



**Gutachten für den
Landtag Nordrhein-Westfalen
Enquetekommission II
zur Zukunft der chemischen Industrie in Nordrhein-Westfalen im Hinblick auf
nachhaltige Rohstoffbasen, Produkte und Produktionsverfahren**

„Stoffliche Nutzung von Braunkohle“

Erstellt durch

Prof. Dr.-Ing. B. Meyer

Mitautoren

Dr. J. Appelt; Dr. F. Baitalow; K. Boblenz; Dr. H. Gutte; F. Keller; Dr. S. Krzack;
A. Laugwitz; Dr. R. Pardemann; Dr. L. Schiffer; S. Thiel; Ch. Wolfersdorf

Technische Universität Bergakademie Freiberg, Institut für Energieverfahrenstechnik und
Chemieingenieurwesen, Professur für Energieverfahrenstechnik und thermische Rück-
standsbehandlung

Inhalt

1	Bewertungsrahmen	5
1.1	Chemische und Petrochemische Kohlenutzung	5
1.2	Übersicht betrachteter Technologien	14
1.3	Quellen zum Kapitel 1	21
2	Primärenergieverbrauch und Rohstoffbasis der chemischen Industrie	23
2.1	Fossile Energieträger und deren weltweiter Einsatz für die Chemieindustrie	23
2.1.1	Weltweite Kohlenutzung	24
2.1.2	Weltweite Erdgasnutzung	26
2.1.3	Weltweite Erdölnutzung	27
2.1.4	Potenzial zur Integration erneuerbarer Energieträger in die Chemie- und Kraftstoffwirtschaft	28
2.2	Wirtschaftliche und infrastrukturelle Rahmenbedingungen	34
2.2.1	Produktspektrum und Energieträgereinsatz der deutschen chemischen Industrie	34
2.2.2	Infrastrukturelle Voraussetzungen in Deutschland und NRW	36
2.2.3	Bedeutung der Braunkohleindustrie für NRW	39
2.3	Quellen zum Kapitel 2	41
3	Stand der Technik und Perspektiven der stofflichen Kohlenutzung	42
3.1	Direkte Kohleverflüssigung	42
3.2	Indirekte Kohleverflüssigung – Synthesegasbasierte Kohlenutzung	44
3.2.1	Coal-to-Liquids und Coal-to-Chemicals	44
3.2.2	Stand-alone Polygeneration	53
3.2.3	Annex-Polygeneration zur Nutzung vorhandener Infrastruktur	56
3.2.4	Weltweiter Stand der synthesesgasbasierten Kohlenutzung	59

Inhaltsverzeichnis

3.3	Sonderformen der stofflichen Kohlenutzung	61
3.3.1	Stoffgeführte Kohleveredlung – ibi-Prozesskette	61
3.3.2	Alternative Kohlenstoffnutzung	64
3.4	Technische Aspekte der Integration erneuerbarer Energieträger in Routen zur stofflichen Kohlenutzung	66
3.4.1	Technische Aspekte und CO ₂ -Emissionen der Co-Nutzung von Biomasse bzw. Sekundärrohstoffen	66
3.4.2	Technische Aspekte der Einkopplung erneuerbaren Überschussstroms mittels klassischer Wasserelektrolyse	69
3.5	Alternative Verfahren zur direkten Nutzung erneuerbaren Stroms.....	74
3.5.1	Klassisches Carbid-Verfahren	74
3.5.2	Elektrothermochemie.....	76
3.6	Energiebilanz und CO ₂ -Minderungspotenzial	79
3.7	Quellen zum Kapitel 3.....	81
4	Anforderungen an die Forschung und Entwicklung.....	84
4.1	Weiterentwicklung und Kommerzialisierung synthesebasisierter stofflicher Kohlenutzung.....	84
4.1.1	Technologieentwicklung	84
4.1.2	Standortbezogene Konzeptstudien.....	87
4.1.3	Zeithorizont zur Einführung.....	88
4.2	Perspektiven für Braunkohlenkoks.....	89
4.3	Forschungspolitische Anforderungen.....	91
4.3.1	Nationale und internationale FuE-Zentren zur stofflichen Kohlenutzung	91
4.3.2	Handlungsempfehlungen für eine zukunftsfähige Forschungs- und Wissenschaftspolitik in NRW	94
4.4	Quellen zum Kapitel 4.....	96

Inhaltsverzeichnis

5	Sonstige Handlungsfelder und Steuerungsinstrumente zur Forcierung der stofflichen Kohlenutzung	97
5.1	Strategische Rohstoff- und Infrastrukturplanung.....	97
5.2	Akzeptanzpolitik.....	99
5.3	EU ETS-konforme Einordnung der stofflichen Kohlenutzung	102
5.4	Quellen zum Kapitel 5.....	105
6	Zusammenfassung.....	106

1 Bewertungsrahmen

1.1 Chemische und Petrochemische Kohlenutzung

Braunkohle ist Energie- und Kohlenstoffträger. Die deutsche Braunkohle hat grundlegende Bedeutung für die thermische Nutzung zur Stromerzeugung und ein hohes Potenzial als Rohstoff für die organische- und Petrochemie, sowie die Kraftstoffproduktion. Mit ihr können Erdöl und Erdgas mittel- und langfristig als Kohlenstoffträger und Ausgangsstoff für die organische Chemie, Petrochemie und Kraftstoffproduktion ergänzt bzw. teilweise abgelöst werden.

Die chemische Industrie bildet die Grundlage für Wertschöpfungsprozesse in nahezu allen Bereichen der verarbeitenden Industrie und ist zugleich ein rohstoff- und energieintensiver Industriezweig. Die Sicherung der dafür erforderlichen Rohstoffbasis zu wettbewerbsfähigen Preisen ist von essenzieller Bedeutung. Das betrifft insbesondere die Versorgung mit Kohlenstoffträgern als Ausgangsrohstoff für die organische Chemie und Petrochemie.

Kohle stofflich zu nutzen, ist nicht neu. Vor dem Hintergrund der deutlich kürzeren Reichweiten von Erdöl und -gas, der begrenzten Verfügbarkeit von nachwachsenden Rohstoffen, steigender Rohstoffpreise und der Importabhängigkeiten hat die stoffliche Nutzung von Kohle durchaus das Potenzial, eine tragende Säule im Rohstoffmix zu werden.

So heißt es beispielsweise in der Hightech-Strategie 2020 der Bundesregierung: „Kohlechemie als Brückentechnologie: Bis zur Substitution des Erdöls durch nachwachsende Rohstoffe sind innovative Verfahren für eine ökologisch verträgliche Nutzung heimischer Kohlevorkommen als Grundstoff für die chemische Industrie voranzutreiben.“ [01-01]. Auch die Rohstoffstrategie der Bundesregierung spricht von „einem schonenden Umgang mit fossilen Ressourcen (Stichwort: ‚Weg vom Öl‘)“ und der „Erweiterung der Rohstoffbasis“ durch die Nutzung anderer fossiler Energierohstoffe für chemische Prozesse und die stoffliche Nutzung von CO₂ [01-02]. Darüber hinaus wird im 6. Energieforschungsprogramm die Verwendung der Braunkohle als Chemierohstoff als ein Forschungsschwerpunkt definiert [01-03].

Rohstoffmix

Mit Braunkohle im Rohstoffmix kann die einseitige, hohe Abhängigkeit der organischen Chemie, Petrochemie und Kraftstoffproduktion von Öl- und Gasimporten verringert werden.

Die organische Chemie basiert auf fossilen und nachwachsenden Kohlenstoffträgern. 2011 wurden insgesamt 21,5 Mio. t eingesetzt. Fossile Rohstoffe bilden derzeit mit rd. 18,9 Mio. t das Rückgrat der organischen Basischemie. Der gesamte Erdölverbrauch Deutschlands lag 2013 bei rd. 105 Mio. t [01-04]. Davon werden 59 % zur Herstellung von Kraftstoffen genutzt und 26 % gehen in die energetische Nutzung. Die verbleibenden 15 % gehen in die stoffliche Nutzung der chemischen Industrie [01-05]. Mit 15,2 Mio. t dominieren mit Abstand Erdölderivate, gefolgt von Erdgas mit 3,2 Mio. t und Kohle mit 0,4 Mio. t. Die Menge eingesetzter nachwachsende Rohstoffe liegt bei rd. 2,7 Mio. t [01-05].

Zitat: „Von den erzeugten Ölfertigprodukten wurden im Jahr 2007 wiederum 3,8 % unmittelbar von der Industrie als Energieträger verbraucht, 53,7 % beanspruchte der gesamte Verkehrssektor wie Straßenverkehr (Individualverkehr, Personen- und Frachttransport), Luftverkehr (Kerosin) und Binnenschifffahrt, 12 % nahm die Heizenergie für Endverbraucher in Anspruch, 4,9 % diejenige von Wirtschaftsunternehmen und öffentlichen Einrichtungen. 1,7 % benötigten Land- und Forstwirtschaft, 23,9 % schließlich gingen als Ausgangsstoffe in die chemische Weiterverarbeitung etwa zu Düngemitteln, Herbiziden, Schmierstoffen, zu Kunststoffen (z. B. Spritzgussprodukte, Gummiartikel, Schaumstoffe, Textilfasern), zu Farben, Lacken, Kosmetika, zu Lebensmittelzusatzstoffen, Medikamenten u. Ä.“ [01-06]

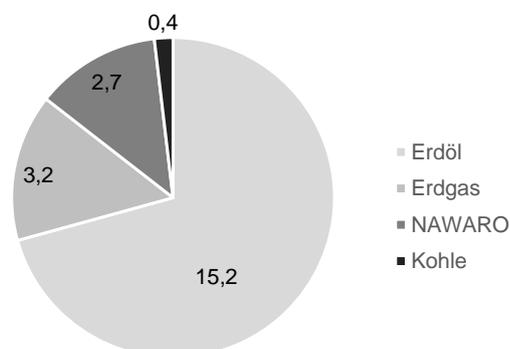


Abb. 1.1 Rohstoffmix der organischen Chemie und Petrochemie in Deutschland im Jahr 2011 [01-05]

Es ist davon auszugehen, dass Erdöl mittelfristig die bedeutsamste Kohlenstoffquelle für die chemische Industrie bleiben wird. Gleichzeitig wird erwartet, dass Erdöl der einzige fossile Kohlenstoffträger ist, bei dem die wachsende Nachfrage perspektivisch an Grenzen stößt [01-07].

Die Rohstoffbasis kann und muss daher erweitert bzw. substituiert werden. Fest steht, dass Braunkohle langfristig die einzige ausreichend verfügbare einheimische Kohlenstoffquelle ist. Fest steht auch, dass einheimische Biomasse dem quantitativen Substitutionsbedarf in keiner Weise gerecht werden kann, selbst wenn Nutzungskonkurrenzen außer Acht gelassen werden. Hinzu kommt, dass das Biomasseaufkommen im Umfeld der Chemiestandorte außerordentlich begrenzt ist.

Die Braunkohle als (alte) neue Rohstoffbasis für die organische Chemie, die Petrochemie und Kraftstoffproduktion eröffnet Chancen, die einseitige Abhängigkeit von Öl- und Gasimporten zu überwinden. Dabei ist die deutsche Braunkohle im Vergleich zu Erdöl und Erdgas wesentlich kostengünstiger. Außerdem haben synthetische Kraftstoffe teilweise vorteilhafte Eigenschaften im Vergleich zu mineralischen. So sind sie z. B. ärmer an Schwefel und verbrennen rußärmer. Hinzu kommt, dass sich manche Spezialprodukte (z. B. Spezialwachse) nur aus Kohlen gewinnen lassen.

Reserven und Reichweiten

Braunkohle ist der einzige fossile Energie- und Kohlenstoffträger, der in Deutschland auf lange Sicht verfügbar ist.

Die statische Reichweite wird durch das Verhältnis von gegenwärtig bekannten und wirtschaftlich gewinnbaren Vorräten (Reserven) und dem aktuellen Jahresverbrauch (hier bezogen auf Energieverbrauch Ende 2012) bestimmt. Sie hat damit nur den Charakter einer Momentaufnahme. Von der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) wird weltweit für Braunkohle eine Reichweite von 348 Jahren, für Erdgas von 58 Jahren und für Erdöl von 41 Jahren prognostiziert. Bei allen Unsicherheiten dieser Zukunftsprojektionen gilt als sicher, dass Erdöl der einzige nicht erneuerbare Energierohstoff ist, bei dem in den kommenden Jahrzehnten eine steigende Nachfrage nicht mehr gedeckt werden kann [01-08][01-09][01-10].

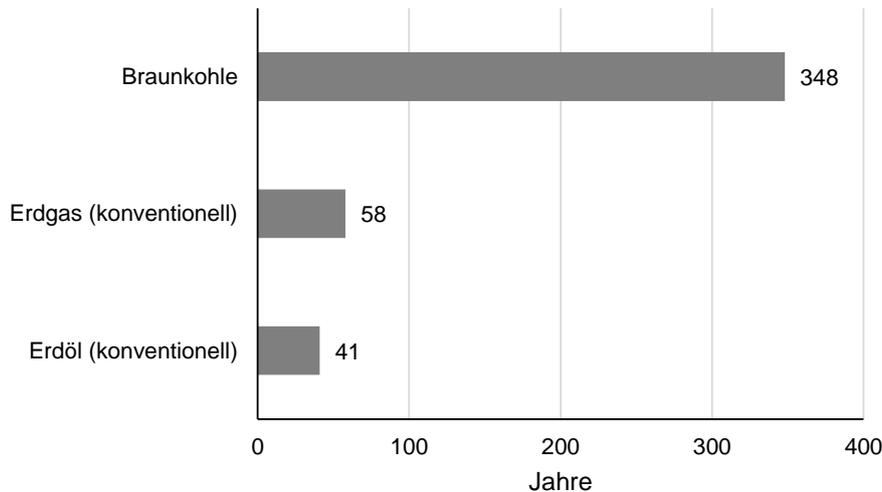


Abb. 1.2 Reichweite der statischen Reserven in Jahren (weltweit) [01-06]

Auch auf Deutschland bezogen verfügt die Braunkohle über die längsten Reichweiten fossiler Kohlenstoffträger. Die Reichweite der Ende 2009 genehmigten Abbaugelände in Deutschland beläuft sich auf 31 Jahre, was etwa einem Generationenabstand entspricht. Die Reichweite der wirtschaftlich abbaubaren Reserven beträgt demgegenüber noch 232 Jahre oder etwa acht Generationen. Für die statische Reichweite (Summe von Reserven und Ressourcen) werden derzeit rd. 454 Jahre, d. h. rd. 15 Generationen, angenommen. In Deutschland wird die Reichweite der Braunkohle damit in erster Linie durch die aktuelle Genehmigungspraxis für die Tagebaue und nicht durch die Reichweite der Reserven und Ressourcen limitiert [01-11]. Braunkohle ist der einzige einheimische Kohlenstoffträger, der langfristig einen wesentlichen Beitrag zur Verringerung der Importabhängigkeit leisten kann.

