saarländischen Steinkohlenbergbau, Vortrag beim Rotary Club Saarbrücken-Schloss
- Meiners, H.; Opahle, M.; Kerber, V. (2018): Gutachterliche Stellungnahme Verwerten von Grubengas als Beitrag zur Emissionsvermeidung und zur Gefahrenabwehr, DMT GmbH & Co. KG
- STEAG (2020): New Energies GmbH, interne unveröffentlichte Präsentation