Importabhängigkeit der Rohstoffbasis der organischen Chemie und Petrochemie

Die organische- und petrochemische Industrie ist eine sehr rohstoffintensive Branche und in Deutschland zu rd. 90 % von Importen abhängig.

Die Importabhängigkeit des auch mengenmäßig dominierenden Rohstoffs Erdöl ist mit 98 % (36 % aus Russland) besonders hoch. Für die deutsche organische- und petrochemische Industrie ist das ein gravierender Nachteil, da Deutschland praktisch nicht über eigenes Erdöl verfügt. Die sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven Deutschlands „gehen auf Null“. Sie betragen Ende 2012 nur noch etwa 32,5 Mio. t, entsprechend weniger als einem Drittel des Jahresverbrauchs. [01-08]

Die Versorgung mit Erdgas ist zu 87 % von Importen abhängig (35 % aus Russland).

Nachwachsende Rohstoffe werden im Allgemeinen als einheimisch verfügbare Rohstoffquelle angesehen. Aufgrund dessen, dass weder die erforderlichen Mengen noch die entsprechenden Qualitäten bereitgestellt werden können, stammen die derzeit in der chemischen Industrie eingesetzten nachwachsenden Rohstoffe zu 60 bis 70 % aus Importen. Allein Braunkohle, als bisher mengenmäßig kleinste Komponente im Rohstoffmix der chemischen Industrie, ist nicht von Importen abhängig.

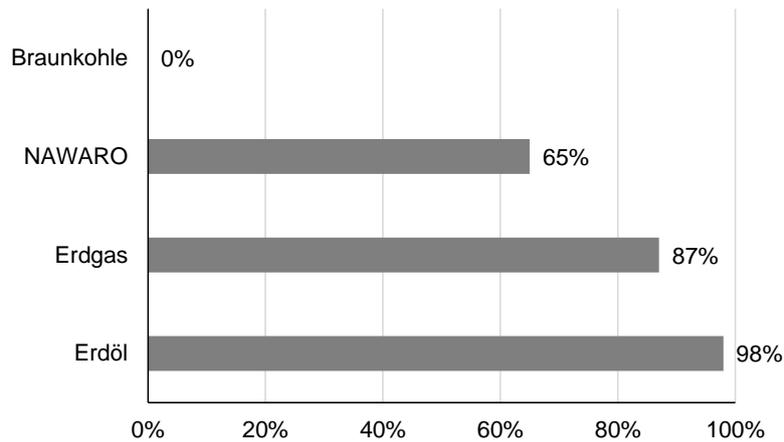


Abb. 1.3 Importabhängigkeit von Rohstoffen für die chemische Industrie [01-06][01-10]

Versorgungssicherheit, Preise und Planungssicherheit

Die Erhöhung des Anteils der Eigenversorgung mit Kohlenstoffträgern unabhängig von Drittstaaten verbessert die Versorgungssicherheit, Planungssicherheit und -stabilität und kann mittel- und langfristig zu einer Kostensenkung führen.

Die Importabhängigkeit ist zugleich ein Maß für den Grad der Versorgungssicherheit im Sinne einer Unabhängigkeit von Dritten. Eine Erhöhung des selbst verfügbaren, nationalen Anteils bei der Rohstoffversorgung wirkt sich grundsätzlich positiv auf die Unabhängigkeit von Preisschwankungen bzw. Spekulationen auf dem Weltmarkt aus und verringert die zunehmend zu beobachtenden Risiken für Lieferengpässe, bedingt durch geologische Verknappungen bzw. politische Instabilitäten auf internationalen Rohstoffmärkten. Weiterhin erhöht sich die Planungssicherheit durch den klaren politischen Rechtsrahmen.

Verbreiterung der Rohstoffbasis

Die stoffliche Nutzung von Braunkohle ist eine grundlegende Option zur Erweiterung der Rohstoffbasis, denn prinzipiell lassen sich alle organischen Basis- und Petrochemikalien sowie Kraftstoffe auf Kohlebasis gewinnen. Theoretisch ließe sich der Kohlenstoffbedarf der organischen chemischen Industrie mit einem Viertel der gegenwärtigen deutschen Braunkohleproduktion decken. Praktisch wäre aber knapp die Hälfte der aktuellen Produktion erforderlich, um die aktuell 8,6 Mio. t Olefine pro Jahr herzustellen.

Analog zur Energiewende steht auch die organische- und petrochemische Industrie sowie die Kraftstoffproduktion mittel- bis langfristig vor einem Wandel im Rohstoffmix durch eine grundlegende Erweiterung bzw. Substitution der Rohstoffbasis. Begründet ist diese Entwicklung zum Einen in der endlichen Verfügbarkeit, insbesondere von Erdöl, der hohen Importabhängigkeit sowie durch steigende Rohstoffpreise und zum Anderen dadurch, dass die organische- und Petrochemie sowie die Kraftstoffprodukt im Unterschied zur Energiewirtschaft weitgehend alternativlos auf den Einsatz von Kohlenstoffträgern als Basisrohstoff angewiesen ist.

Neben nachwachsenden Rohstoffen verfügt Deutschland nach dem Ausstieg aus der Steinkohleförderung nur noch über Braunkohle als relevante Kohlenstoffquelle. Unter dem Aspekt, dass die Importabhängigkeit deutlich reduziert werden soll, ist der Rohstoffbedarf großtechnischer Anwendungen in der chemischen Industrie mittel- bis langfristig nur fossil abdeckbar. Verfahrenstechnisch gesehen, lassen sich grundsätzlich alle organischen Basischemikalien und Petrochemikalien auch auf Kohlebasis gewinnen, jedoch ist die Substitution durch technische Machbarkeit, Prozesseffizienz und mengenmäßige Verfügbarkeit limitiert.

Ein Blick auf die mengenmäßige Verfügbarkeit zeigt, dass die in der chemischen Industrie eingesetzte Rohstoffmenge von 21,6 Mio. t [01-05] einem Kohlenstoffbedarf von rd. 17,0 Mio. t entspricht, von dem allein 13,2 Mio. t aus Erdöl gedeckt wird. Theoretisch lässt sich diese Menge unter Vernachlässigung aller Umwandlungsverluste durch rd. 20 Mio. t Trockenbraunkohle (entspricht rd. 40 Mio. t Rohbraunkohle) substituieren. Betrachtet man exemplarisch für eine industriell relevante Stoffgruppe die Olefine so kann bei deren Herstellung ebenfalls Erdöl durch Kohle ersetzt werden. Unter Anwendung des sog. Methanol-To-Olefins-Prozesses (MTO) würden für die umwandlungsbehaftete Produktion der aktuell 8,6 Mio. t Olefine rd. 90 Mio. t Rohbraunkohle in

Anspruch genommen werden [01-13]. Zum Vergleich: 2012 wurden zur energetischen Nutzung 185,4 Mio. t Rohbraunkohle gefördert. Braunkohle hat somit das mengenmäßige Potenzial, Erdölimporte für die chemische Industrie zumindest teilweise zu substituieren. Demgegenüber verfügen nachwachsende Rohstoffe in Deutschland, selbst wenn man die gesamte verfügbare Anbaufläche zu Grunde legt, nicht über das Potenzial, diese Kohlenstoffmenge bereitzustellen.

Die stoffliche Nutzung von Braunkohle ist eine grundlegende Option zur Erweiterung der Rohstoffbasis für die chemische Industrie. Die Entwicklung einer Kohlechemie eröffnet die Chance, den Kohlenstoffbedarf langfristig aus einheimischen Braunkohlevorkommen kostengünstig und subventionsfrei zu decken und so die einseitige Abhängigkeit von Öl- und Gasimporten und steigenden Rohstoffpreisen zu verringern und die Versorgungssicherheit zu erhöhen. Durch den Co-Einsatz von Biomasse und regenerativ erzeugtem Wasserstoff kann der CO₂-Fußabdruck der Stoffproduktion auf Kohlebasis reduziert werden

Die stoffliche Kohlenutzung zur Substitution von Erdöl (und Erdgas) wird sich aber nur dann durchsetzen können, wenn sie wirtschaftlich tragfähig ist und/oder die gesellschaftspolitischen Rahmenbedingungen dies erfordern bzw. zulassen.

Stoffliche Einbindung des Kohlenstoffes in den chemischen Produkten

In den Produkten der Kohlechemie wird der Kohlenstoff der Braunkohle anteilig chemisch gebunden. Durch Einkopplung von regenerativ erzeugtem Strom kann der Einbindungsanteil erhöht werden, wobei jedoch die Umsetzung des Potenzials begrenzt ist.

Die eingesetzten Rohstoffe sind durch sehr unterschiedliche Kohlenstoffgehalte gekennzeichnet. Die Bandbreite reicht von rd. 45 % Kohlenstoffgehalt bei Anbaubiomasse (trocken) bis zu rd. 87 % bei Rohöl. Deutliche Unterschiede existieren auch bzgl. des Wasserstoffgehaltes, der für Erdgas (molares H/C-Verhältnis von 4:1) am höchsten und Biomasse am geringsten ist (s. auch Abb. 1.4).

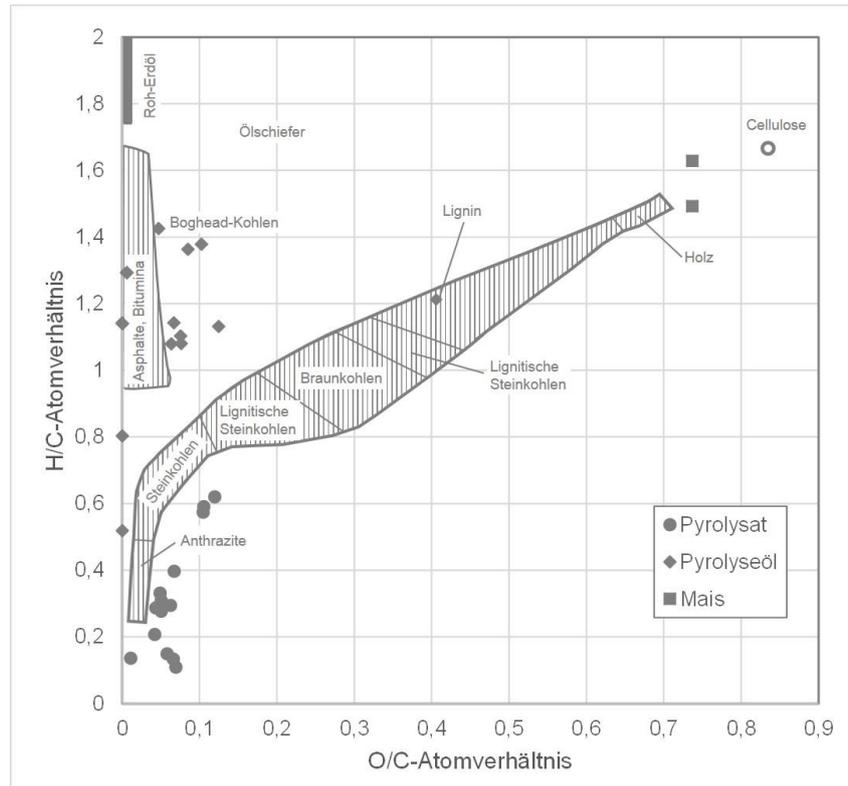


Abb. 1.4 Van-Krevelen Diagramm zur Darstellung unterschiedlicher H/C und O/C-Verhältnisse verschiedener Energierohstoffe

Bei der stofflichen Nutzung der fossilen Energierohstoffe wird ein erheblicher Teil des Kohlenstoffes in das chemische Produkt eingebunden. Dieser Zusammenhang soll am Beispiel der Methanolherstellung durch Vergasung (siehe Abschnitt 3.2) von Braunkohle verdeutlicht werden. So wird bei der Herstellung von Methanol aus Kohle etwa 50 % des eingebrachten Kohlenstoffes im Methanol gebunden und nur ca. 50 % als CO_2 emittiert. Die verbleibenden CO_2 -Emissionen können weiter reduziert werden, wenn regenerativ erzeugter Wasserstoff zur Verfügung steht oder Überschussstrom in neue (bisher nicht Stand der Technik) elektro-thermochemische Syntheseprozesse eingekoppelt werden kann.

Man kann also feststellen, dass ein erheblicher Teil des Kohlenstoffes der Einsatzstoffe während der Vergasung nicht als CO_2 emittiert wird, sondern in dem erzeugten Synthesegas (als CO und CH_4) gebunden ist. Die nachfolgend erzeugten Zwischenprodukte wie bspw. Methanol enthalten (abgesehen von Umwandlungsverlusten) ebenso viel gebundenen Kohlenstoff. Nun gilt es zu unterscheiden ob die im Folgenden erzeugten Endprodukte langlebig sind (z. B. Kunststoffe, Baustoffe, Textilien, Reifen, Beschichtungen, ...) oder in zeitlich und örtlich entkoppelten Prozessen energie-

tisch genutzt werden (Kraftstoffe, synthetisches Erdgas oder Methanol als Speicherbrennstoff, ...). Eine dauerhafte CO₂ Einbindung erfolgt nur für langlebige Produkte, wohingegen die energetisch zu nutzenden Produkte nur eine Zwischenspeicherung von Kohlenstoff erlauben. Diese Unterscheidung muss bei den Erläuterungen zur CO₂-Thematik in den folgenden Kapiteln bedacht werden.

Grundsätzliche Vernetzung von Energie-, Chemie- und Kraftstoffindustrie

Die großen Energie- und Chemiestandorte, z.B. im Ruhrgebiet und im Rheinland, verfügen über eine über Jahrzehnte entwickelte und hoch ausdifferenzierte Infrastruktur mit sehr guten Voraussetzungen für eine branchenübergreifende Nutzung.

Diese Infrastruktur muss an die Anforderungen einer breiteren Rohstoffbasis angepasst und optimiert werden.

Die Bereiche Bergbau, Energie- und Chemieindustrie weisen in Deutschland eine hohe räumliche Dichte und enge Vernetzung auf, insbesondere im Ruhrgebiet und im Rheinland.

Ausschlaggebende Standortvorteile zur Ansiedlung energieintensiver Industriezweige, wie der Kohlechemie, waren historisch immer das Vorhandensein reichhaltiger Kohlelagerstätten mit niedrigen Förderkosten, eine gute Verkehrsanbindung, eine hochproduktive Baustoffindustrie, Möglichkeiten zum Anschluss an städtische Versorgungs- und Dienstleistungseinrichtungen und natürlich qualifiziertes Fachpersonal. Nicht zuletzt ist die Nutzung der Braunkohle auf Grund der vergleichsweise geringen Transportwürdigkeit (hoher Wassergehalt) nur dort wirtschaftlich darstellbar, wo ausreichend große Vorkommen vorhanden und andererseits große Absatzmengen benötigt werden.

Leistungsfähige Produktionsstandorte der chemischen Industrie bieten heute optimale Infrastrukturen zur Herstellung von Basischemikalien. Pipelines versorgen die Standorte mit Erdöl. Erdgas steht über entsprechende Netze zur Verfügung. Kohle als ortsnaher Rohstoff gelangt über Bandförderanlagen und Eisenbahnen zum Einsatzort. Kraftwerke liefern Dampf und Elektroenergie in verschiedenen Druckstufen bzw. Leistungsspektren in die Versorgungsnetze. Wasserversorgungs- und -entsorgungssysteme sind ebenfalls vorhanden. Dazu zählen Kühl-, Brauch-, und Trinkwasserbereitstellung sowie Abwasseraufbereitung in Betriebskläranlagen. Die Anbindung an Bundes- und Wasserstraßen, Gleisanlagen und Rohrleitungssysteme

garantieren einen effizienten Transport und einen Stoffverbund innerhalb des Standorts. Vorhandene Telekommunikations- und Internetdienste ermöglichen ein komplettes Outsourcing von IT-Dienstleistungen. Spezifische Infrastruktur- und Servicekonzepte bieten ansässigen Unternehmen eine Vielzahl von Standortvorteilen, die mit unmittelbaren Kostensenkungen verbunden sind. Die unterschiedliche Profilierung ansässiger Firmen steigert den aktiven Wissenstransfer und die Zusammenarbeit bei der Etablierung einer modernen Kreislauf- und Ressourcenwirtschaft. Es entstehen Synergien und die Wettbewerbsfähigkeit wird gesteigert.

Um die vorhandene Infrastruktur noch effizienter zu nutzen, müssen folgende Fragen beantwortet werden:

- Wie kann eine möglichst vollständige Auslastung der Infrastruktur erreicht werden, ohne Kapazitätsgrenzen zu erreichen bzw. Überlastungen zu riskieren?
- Wie kann die Effizienz und Zuverlässigkeit vorhandener Infrastrukturen durch den Ausbau bestehender oder die Schaffung neuer Strukturen optimiert werden?
- Wie und unter welchen Bedingungen können vorhandene Systeme für andere Zwecke umfunktioniert werden?

1.2 Übersicht betrachteter Technologien

Basisprodukte der organischen- und Petrochemie

Die Technologien der Kohlechemie müssen in der Lage sein, die Basisprodukte der organischen- und Petrochemie sowie der Kraftstoffproduktion zu erzeugen. Mengemäßig dominieren mit weitem Abstand die Kraftstoffe, gefolgt von Olefinen, C4-Kohlenwasserstoffen, Aromaten und der Methanol-Chemie.

Für folgende Basisprodukte der hauptsächlich auf Erdöl basierten organischen chemischen Industrie und Petrochemie in Deutschland sind alternative, kohlebasierte Technologien verfügbar.

Als erstes sind die Kraftstoffe zu nennen. Die Kraftstoffherzeugung ist der Kern der Erdölverarbeitung in Deutschland. Der Jahresverbrauch von Diesel und Benzin beträgt 30 bzw. 20 Mio. Tonnen [01-14]. EU-weit werden jährlich ca. 90 bzw. 185 Mio. Tonnen Benzin und Diesel im Verkehr verbraucht, so dass ein breiter Markt zur Verfügung steht.

Deutlich geringer ist die erzeugte Menge der chemischen Basisprodukte und der daraus abgeleiteten Zwischen- und Endprodukte. Sie beträgt 2012 etwas mehr als 16 Mio. Tonnen [01-15]. Zu den wichtigsten erdölbasierten chemischen Basisprodukten zählen (siehe auch Abb. 1.5) die leichten Olefine Ethylen und Propylen, die C4-Kohlenwasserstoffe und die aromatischen Kohlenwasserstoffe, die unter dem Sammelbegriff BTX-Aromaten (Benzol, Toluol und Xylol) zusammengefasst werden. Die Basischemikalie Methanol wird zumeist aus erdgasbasiertem Synthesegas hergestellt. Die Chlor-Synthesechemie wird im Folgenden ausgeklammert, da sie nicht primär auf die Erzeugung von Kraftstoffen bzw. organischen Grundchemikalien abzielt. Daneben ist auch für die Chlor-Synthesechemie die Bereitstellung kohlenstoffhaltiger Grundbausteine erforderlich, z. B. Ethylen, die separat zu erzeugen sind. Die Basischemie und deren Folgeprodukte sind in Abb. 1.5 dargestellt.

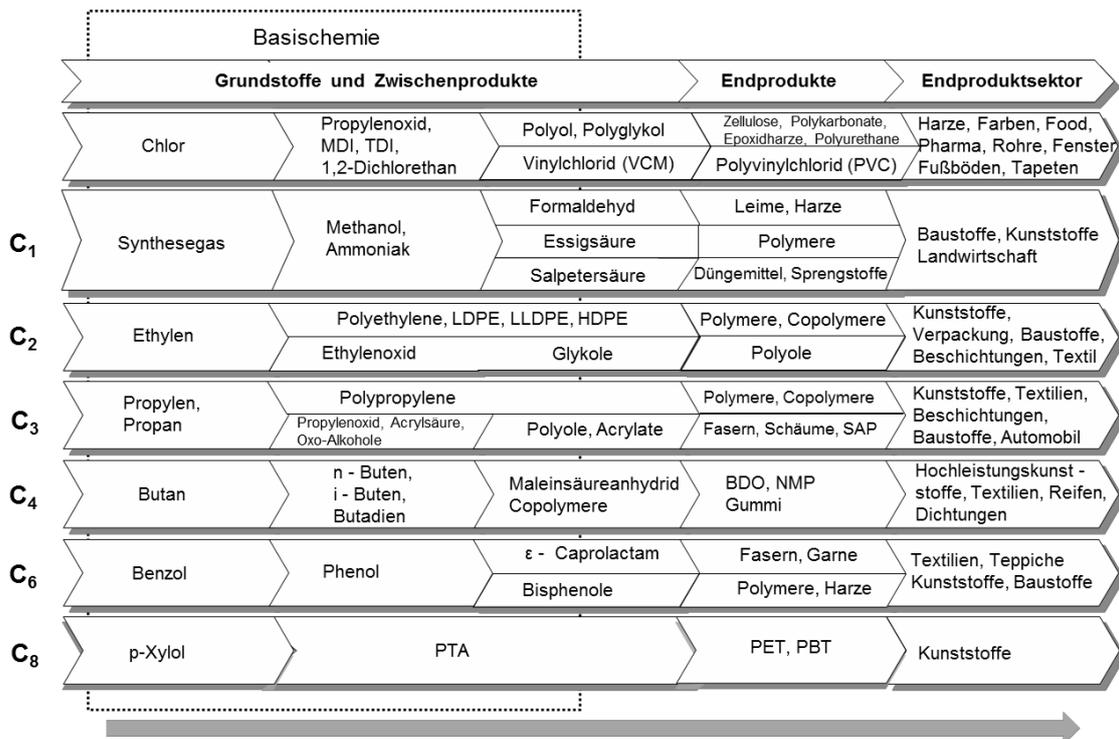


Abb. 1.5 Basischemie und sich anschließende Wertschöpfungsketten [01-16]

Im Folgenden wird darauf eingegangen, ob und welche kohlebasierten Technologien als Alternativen für die „abbauende“ Erdölchemie“ erfolgsversprechend und daher weiter zu betrachten sind. Die drei prinzipiellen, alternativen kohlebasierten Wege sind in Abb. 1.6 dargestellt. Dabei entspricht die Hydrierung der direkten Kohleverflüssigung und die Vergasung sowie Entgasung der indirekten Kohleverflüssigung.

1 Bewertungsrahmen

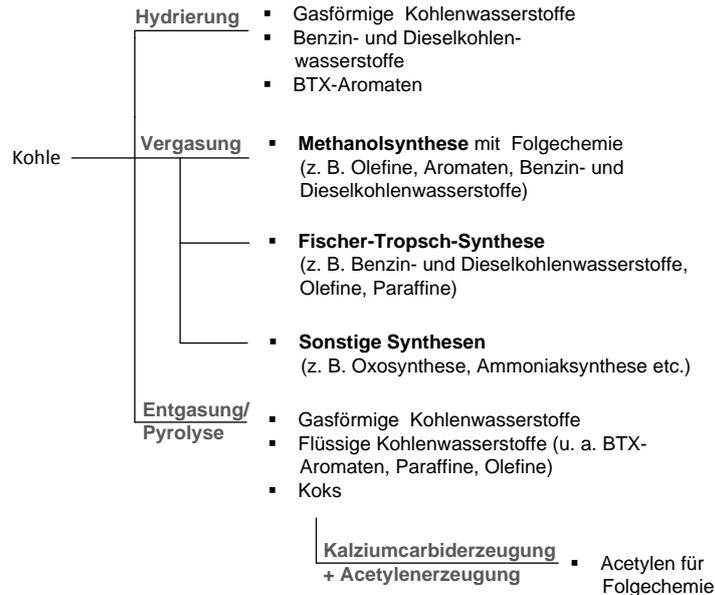


Abb. 1.6 Primärverfahren zur Gewinnung von Kraftstoffen und Chemikalien aus Kohle [01-17]

Aus Abb. 1.5 und Abb. 1.6 wird deutlich, dass Synthesegase (Gemische von CO und H₂) und daraus hergestellte Zwischenprodukte (z.B. Methanol) universelle Bausteine für die Synthese sehr vieler kohlenstoffhaltigen Verbindungen sind. Beispielhaft für Methanol, ist die sehr breite Palette der Folgeprodukte in Abb. 1.7 veranschaulicht.

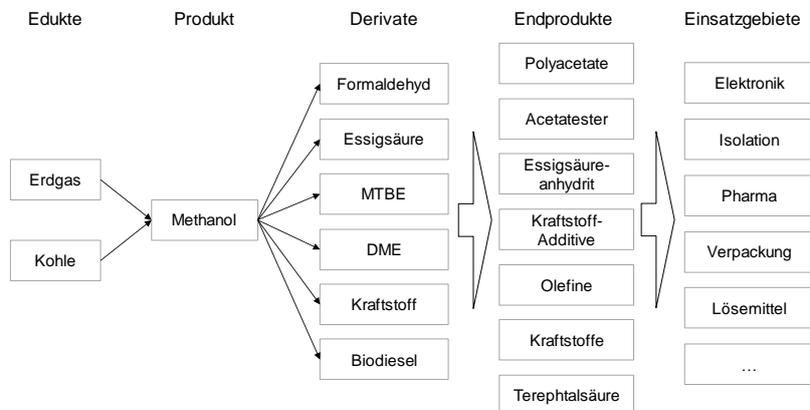


Abb. 1.7 Wertschöpfungskette Methanol

Die wichtigsten Routen der Kohlechemie

Die Basisrouten der Kohlechemie sind die direkte Kohleverflüssigung (Bergius-Pier) und die indirekte Kohleverflüssigung über Synthesegas. Die Synthesegaschemie ist weltweit etabliert, während die direkte Kohleverflüssigung mit Ausnahme von chinesischem Know-how nicht am Markt verfügbar ist. Synthesegas ist der universelle Baustein, aus dem Kraftstoffe und alle organischen Basischemikalien erzeugt werden können. Weitere Produkte der Synthesegaschemie sind Ammoniak oder Methan (SNG - Synthetisches Erdgas).

Für die **indirekte Kohleverflüssigung** existieren zwei Syntheserouten und eine Vielzahl von Syntheseverfahren, die geeignet sind, Basischemikalien oder Kraftstoffe zu erzeugen. Eine zusammenfassende Übersicht technisch relevanter Verfahren ist in Abb. 3.2 gegeben. Dabei wird zunächst ein Roh-Synthesegas, bestehend aus Kohlenmonoxid und Wasserstoff, erzeugt, das nach Konditionierung zu einem reinen Synthesegas in eine Vielzahl von Produkten umgewandelt werden kann. Bei der Reinigung werden einerseits Verunreinigungen wie Staub, Asche, Schwefel oder Spurenstoffe, z. B. Schwermetalle, aus dem Gas entfernt, andererseits wird die Zusammensetzung bzgl. des Wasserstoff- zu Kohlenmonoxid-Verhältnisses entsprechend den Syntheseanforderungen angepasst. Dabei wird u. U. Kohlendioxid gebildet, das als konzentrierter Gasstrom abgetrennt bzw. gewonnen wird.

In der ersten Syntheseroute werden Dieselkraftstoffe aktuell vor allem mittels der Fischer-Tropsch-Synthese erzeugt. Große kohlebasierte Erzeugungskapazitäten existieren in Südafrika und vor allem in China. Erdgasbasiert wird Fischer-Tropsch-Kraftstoff in Katar und zukünftig in den USA erzeugt.

Die zweite Syntheseroute der indirekten Kohleverflüssigung führt über Methanol zur Methanolfolgechemie (s. auch Abschnitt 3.2.1). Dabei ist es möglich, Olefine als Basisstoffe der Kunststoffherzeugung, Aromaten oder Benzinkohlenwasserstoffe etc. zu synthetisieren.

Der energetische Wirkungsgrad der indirekten Kohleverflüssigung ist mit 45 bis 50 %, abhängig von der Synthese, zwar niedriger als für die direkte Verflüssigung, jedoch sind die Prozessketten durch eine geringere Komplexität gekennzeichnet und deutlich breiter kommerziell demonstriert.

Alternativ zur indirekten Kohleverflüssigung ist noch die **direkte Kohleverflüssigung** nach Bergius-Pier denkbar. Diese dient ausschließlich der Kraftstoffherzeugung und basiert auf der Hydrierung der Kohle bei hohem Druck (190–350 bar) und mittlerer Temperatur (ca. 400–500 °C) in der Flüssigphase (Sumpffphase). Abhängig vom eingesetzten Katalysator werden Benzin- oder Dieselkohlenwasserstoffe gebildet. Jedoch ist eine umfangreiche petrochemische Aufbereitung der Produkte analog zur Erdölverarbeitung in Raffinerien erforderlich. Der hohe Betriebsdruck führt zu besonderen Anforderungen an die Anlagentechnik und bedingt eine hohe Komplexität. Großtechnisch wurde die Technologie in den 1920er Jahren in Deutschland entwickelt und während des zweiten Weltkrieges sowie in der ehemaligen DDR zur Erzeugung von Benzin

aus mitteldeutscher Braunkohle bzw. Braunkohleteeren eingesetzt. Nach der Wiedervereinigung gibt es in Deutschland keine kommerzielle Anwendung mehr. Weltweit ist nur eine einzige großtechnische Anlage gebaut worden. Es handelt sich um die seit 2008/09 in Betrieb gegangene großtechnische Demonstrationsanlage in Ordos in der Inneren Mongolei in China. Die Kapazität ist mit 1 Mio. t/a Kraftstoff angegeben. Der energetische Wirkungsgrad der direkten Kohleverflüssigung wird mit ca. 58 % angegeben. Der für die Hydrierung erforderliche Wasserstoff wird mittels Kohlevergasung erzeugt. Ein Prozessschema ist in Abbildung 3.1 dargestellt. Gegenwärtig gibt es keine bekannten Pläne zur Erweiterung der Kohleverflüssigungskapazitäten mittels direkter Kohleverflüssigung. Da mit Ausnahme einer chinesischen Anlage keine Technologie am Markt angeboten wird, stellt diese Route keine Technologieoption für die Implementierung der stofflichen Kohlenutzung in Deutschland dar.

Vergleichend ist festzustellen, dass sich die Syntheseverfahren der indirekten Kohleverflüssigung gegenüber der direkten Verflüssigung klar durchgesetzt haben. Die wichtigsten Gründe liegen darin, dass die Synthesegaserzeugung mittels Kohlevergasung und die Gasaufbereitungsstufen kommerziell etabliert und erprobt sind. Eine Reihe von Synthesen, deren Entwicklung vor allem in den 1970er bis 1980er Jahren stattfand, wird gegenwärtig in China großtechnisch demonstriert. Die große Produktvielfalt und die positiven Erfahrungen im kommerziellen Anlagenbetrieb lassen einen mit Abstand größeren Anwendungsnutzen für die chemische Braunkohlenutzung erwarten. Im Folgenden werden nur die Routen mit indirekter Kohleverflüssigung weiter betrachtet.

Die wichtigste Synthese, die nicht zur Kohlenwasserstofferzeugung genutzt wird, ist die Ammoniaksynthese. Hierbei wird der Wasserstoff des Synthesegases einer Kohlevergasung mit Luftstickstoff zu Ammoniak NH_3 gewandelt. Ammoniak ist der wichtigste Grundstoff zur Herstellung weiterer Stickstoffverbindungen und beispielweise Ausgangsstoff der Düngemittelproduktion. Die Herstellung von Ammoniak aus Synthesegas verdeutlicht die vielfältigen Einsatzmöglichkeiten der Kohlevergasung.

Acetylen-Chemie als alternative Basisroute

Eine noch in Japan praktizierte, mögliche dritte Route der Kohlechemie ist die Acetylenenerzeugung aus Kalziumcarbid, bei der Acetylen als Grundbaustein zu den gewünschten Zielprodukten umgewandelt wird (Reppe-Chemie). Diese Route ist durch einen großen Bedarf an Elektroenergie gekennzeichnet.

Eine ebenfalls in Deutschland entwickelte, heute aber nur noch in Japan praktizierte Alternative zu den bisher skizzierten Verfahren stellt die **Acetylenherzeugung aus Kalziumcarbid** dar. Dabei wird die Braunkohle zunächst verkocht, um anschließend im Lichtbogen mit Kalziumoxid zu Kalziumcarbit umgesetzt zu werden. Die Einkopplung von Elektroenergie eröffnet neue branchenübergreifende Verbindungen von Stromwirtschaft und Chemie (Elektrothermochemie). Detaillierte Ausführungen sind in Abschnitt 3.5.1 und 3.5.2 gegeben. Im Gegensatz zur Kohleverflüssigung werden keine Kraftstoffe oder Basischemikalien erzeugt, sondern Acetylen, das als Grundbaustein zu den gewünschten Zielprodukten umgewandelt wird (Reppe-Chemie).

Synergien von Braunkohle-Kraftwerken und Kohlechemie

Die gemeinsame energetische und stoffliche Nutzung der Braunkohle im Infrastruktur-Verbund von Kraftwerk und Chemiestandort bietet erhebliche Synergieeffekte für Energieeffizienz und Kostensenkung durch gemeinsame Nutzung der vorhandenen Infrastruktur.

Die in kohlebasierten Chemieanlagen anfallenden Prozess-Abgase (Purgegase) und ausgeschleusten Prozess-Abwässer können im nahestehenden Kraftwerk des Energie- und Chemie-Standortes thermisch nachbehandelt und ggf. energetisch genutzt werden. Weitere Vorteile der gemeinsamen Infrastruktur-Nutzung ergeben sich aus der Netzintegration von Prozessmedien (Dampf, Wasser, Prozessgase, Erdgas, ...), Hilfsmedien (Inertgase, Druckluft, ...), Wärme/Kälte, Elektroenergie, usw. sowie die dadurch erreichte, hohe Prozess- und Produktflexibilität. Damit kann die Effizienz des Standortes insgesamt gesteigert werden. Außerdem kann der für reine Chemiestandorte für die Einhaltung der Umweltschutzanforderungen erforderliche, hohe Aufwand deutlich reduziert werden.

Einkoppelbarkeit regenerativer Energieträger und CO₂-Chemie

Die CO₂-Emissionen der synthese gasbasierten Routen der Kohlechemie können durch Co-Vergasung von Biomasse oder Abfallstoffen und durch Einkopplung von erneuerbarer elektrischer Energie verringert werden, wobei aus Wirtschaftlichkeitsgründen mittelfristig allenfalls die Co-Vergasung in Frage kommt.

Die CO₂-Chemie (Nutzung von CO₂ als Kohlenstoffquelle) mit regenerativ erzeugtem Wasserstoff wird mittelfristig keine wirtschaftlich konkurrenzfähige Produkterzeugung

in großem Umfang gestatten bzw. einen signifikanten Beitrag der CO₂-Nutzung bzw. Senkung von CO₂-Emissionen ermöglichen.

Schließlich ist die Einkoppelbarkeit regenerativer Energieträger in die Prozesskette zu betrachten. Für die synthese gasbasierte Kohlenutzung ist dies durch **Co-Vergasung** von Biomasse oder anderer Sekundärrohstoffe möglich (s. Abschnitt 2.1.4 und 3.4.1). Erneuerbarer Strom lässt sich in Form von **elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff** als Beimischung in das Synthesegas einkoppeln. Dabei wird die sonst bei der Gaskonditionierung anfallende CO₂-Emission, abhängig von der Menge an beigemischem Wasserstoff, gesenkt. Eine Übersicht zu Potenzialen und technischen Aspekten der Nutzung erneuerbaren Stroms zur Wasserstofferzeugung wird in Abschnitt 2.1.4 bzw. 3.4.2 gegeben. Die Nutzung regenerativ erzeugten Wasserstoffs bei der indirekten Kohleverflüssigung eröffnet die Option zur Speicherung von erneuerbarem Strom im Syntheseprodukt und damit zur Reduktion von CO₂-Emissionen in der Chemie- bzw. Kraftstoffindustrie. Sie erlaubt, abhängig vom Syntheseprodukt, die Integration von Stromerzeugungs-, Kraftstoff- und Chemiewirtschaft.

Für die Nutzung des elektrolytisch erzeugten Wasserstoffs werden auch sog. **Power-to-Gas oder Power-to-Chemicals-Konzepte** vorgeschlagen, bei denen CO₂, z. B. aus Kraftwerksabgasen, mit Wasserstoff zu Syntheseprodukten gewandelt wird. Aus stofflicher Sicht wird durch die Beimischung von Wasserstoff zu einem Synthesegas ein höherer Effekt erzielt, da für die Bildung derselben Menge an Zielprodukt spezifisch weniger Wasserstoff benötigt wird. Trotz einer zunehmenden erneuerbaren Stromerzeugung in Deutschland ist nicht davon auszugehen, dass in Zukunft über lange Zeiträume konstant große Mengen an Wasserstoff aus regenerativem Überschussstrom zur Verfügung stehen, um signifikante Mengen an CO₂ stofflich zu verwerten. Es ist zu erwarten, dass in einem nachfrageorientierten Stromerzeugungssystem auf Basis regenerativer Energieträger künftig bessere Regelmechanismen existieren, und die Erzeugung von Überschussstrom schon aus Kostengründen eingeschränkt wird. Hierbei sollte erklärend erwähnt sein, dass eine derartige Bereitstellung von Wasserstoff sehr teuer wäre. Dies liegt daran, dass den hohen Investitionskosten einer Elektrolyseanlage nur eine (sporadische) diskontinuierliche Nutzung und somit geringe Auslastung gegenübersteht.

Ferner steht die Gesamtmenge an emittiertem CO₂ in keinem Verhältnis zu den Kapazitäten verschiedener Produkte, z. B. ca. 55 Mio. t in 2013 weltweit Methanol [01-18],

gegenüber 861 Mio. t Gesamt-CO₂-Emission Deutschlands 2012 (davon ca. 361 Mio. t aus der Stromerzeugung) [01-19]. Unter Berücksichtigung des Stands der Technik der Elektrolyse (Kapazität und Wirkungsgrad) und aufgrund hoher Anlagenkosten für Elektrolyseanlagen ist selbst bei Verfügbarkeit kostenlosen Stroms mittelfristig nicht von einer wirtschaftlich konkurrenzfähigen Produkterzeugung bzw. einem signifikanten Beitrag der CO₂-Nutzung zur Senkung von CO₂-Emissionen auszugehen.

1.3 Quellen zum Kapitel 1

- [01-01] BMBF: Hightech-Strategie 2020 für Deutschland. 2010
- [01-02] BMWi: Rohstoffstrategie der Bundesregierung. Oktober 2010
- [01-03] Das 6. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung - Forschung für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung 2011
- [01-04] MWV Mineralölverbrauch in Deutschland 1. – 4. Quartal 2013, Absatz Ölprodukte Deutschland 1. – 4. Quartal
- [01-05] VCI: Vci (2014): Rohstoffbasis der chemischen Industrie. <http://www.vci.de/Downloads/Top-Thema/Daten-Fakten-Rohstoffbasis-der-chemischen-Industrie.pdf>
- [01-06] Außenhandelsbilanzstatistik 2007, International Energy Agency IEA
- [01-07] BGR (2013): Energiestudie: Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen, Hannover
- [01-08] BGR-Bericht: Deutschland - Rohstoffsituation 2012, Hannover, November 2013
- [01-09] Hamburgisches WeltWirtschaftsinstitut(HWWI): Strategie 2030 – Fracking. Hamburg. 39 S., 2013
- [01-10] WEG – Wirtschaftsverband Erdöl und Erdgasgewinnung e.V. ,www.erdoel-erdgas.de, 2013
- [01-11] prognos: Bewertung der Primärenergieträger zur Stromerzeugung, 36 S. S. 14, Berlin, 2013
- [01-12] VCI-prognos: Die chemische Industrie 2030, 68 S. S. 29, Frankfurt, 2013
- [01-13] DEBRIV: Braunkohle in Deutschland 2013, <http://www.braunkohle.de>, 2013
- [01-14] Statistik der Energiewirtschaft, VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V., Ausgabe 2013

- [01-15] Chemiewirtschaft in Zahlen 2013, Verband der chemischen Industrie e.V.
VCI
- [01-16] VCI Basischemie 2030
- [01-17] Dechema: Rohstoffbasis im Wandel, Positionspapier, 2010
- [01-18] Methanex: Annual Report 2013
- [01-19] BMWi (2014): Energiedaten / Energie und Umwelt:
<http://bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/Energiedaten/energie-umwelt.html>

2 Primärenergieverbrauch und Rohstoffbasis der chemischen Industrie

2.1 Fossile Energieträger und deren weltweiter Einsatz für die Chemieindustrie

Weltweit trägt Erdöl den höchsten Anteil an der Primärenergiebereitstellung, wobei die Kohlnutzung in den vergangenen Jahren, insbesondere in den bevölkerungsreichsten Staaten der Welt, stark angestiegen ist und mittlerweile in die Nähe von Erdöl rückt.

Von den konventionellen fossilen Energieträgern verfügt Kohle über die mit Abstand größten Reichweiten der Reserven und Ressourcen.

Der weltweite Gesamtprimärenergiebedarf 2011 betrug 13.070 Mio. t ÖE, wovon ca. 82 % durch fossile Brennstoffe gedeckt werden, davon Erdöl 31 %, Kohle 29 % und Erdgas 21 %. In Abb. 2.1 ist die Entwicklung der Nachfrage nach den verschiedenen Primärenergieträgern dargestellt.

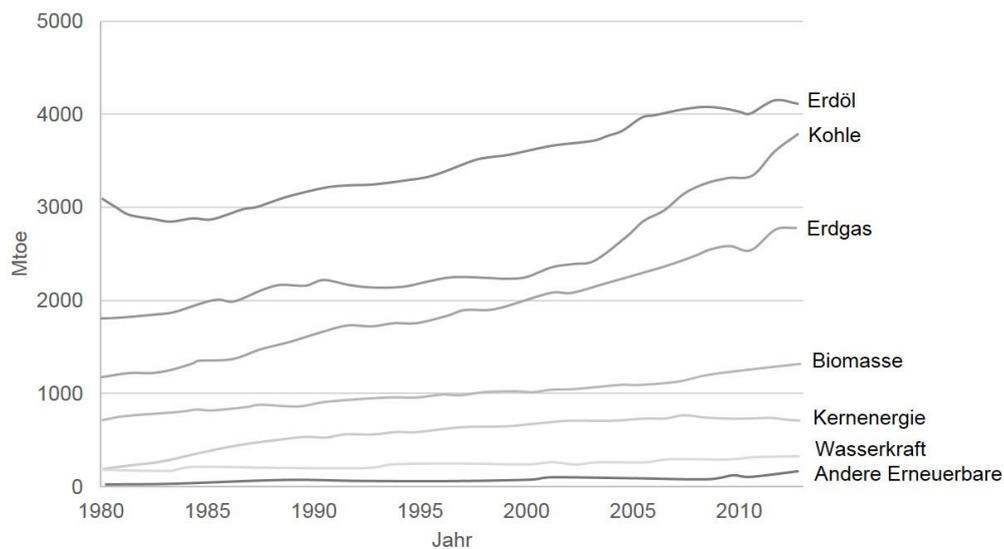


Abb. 2.1 Entwicklung der Nachfrage verschiedener Primärenergieträger [02-01]

Bis 2020 ist ein Anstieg des Gesamtenergiebedarfs um ca. 14 % bzw. 33% bis 2035 zu erwarten. Dieser ist besonders mit dem Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstum der Nicht-OECD-Staaten, u. a. China, Indien zu begründen, während in vielen OECD-Staaten bedingt durch Technologieentwicklungen der Energieverbrauch stagniert oder rückläufig ist. Die statische Reichweite fossiler Energieträger ist in Abb. 2.2 zusammengefasst [02-01].

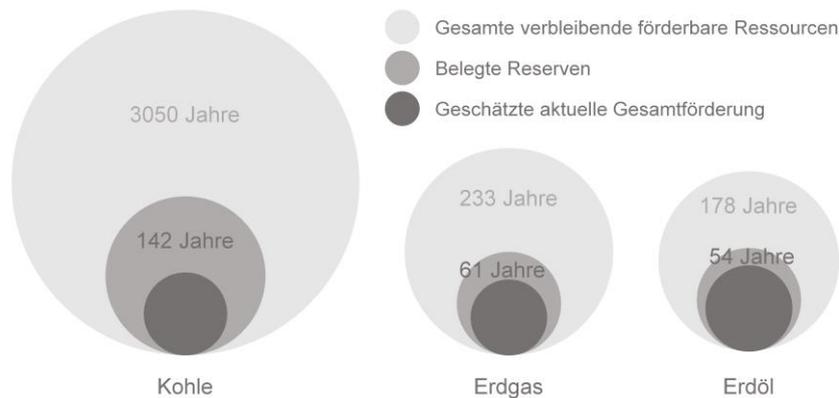


Abb. 2.2 Reichweiten fossiler Energieträger [02-01]

Nachfolgend wird ein Überblick über die gegenwärtige Nutzung fossiler Energieträger gegeben.

2.1.1 Weltweite Kohlenutzung

Kohle wird zu knapp 2/3 zur Stromerzeugung (Kesselkohle) und knapp 1/3 zur Stahlerzeugung (Kokskohle) genutzt. Für 2035 wird erwartet, dass 5 % der geförderten Kohle für die Kohlechemie eingesetzt wird.

Für Kohle, dem weltweit am weitesten verbreiteten und in der größten Menge vorhandene Energieträger, betragen die weltweit technisch und ökonomisch abbaubaren Reserven in 2011 ca. 1040 Mrd. t (55 % der gesamten fossilen Energiereserven), wovon fast 75 % aus Steinkohlen sind. Die nachgewiesenen Kohleressourcen übersteigen die Reserven um das 20-fache. Ein Großteil davon kann schon durch einen geringen Preisanstieg oder geringfügige technische Verbesserungen in der Förderung ökonomisch abbaubar gemacht werden. Die Lagerstätten von Kohle sind dabei weltweit breit verteilt. 26 Länder besitzen Kohleressourcen von mindestens 10 Mrd. t, was ungefähr dem Doppelten des jährlichen weltweiten Kohlebedarfs entspricht. Die größten Reserven besitzen dabei die USA, China und Indien. [02-01]

Einer jährlichen Kohleproduktion von 5.498 Mio. t (SKE) steht eine Nachfrage von 5.391 Mio. t (SKE) gegenüber, wovon ca. 80 % auf Kraftwerks- bzw. Kesselkohle (Steinkohle), 15 % auf Kokskohle (Eisenerzreduktion) und 5 % auf Braunkohle (ebenfalls weitgehend energetisch genutzt) entfallen. Starke Anstiege der Kohleförderung sind Südostasien und China sowie in Australien zu verzeichnen. Die statische Reichweite beträgt 142 Jahre. 63 % der Kohle werden dabei zur Stromerzeugung eingesetzt. 27 % entfallen auf den industriellen Einsatz, wobei die Eisen- und Stahlherstellung das

größte Einsatzgebiet ist. Von wachsender Bedeutung ist der Kohleeinsatz in der petrochemischen Industrie und zur Kraftstoffherstellung, vor allem in China. Bis 2035 könnte bis zu 5 % der weltweit genutzten Kohle auf diesen Bereich entfallen.

Der Kohlepreis ist stark abhängig von den Gegebenheiten der jeweiligen Förderregion (Geografie, Kohlequalität und Infrastruktur) und variiert teils signifikant. Der internationale Kohlehandel spielt dabei eine untergeordnete Rolle, da nur ca. 20 % der geförderten Kohlemengen international gehandelt werden. Der größte Teil wird nahe dem Abbauort genutzt. 2012 betrug der durchschnittliche Preis für OECD Kraftwerkskohle 99 \$/t. [02-01] Die heizwertbezogenen Bereitstellungskosten für deutsche Braunkohle sind deutlich geringer, was vor allem an der Förderung im Tagebau liegt und daran, dass die Kosten nicht von Weltmarktenergiepreisen abhängig sind. Eine Übersicht zur Verteilung der Energie- und Rohstoffverbräuche in der chemischen und petrochemischen Industrie zeigt Abb. 2.3.

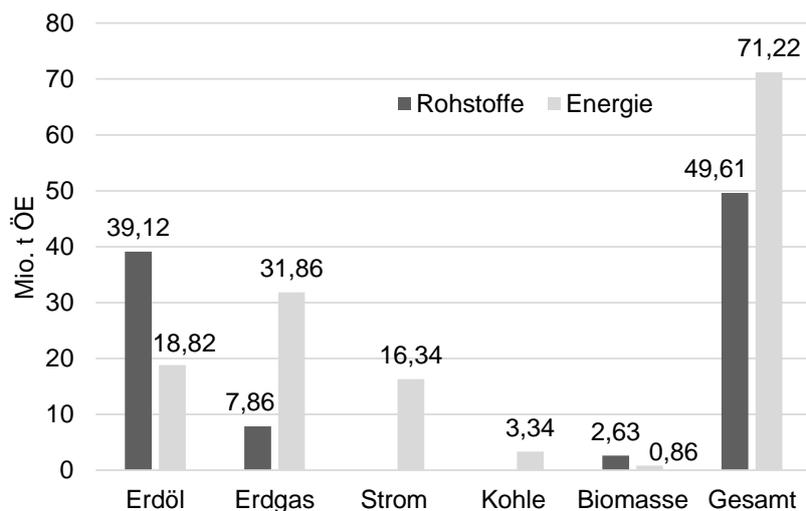


Abb. 2.3 Darstellung der Verbräuche verschiedener Rohstoffe in der chemischen und petrochemischen Industrie (Europa) im Jahr 2010 [02-02]

In Deutschland nimmt besonders die Braunkohle eine Sonderrolle ein. Mit 185 Mio. t (57 Mio. t SKE) jährlicher Förderung erreicht Deutschland ca. 20 % der Weltproduktion und ist damit größter Braunkohleproduzent. Diese wird aktuell zu 90 % in der Stromerzeugung eingesetzt, der Rest wird zur industriellen Energieerzeugung oder als Veredelungsprodukt, z. B. Herdofenkoks oder Briketts, genutzt. Zu den langfristigen Reserven und Ressourcen vgl. Abschnitt 1.1. Steinkohle kann in Deutschland bedingt *durch schlechte geologische Bedingungen und die internationale Konkurrenzsituation nicht mehr wirtschaftlich abgebaut werden. Die inländische Förderung, betrug in 2012 noch ca. 11,1 Mio. t SKE und endet mit dem Jahr 2018. Der jährliche Bedarf von ca.

57 Mio. t SKE (2012) wird dann komplett durch Importe, besonders aus Russland, den USA und Australien, gedeckt. [02-03]

2.1.2 Weltweite Erdgasnutzung

Die Verfügbarkeit von Erdgas ist weltweit regional sehr unterschiedlich verteilt. Durch die Erschließung neuer, unkonventioneller Erdgaslagerstätten (Shalegas) kommt es zu Verschiebungen im globalen Energiemarkt, von denen Deutschland nicht direkt profitieren kann.

Der Anteil der chemischen Nutzung von Erdgas für Kraftstoffe und Chemierohstoffe liegt aktuell bei 9 und 18 % und ist weiter steigend.

Dank der breiten Verfügbarkeit, vergleichsweise geringer (und wegen der Shalegas Nutzung in Teilen der Welt sogar sinkender) Bereitstellungskosten und geringer Umweltemissionen bei der Nutzung steigt die globale Bedeutung von Erdgas als fossilem Energieträger. 2012 wurden die Reserven an Erdgas auf 187 Bio. m³ geschätzt, was bei konstanter Förderung einer statischen Reichweite von 61 Jahren entspricht. Unter Berücksichtigung technisch gewinnbarer Gasressourcen von 810 Bio. m³ wächst diese auf 239 Jahre an. Dabei werden methanreiche Gashydrate aus Tiefseegebieten nicht berücksichtigt, da diese auf absehbare Zeit nicht im industriellen Maßstab abgebaut werden können. [02-01]

2011 betrug die Gesamtproduktion von Erdgas 3.383 Mrd. m³, wovon ca. 8 % in Europa und 35 % in OECD-Staaten gefördert wurden. Die Produktion steigt in allen Regionen der Welt (außer in Europa) an. Unkonventionelles Erdgas hält 2011 einen Anteil von 17 % der Gesamtförderung, welcher global zunimmt. Derzeit werden 90 % des unkonventionellen Gases in den USA und Kanada gefördert. Eine ähnliche Entwicklung, die sich zeitlich nicht einordnen und quantifizieren lässt, wird für China und Australien erwartet. Dabei wird die Förderung von Schiefergas und Kohleflözgas besonders forciert, während die Förderung von *tight gas* aus Sandsteinschichten etabliert ist und nicht weiter ausgebaut wird. In Europa wird die Förderung von Schiefergas durch ungünstigere geologische Voraussetzungen sowie öffentliche und politische Bedenken eingeschränkt.

Der weltweite Erdgasgesamtbedarf betrug 2011 3.370 Mrd. m³, welcher sich zu etwa gleichen Teilen aus dem Bedarf von OECD- und Nicht-OECD-Staaten zusammensetzt. Ca. 40 % werden zur Stromerzeugung eingesetzt, ca. 9 % und 18 % entfallen

jeweils auf die Umwandlung in andere Energieträger (Kraftstoffe) und auf die chemische Industrie, wo es hauptsächlich zur Herstellung von Ammoniak und Methanol eingesetzt wird.

Der internationale Gashandel umfasste 2011 ca. 685 Mrd. m³, was etwa 20 % der Gesamtproduktion entspricht. Dabei steigt der Import perspektivisch besonders in Europa sowie China und Indien. Die internationalen Gaspreise schwanken teils deutlich in Abhängigkeit der Verfügbarkeit und lokaler Marktgegebenheiten. So betrug der Gaspreis in den USA 2013 aufgrund des Schiefergas-Booms ca. 3 \$/MBtu. In Europa (12 \$/MBtu) und Japan (17 \$/MBtu) war er durch die Importabhängigkeit und die Kopplung an den Ölpreis um ein vielfaches höher. [02-01].

2.1.3 Weltweite Erdölnutzung

Erdöl als weltweit dominierender Primärenergieträger und wird zu rd. 50 % zu Kraftstoffen umgewandelt. Auf Grund des hohen Preises verringert sich der Anteil für die Stromerzeugung und stagniert der Anteil für die industrielle und chemische Nutzung.

Erdöl ist der am meisten ausgebeutete fossile Energierohstoff (vgl. Abb. 2.2) und hat den größten Anteil an der Deckung des Primärenergiebedarfs. Die weltweiten Reserven betragen ca. 1.702 Mrd. bbl, die Ressourcen etwa 5.965 Mrd. bbl mit den größten Vorkommen in Nordamerika, Osteuropa und dem mittleren Osten. Diese Mengen umfassen neben Rohöl auch Flüssiggas sowie leichte und schwere Ölbestandteile. Die eigentlichen Rohölressourcen umfassen nur 2.203 Mrd. bbl. Die statische Reichweite beträgt zum Stand 2012 54 Jahre. Die Ölförderung betrug in 2012 89,2 Mio. bbl/d, wovon 42 % auf OPEC-Staaten entfallen.

Der Gesamtbedarf, der zu 50 % durch den Transportsektor bedingt ist, betrug 87,4 Mio. bbl/d. Die Nachfrage steigt insbesondere in China und Indien. Generell ist die Erdölnutzung zur Stromerzeugung weltweit rückläufig und die Nachfrage für verschiedene Industrieanwendungen stagniert trotz anhaltenden Wirtschaftswachstums, da aufgrund des hohen Ölpreises zunehmend auf andere Energieträger umgestiegen wird. Der Gesamthandel betrug 2011 ca. 44 Mio. bbl/d, wobei der Ölpreis im Jahresmittel ein Allzeithoch von 110 \$/bbl (Brent Rohöl) erreichte. Ein signifikantes Absinken unter diesen Wert ist perspektivisch nicht zu erwarten. [02-01]

2.1.4 Potenzial zur Integration erneuerbarer Energieträger in die Chemie- und Kraftstoffwirtschaft

Bereits im Abschnitt 1.2 und 2.1.4 wurde auf die Möglichkeit hingewiesen, alternative kohlenstoffhaltige Energieträger oder regenerativen Überschussstrom in der chemischen Industrie zu nutzen. Die für die Co-Nutzung in Prozessketten zur stofflichen Kohlenutzung verfügbaren Biomasse-Potenziale einschließlich Klärschlamm werden wegen der limitierten Transportdistanzen im Folgenden ausschließlich auf Nordrhein-Westfalen bezogen.

Potenzial der Co-Nutzung von Biomassen bzw. Reststoffen

Das in Nordrhein-Westfalen verfügbare Biomassepotenzial, das frei von Nutzungskonkurrenzen insbesondere zur Nahrungsmittelkette ist, ist sehr gering. Eine Co-Nutzung von Biomasse scheint daher nur sehr begrenzt möglich. Größere, jedoch nicht näher quantifizierbare Beiträge zur stofflichen Co-Nutzung können biogene Rest- und Abfallstoffe leisten.

Schon im Dechema-Positionspapier für eine alternative Rohstoffbasis [2-13] aus dem Jahre 2009 wird darauf hingewiesen, dass Erdöl zwar mittelfristig noch der wichtigste Einsatzstoff der organischen chemischen Industrie und Kraftstoffwirtschaft bleiben wird, jedoch die Erschließung alternativer Rohstoffquellen notwendig ist. Gleichwohl ist festzustellen, dass Biomasse aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit und Nutzungskonkurrenzen nicht annähernd zur vollständigen Substitution geeignet ist. Aufgrund dessen wird ausschließlich die Co-Nutzung im Verbund mit Kohle als technologisch, ökologisch und ökonomisch sinnvoll gesehen. Da die Kohlevergasung das höchste Potenzial mit Blick auf die stoffliche Nutzung aufweist, kommen grundsätzlich alle kohlenstoffhaltigen Alternativbrennstoffe (Biomassen einerseits und Rest- sowie Abfallstoffe andererseits) infrage. Besondere Bedeutung kommt dabei Abfallbiomassen, die nicht von Bedeutung für die Nahrungsmittelindustrie sind, zu.

Typische biomassespezifische Nachteile, wie geringe Schütt- und Stapeldichten und hohe Sauerstoff- und Wassergehalte, führen zu niedrigen spezifischen Heizwerten und damit zu einer Limitierung der ökonomisch sinnvollen Transportentfernung. Aufgrund dessen sollte nur ein standortspezifisch verfügbares Potenzial ermittelt werden, das die regionalen Besonderheiten und wirtschaftlichen Gegebenheiten berücksichtigt.

In Tab. 2.1 sind die aus Literaturdaten ermittelten Bioenergie-Potenziale für Nordrhein-Westfalen zusammengefasst und zur Veranschaulichung in eine Dauerbrennstoffwärmeleistung umgerechnet. Das tatsächliche regional verfügbare Potenzial entspricht in der Regel nur einem Teil des insgesamt verfügbaren Potenzials.

Tab. 2.1 Bioenergiepotenziale in Nordrhein-Westfalen

	PJ/a	MW (th)
Energieholz	45,4	1.439
Energiepflanzen (Ackerland)	42,9	1.360
Energiepflanzen (Grünland)	1,2	38
Stroh	9,7	308
Tierische Exkremete	15,1	479
Bio- und Grünabfälle	5,0	159

Holz bspw. unterliegt starken Nutzungskonkurrenzen durch anderweitige stoffliche Nutzungswege (z. B. Spanplatten- und Papierherstellung). Auch die verfügbaren Potenziale für die energetische Nutzung werden aufgrund der vielfältigen Verwendungsmöglichkeiten von Holz sowohl im Bereich der Stromerzeugung als auch der Wärmebereitstellung durch viele verschiedene große und kleinere Marktteilnehmer bestimmt. Industrierestholz zum Beispiel wird größtenteils in den erzeugenden Betrieben intern verwertet, so dass das verfügbare Potenzial bei lediglich 0,3 PJ/a (9,5 MW Dauerbrennstoffleistung) [02-04] liegt.

Ähnlich stark sind die Nutzungskonkurrenzen für Anbaubiomassen wie z. B. Mais und Stroh, bei denen Konflikte mit der Erzeugung von Nahrungs- und Futtermitteln bestehen. Dies kann zum einen zu hohen Marktpreisen für die Alternativbrennstoffe und zum anderen zu erhöhten Logistikkosten aufgrund größerer Transportentfernungen führen. Wirtschaftlich vorteilhafter ist die Nutzung von Reststoffen, für die am Markt Entsorgungserlöse generiert werden können. Aber auch dann ist im Einzelfall die Transportwürdigkeit zu untersuchen.

In [02-05] werden die in Nordrhein-Westfalen 2012 angefallenen Klärschlamm-mengen mit 411.924 t Trockensubstanz angegeben. Bei einem angenommenen Heizwert von 9–13 MJ/kg Trockensubstanz resultiert ein Potenzial von 3,7–5,4 PJ/a (ca. 107–154 MW Dauerbrennstoffwärmeleistung).

Eine regionale Besonderheit Nordrhein-Westfalens ist die intensiv betriebene Schweine- und Rinderhaltung. Die in [02-04] angegebene Viehdichte ist mit 1,2 Großvieheinheiten je Hektar landwirtschaftlich genutzter Fläche ca. 50 % höher als im Bundesdurchschnitt. Der damit verbundene Futtermittelanbau bedingt ein Aufkommen entsprechender Mengen von Reststoffen (Ernteabfälle und Stroh) sowie von Gärrückständen aus Biogasanlagen, in denen tierische Exkremente verwertet werden (in Nordrhein-Westfalen installierte elektrische Leistung: 215 MW [02-06]). Die in 2011 abgesetzten Gärrückstände betragen nach [02-06] in Nordrhein-Westfalen 320.700 t. Davon wird der größte Teil (301.300 t) in der Land- und Forstwirtschaft als sog. Wirtschaftsdünger verwertet.

Jedoch weist die Nährstoffbilanz aufgrund der intensiven Tierhaltung einen starken Nährstoffüberschuss aus, so dass nicht der gesamte anfallende Gärrückstand ausgebracht werden kann und der Überschuss, evtl. nach Abtrennung der düngerelevanten Bestandteile, ebenfalls für die Co-Nutzung mit Kohle zur Verfügung steht.

Abschnitt 3.4.1 behandelt technische Aspekte und zu bilanzierende CO₂-Emissionen bei der Co-Nutzung von Biomasse und Reststoffen.

Potenzial zur Einkopplung regenerativen Stroms mittels elektrolytisch Erzeugtem Wasserstoff

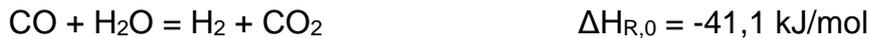
Regenerativer Strom kann als Elektrolyse-Wasserstoff in den Produkten der Kohlechemie chemisch gespeichert werden, wobei das kurz- und mittelfristige Potenzial auf Grund der geringen Leistungsklassen der Elektrolyseure und der beträchtlichen Kosten als nicht hoch eingeschätzt wird.

Zusätzlich zur Wasserstofferzeugung sind erhebliche Energiebedarfe für die heute kommerziell verfügbare Wasserstoffspeicherung zu berücksichtigen.

Der Einkopplung stellt eine Langfristoption dar, die nur bei einer deutlichen Weiterentwicklung und Kostenreduktion bei Elektrolyse- sowie Nebenanlagen (z. B. Speicher) realisierbar ist.

Die stark zunehmende regenerative Stromerzeugung in Deutschland, die nach dem Energiekonzept der Bundesregierung 35 % des Strombedarfs im Jahr 2020 decken soll, erfordert aufgrund des fluktuierenden Charakters die Speicherung regenerativen Überschussstromes. Regenerativer Strom, der über die elektrolytische Erzeugung von Wasserstoff, in die Prozesskette der Kohlechemie eingespeist wird, kann chemisch im

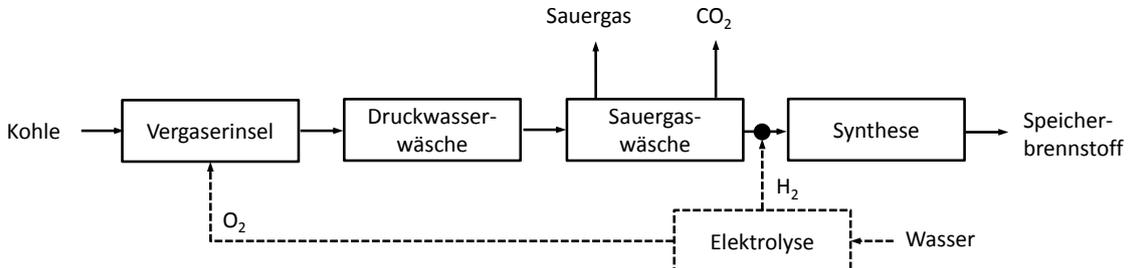
Produkt gespeichert werden. Ein einfacher Weg der Wasserstoffeinspeisung bietet sich innerhalb der Prozesskette der indirekten Kohleverflüssigung (Vergasung und anschließende Synthese) an. Das H_2/CO -Verhältnis des Rohgases direkt nach der Vergasung (vgl. Abschnitt 3.2.1) muss entsprechend den Anforderungen der anschließenden Synthese deutlich erhöht werden. Stand der Technik ist dafür eine CO -Konvertierungsstufe für einen Teilstrom des Rohgases, bei der der Wasserstoffgehalt nach Gl. 1 erhöht wird.



Gl. 1

Bei Verfügbarkeit von regenerativem Überschussstrom kann der mittels Wasserelektrolyse erzeugte Wasserstoff prinzipiell zur Anpassung des H_2/CO -Verhältnisses dem Rohgas beigemischt werden. Abhängig von der Anlagengröße und der Betriebsdauer lässt sich der Wasserstoffbedarf nur zum geringen Teil decken. Das Prinzip der Einbindung regenerativ erzeugten Wasserstoffs ist in Abb. 2.4 schematisch dargestellt. Sauerogas bezeichnet den Stoffstrom der abgetrennten Schwefelkomponenten.

Gasaufbereitungskette mit Wasserstoffeinbindung



Konventionelle Gasaufbereitungskette ohne Wasserstoffeinbindung

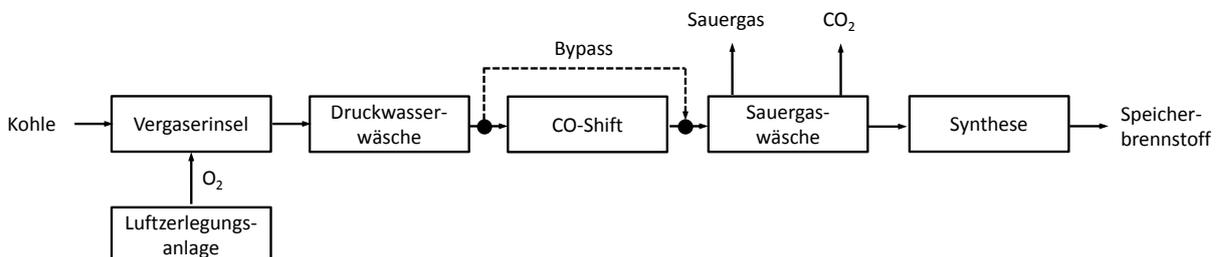


Abb. 2.4 Vergleich der Prozessketten zur Gasaufbereitung mit (oben) und ohne (unten) Einbindung regenerativ erzeugten Wasserstoffs

Die vollständige Deckung des Wasserstoffbedarfs erfordert den kontinuierlichen Betrieb ausreichend großer Elektrolyseanlagen.

Für getrocknete Braunkohle als Vergasungsstoff (12 Ma.-% Feuchte) ist in Tab. 2.2 ein Vergleich zwischen konventionellen Konzepten mit CO-Konvertierung und Konzepten mit Integration von regenerativem Überschussstrom über eine Wasserelektrolyse gegeben.

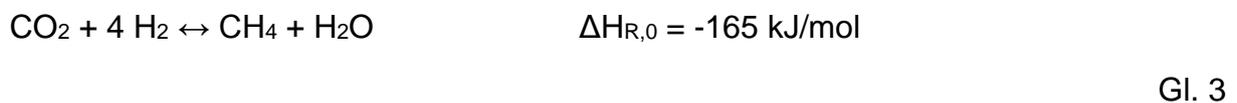
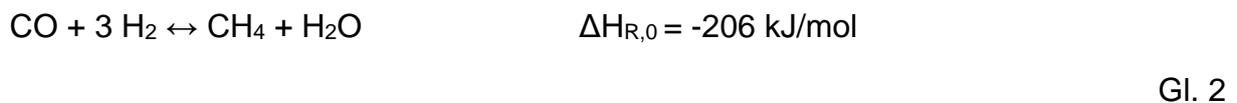
Tab. 2.2 Nutzung erneuerbaren Überschussstroms in synthesesgasbasierten Prozessketten

		Wirbelschichtvergasung		Flugstromvergasung	
	Einheit	CO-Konvertierung	Wasserelektrolyse	CO-Konvertierung	Wasserelektrolyse
SNG-Synthese					
Spezif. SNG-Ausbeute	kg SNG/ kg Kohle	0,23–0,30	0,50–0,55	0,21–0,29	0,64–0,67
Spezif. Elektrolyse-Wasserstoffbedarf (Deckung 100 % H ₂ -Bedarf)	kg H ₂ / kg Kohle	-	0,10–0,14	-	0,19–0,22
Spezifische Elektrolysekapazität	MW(el)/ MW(th, Kohle)	-	0,81–1,20	-	1,33–1,90
C-Einbindungsgrad im Syntheseprodukt	%	0,32–0,35	0,68–0,71	0,29–0,32	0,86–0,89
Spezif. CO ₂ -Emission gesamt	kg CO ₂ / kg Kohle	1,70–1,90	1,25–1,55	1,26–1,35	0,58–0,76
Methanol-Synthese					
Spezif. MeOH-Ausbeute	kg MeOH/ kg Kohle	0,35–0,38	0,76–0,80	0,53–0,57	1,19–1,24
Spezif. Elektrolyse-Wasserstoffbedarf (Deckung 100 % H ₂ -Bedarf)	kg H ₂ / kg Kohle	-	0,06–0,08	-	0,11–0,14
Spezif. Elektrolysekapazität	MW(el)/ MW(th, Kohle)	-	0,45–0,70	-	0,81–1,20
C-Einbindungsgrad im Syntheseprodukt	%	0,25–0,28	0,54–0,60	0,37–0,41	0,86–0,88
Spezif. CO ₂ -Emission gesamt	kg CO ₂ / kg Kohle	1,97–2,03	1,37–1,58	1,10–1,18	0,57–0,65

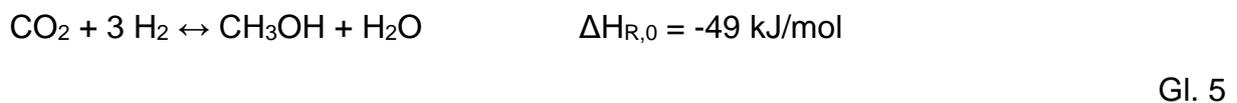
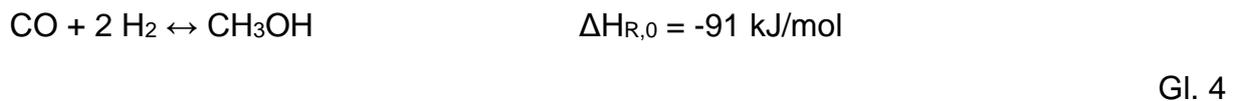
Dabei sind die maximalen Wasserstoffbedarfe für die Einstellung der erforderlichen Rohgasqualität aufgeführt. Das aufgrund der niedrigeren Vergasungstemperatur etwas wasserstoffreichere Rohgas der Wirbelschichtvergasung (höheres H₂/CO-Verhältnis) bedingt einen geringeren Wasserstoffbedarf im Vergleich zur Flugstromvergasung.

Aufgrund der Stöchiometrie der chemischen Reaktionen ist der spezifische Wasserstoffbedarf für die Synthese von SNG nach Gl. 2 und Gl. 3 höher als für die Synthese von Methanol (s. Gl. 4 und Gl. 5). Der Wasserstoffbedarf für alle methanolbasierten Synthesen ist dabei identisch, mit dem der Methanolroute. Für die Erzeugung von Fischer-Tropsch-Produkten entspricht er etwa dem der Methanolsynthese, da die Anforderungen an die Synthesegaszusammensetzung bzgl. des H₂/CO-Verhältnisses fast identisch sind.

SNG-Synthese:



Methanolsynthese:



Eine vollständige Deckung des Wasserstoffbedarfs aus regenerativ erzeugtem Wasserstoff erscheint aus heutiger Sicht technologisch sowie vor allem wirtschaftlich nicht möglich, da, gemessen an der zu installierenden Vergaserleistung, enorme Elektrolyseurkapazitäten notwendig wären. Wird alternativ die Nutzung von aus Überschussstrom erzeugtem Wasserstoff zur stofflichen Verwertung von CO₂ (CO₂-Chemie) in Betracht gezogen (s. Gl. 3 und Gl. 5), ist im Vergleich zur Konditionierung von Synthesegasen sogar noch mehr Wasserstoff zur Erzeugung derselben Produktmenge notwendig. Darüber hinaus sind bei der elektrolytischen Erzeugung von Wasserstoff zusätzliche Investitionen für Speicher bzw. Verdichteranlagen für den Sauer- oder Wasserstoff zu erwarten. Betriebskostenseitig lassen sich zwar CO₂-Emission und damit verbundene Kosten, z. B. für Emissionszertifikate, reduzieren, jedoch sind evtl. anfallende zusätzliche Kosten für den elektrischen Strom zum Betrieb des Elektrolyseurs zu berücksichtigen. Es ist nicht davon auszugehen, dass der Strom zum Betrieb der Elektrolyse kostenfrei verfügbar sein wird. Problematisch sind in diesem Zusammen-

hang die noch sehr hohen spezifischen Investitionskosten, die begrenzte Elektrolyseurkapazität sowie hohe Investitionskosten und erheblicher energetischer Aufwand für die Wasserstoffspeicherung.

Anlagentechnische Aspekte der Wasserelektrolyse sind in Abschnitte 3.4.2 gegeben.

2.2 Wirtschaftliche und infrastrukturelle Rahmenbedingungen

Die Bedeutung der chemischen Industrie für Deutschland wurde bereits teilweise in den Abschnitten 1.1 und 2.1 dargestellt. Nachfolgend soll daher auf die infrastrukturellen Voraussetzungen der chemischen Industrie und der Kraftstoffwirtschaft eingegangen werden, die von Bedeutung bei einer künftig stärkeren chemischen Nutzung der Braunkohle sind.

Dabei geht es vor allem um Infrastruktur, die bei der Installation von Anlagen zur stofflichen Kohlenutzung mitgenutzt werden kann, um z. B. Produkte zu bereits vorhandenen Chemiestandorten zu transportieren, Basischemikalien weiter zu veredeln oder Rohprodukte aufzubereiten oder den Aufwand bei der Errichtung von Nebenanlagen, d. h. Investitionskosten, deutlich zu reduzieren.

2.2.1 Produktspektrum und Energieträgereinsatz der deutschen chemischen Industrie

Das durch Kohlechemie partiell substituierbare Produktspektrum der organischen Chemie betrifft die mengenmäßig stärksten Basischemikalien mit einem jährlichen Verbrauch von knapp 1 Mio. t/a (Methanol) bis knapp 5 Mio. t/a (Ethylen).

Die deutsche chemische Industrie erzeugte 2012 Produkte im Wert von 114 Mrd. €. Davon entfielen 61 % auf chemische Grundstoffe, insbesondere organische Primärchemikalien und Primärkunststoffe. Eine Aufstellung der Produktion der chemisch-pharmazeutischen Industrie in Deutschland zeigt Tab. 2.3. Eine Übersicht zu Mengen wichtiger Produkte der Chemieindustrie gibt Tab. 2.4. [02-07]

Tab. 2.3 Aufstellung der Produkte der chemisch-pharmazeutischen Industrie [02-07]

2012	Mrd. Euro	Anteil in %
Chemisch-pharmazeutische Industrie	141,8	100,0
Chemische Industrie	114,1	80,5
Chemische Grundstoffe	69,6	49,3
<i>Industriegase</i>	1,0	0,7
<i>Farbstoffe und Pigmente</i>	3,8	2,7
<i>Sonstige anorganische Grundstoffe und Chemikalien</i>	7,9	5,6
<i>Sonstige organische Grundstoffe und Chemikalien</i>	27,1	19,1
<i>Düngemittel und Stickstoffverbindungen</i>	4,3	3,0
<i>Kunststoffe in Primärformen</i>	24,2	17,1
<i>Synthetischer Kautschuk in Primärformen</i>	1,4	1,0
Schädlingsbekämpfungs-, Pflanzenschutz und Desinfektionsmittel	3,0	2,1
Anstrichmittel, Druckfarben und Kitte	8,7	6,1
Seifen, Wasch-, Reinigungs- und Körperpflegemittel sowie Duftstoffe	10,3	7,3
<i>Seifen, Wasch-, Reinigungs- und Poliermittel</i>	5,6	3,9
<i>Körperpflegemittel und Duftstoffe</i>	4,7	3,3
Sonstige chemische Erzeugnisse	18,6	13,1
<i>Pyrotechnische Erzeugnisse</i>	0,6	0,4
<i>Klebstoffe</i>	1,6	1,1
<i>Etherische Öle</i>	1,4	1,0
<i>Sonstige chemische Erzeugnisse a.n.g.</i>	15,0	10,6
Chemiefasern	2,1	1,5
Veredelung von Erzeugnissen dieser Güterabteilung	1,8	1,3
Pharmazeutische Industrie	27,7	19,5
Pharmazeutische Grundstoffe	3,3	2,4
Pharmazeutische Spezialitäten und sonstige pharmazeutische Erzeugnisse	24,2	17,0
Veredelung von Erzeugnissen dieser Güterabteilung	0,2	0,1

Tab. 2.4: Auswahl wichtiger Produkte der chemischen Industrie für 2012 [02-07]

Produkte	Produktion in t
Ethylen	4.897.362
Schwefelsäure	4.269.999
Chlor	3.980.516
Propylen	3.821.487
Natriumhydroxid	3.332.077
Ammoniak	2.695.983
Ethylendichlorid	2.449.574
Buten	2.328.456
Benzol	1.774.264
Vinylchlorid	1.480.131
Methanol	967.459

Der Energie- und Rohstoffeinsatz der deutschen chemischen Industrie im Jahr 2011 ist in Abb. 2.5 dargestellt. Eine Unterscheidung, welcher Anteil der Energierohstoffe stofflich und welcher energetisch, z. B. zur Prozesswärmebereitstellung, genutzt wurde, ist nicht möglich. Als durch Kohle substituierbar betrachtet wird vor allem der als Heizöl deklarierte Rohölanteil, der laut VCI auch sämtliche für die Erzeugung von Grundchemikalien genutzte Ölderivate enthält.

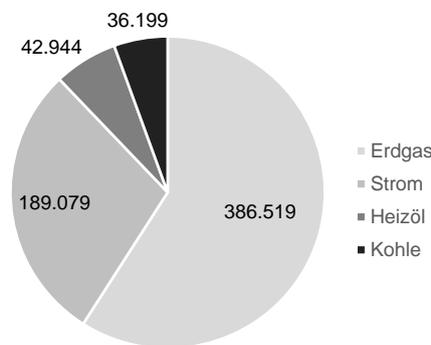


Abb. 2.5 Energierohstoffeinsatz in der chemischen Industrie in Terra-Joule im Jahr 2011 in Deutschland [02-07]

2.2.2 Infrastrukturelle Voraussetzungen in Deutschland und NRW

NRW liegt sowohl beim Umsatz als auch bei der Zahl der in der chemischen Industrie Beschäftigten auf Platz 1 im bundesdeutschen Vergleich, ebenso bei der braunkohle-basierten Stromerzeugung. In unmittelbarer räumlicher Nähe zu den Industriestandorten befinden sich Großkraftwerke. Die vorhandenen Rohöl- bzw. Produktpipelines, die in die europäischen Pipeline-Strukturen eingebunden sind, könnten von der Kohlechemie mitgenutzt werden.

Nachfolgend ist in Abb. 2.6 die Erdölverarbeitungs- und -transportinfrastruktur Deutschlands dargestellt. Von Bedeutung sind insbesondere Rohöl- bzw. Produkten-pipelines, die durch Kohleverflüssigungsanlagen mitgenutzt werden könnten. Aus Abb. 2.7 und Abb. 2.8 wird dabei deutlich, dass Raffinerie- bzw. Chemiestandorte in unmittelbarer Nähe zu den dargestellten Transportwegen angesiedelt sind.

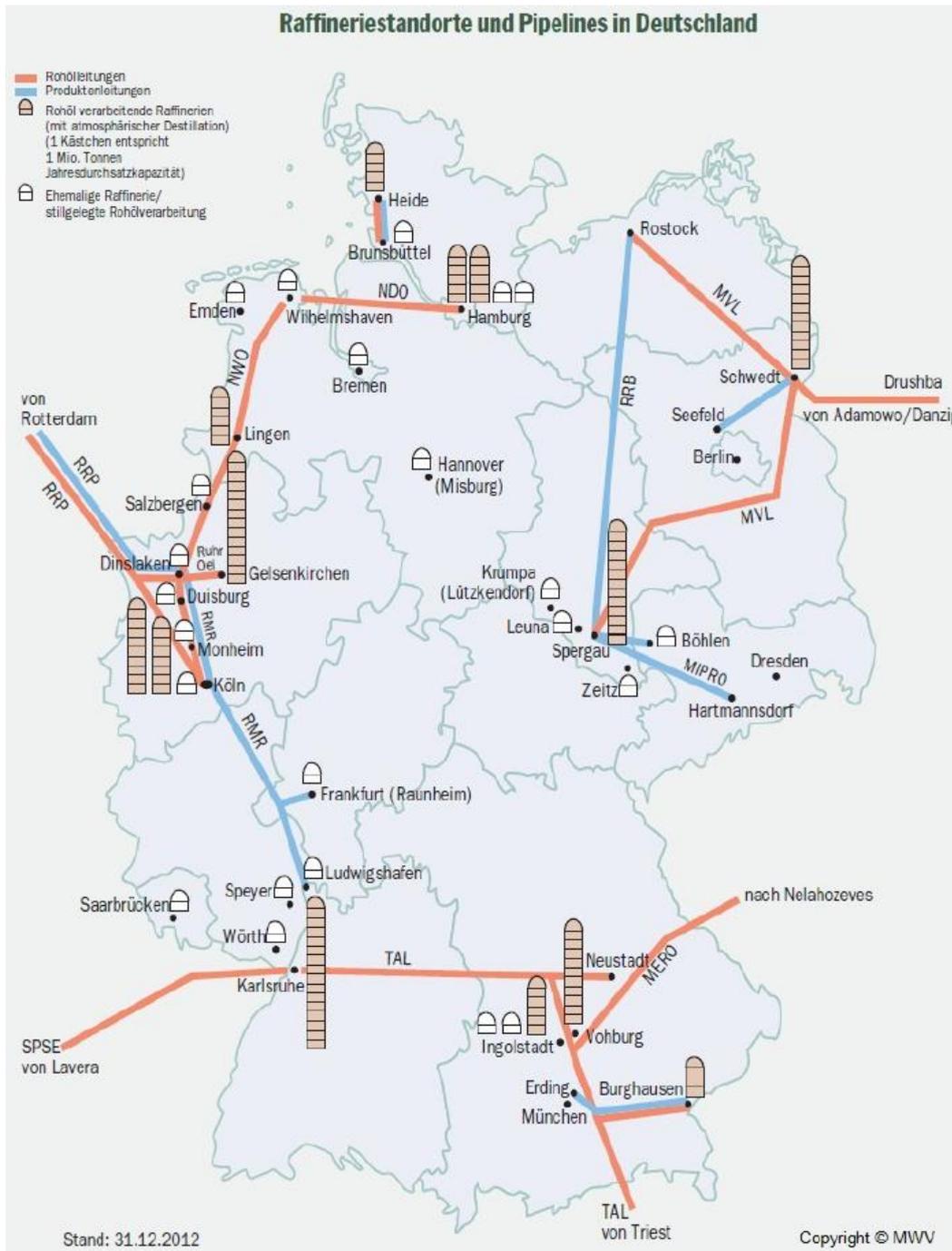


Abb. 2.6 Erdölraffinerien und Pipelines in Deutschland [02-08]

2 Primärenergieverbrauch und Rohstoffbasis der chemischen Industrie

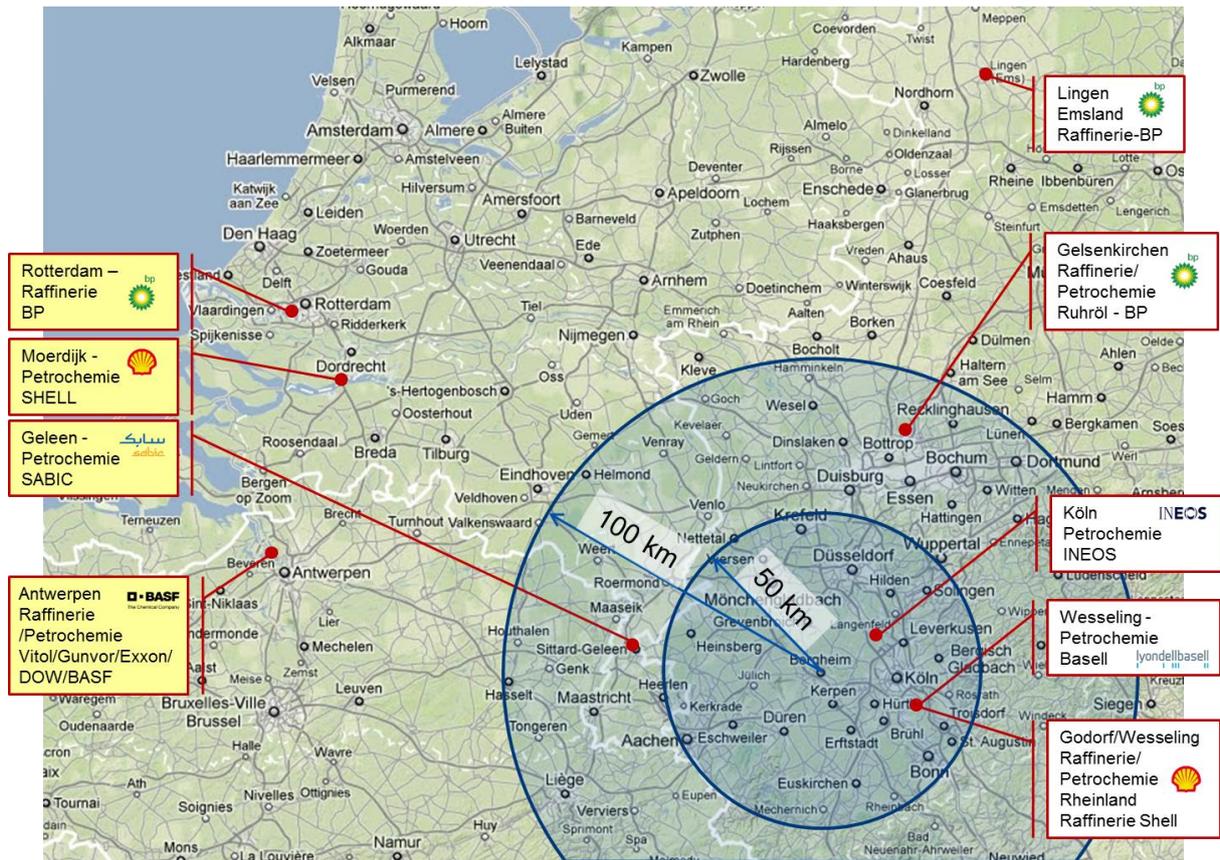


Abb. 2.7 Standorte der Petrochemie und von Raffinerien in NRW und im nahem Umkreis

Die chemische Industrie in NRW hatte 2012 mit einem Umsatz von 48,5 Mrd. € einen Anteil von 33,5 % am deutschen Gesamtumsatz der chemischen Industrie. Der Beschäftigtenanteil betrug dabei mit rund 90.000 Beschäftigten etwa 27,8 % bezogen auf die Gesamtbeschäftigtenzahl in Deutschland. Damit liegt NRW sowohl beim Umsatz als auch bei der Zahl der in der chemischen Industrie Beschäftigten auf Platz 1 im bundesdeutschen Vergleich. [02-09]

Die im Ruhrgebiet und in der Kölner Bucht ansässigen Chemieparks, z. B. Marl und Leverkusen, zählen zu den größten Deutschlands. Allein in Marl und in den drei Chempark Standorten Leverkusen, Dormagen und Uerdingen liegt die Zahl der Beschäftigten bei den Chemieparkunternehmen und Partnerunternehmen bei über 50.000.

Kohlenstoffbasierte Hauptprodukte der Chemieindustrie in Nordrhein-Westfalen sind Basis- und Spezialchemikalien, aber vor allem Kunststoffe. Die Rohstoffbasis für diese organisch-chemischen Produkte sind je nach Standort Synthesegas (z. T. koksba-siert), Erdgas oder Erdöl. Vor allem in den großen Chemieparks besteht eine feste Einbindung in europäischen Pipelinestrukturen für petrochemische Produkte.

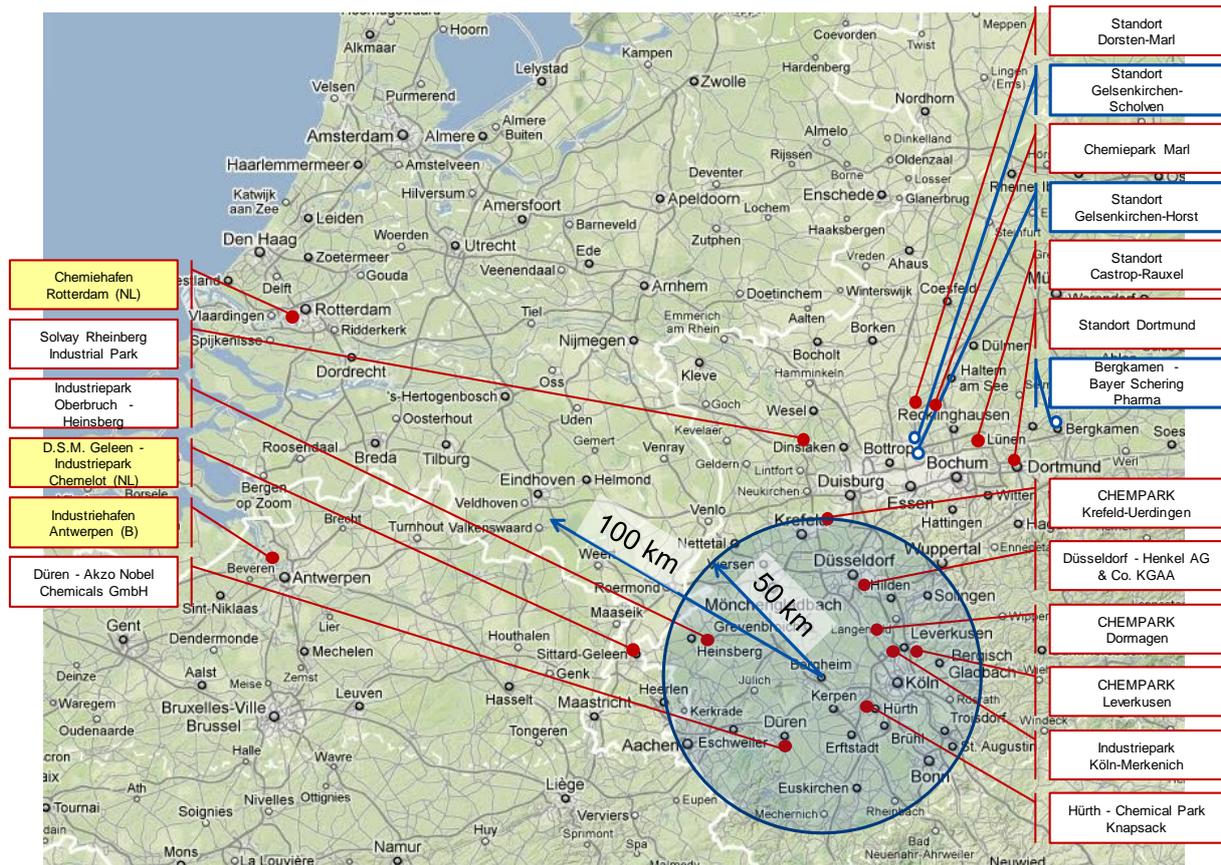


Abb. 2.8 Große Industriestandorte rund um das größtes Braunkohleabbaugebiet Deutschlands (Rheinisches Revier)

Unter anderem haben die folgenden international agierenden Chemieunternehmen ihren Hauptsitz in NRW: Bayer, Evonik Industries, Henkel und Lanxess. Darüber hinaus sind in NRW Produktions- oder Forschungsstätten von z. B. 3M oder BASF beheimatet. In unmittelbarer räumlicher Nähe zu den Industriestandorten befinden sich Großkraftwerke zur Versorgung der Industriestandorte. Die braunkohlebefeuerte Kraftwerkskapazität betrug zum Ende des Jahres 2013 ca. 20.987 MW(eI, netto) in Deutschland, davon entfallen etwa 50 % auf NRW. Dies verdeutlicht die starke Verknüpfung der Energie- und Stoffwirtschaft in NRW und begründet das hohe Potenzial zur Integration einer stofflichen Kohlenutzung in die vorhandene Infrastruktur.

2.2.3 Bedeutung der Braunkohleindustrie für NRW

Die Braunkohleindustrie Nordrhein-Westfalens hat einen sehr hohen direkten und indirekten Beschäftigungseffekt. Im Falle der Ansiedelung der Kohlechemie in Nachbarschaft zu Kraftwerken und der Chemieindustrie würden signifikant weitere Arbeitsplätze geschaffen. Darüber hinaus würden die vorhandenen Infrastrukturen besser ausgelastet und stabilisiert.

In Deutschland existieren drei Braunkohlereviere, von denen das Rheinische Revier das größte ist. Im Jahr 2013 betrug die Braunkohleförderung im Rheinischen Revier 98,3 Mio. t, in Deutschland insgesamt 182,7 Mio. t. Braunkohle leistete damit einen Beitrag von 25,6 % zur gesamtdeutschen Stromerzeugung. Der Hauptarbeitgeber in der Braunkohlenindustrie im Rheinischen Revier ist die RWE Power AG. So waren in 2013 ca. 10.730 Menschen direkt in der Braunkohleindustrie im rheinischen Revier beschäftigt [02-10]. Unter Zugrundelegung einer Studie des EEFA Forschungsinstitutes aus dem Jahr 2010 [02-11] kommen auf einen Beschäftigten in der Braunkohlenindustrie etwa 2,1 Beschäftigte in nach- bzw. vorgeordneten Branchen. Es ist somit von einem Beschäftigungspotenzial von mindestens 32.000 Personen auszugehen, deren Arbeitsplätze direkt oder indirekt von der Braunkohlenindustrie in NRW abhängen.

Zusätzlich zu den direkten Effekten auf den Arbeitsmarkt sind wirtschaftliche Auswirkungen des Privatkonsums der Beschäftigten sowie die Investitionen der Unternehmen zu berücksichtigen. Der o.g. Studie entsprechend löst jeder investierte Euro einen Effekt von ca. 1,9 EUR in den vor- oder nachgelagerten Branchen aus, wovon der Großteil (ca. 70 %) in NRW verbleibt.

In der Stromerzeugung tritt Braunkohle zunehmend in Konkurrenz zu erneuerbaren Energieträgern und wird neben der Abdeckung von Grundlast zunehmend zur Mittel- und Spitzenlastdeckung genutzt. Aufgrund der an der EEX-Strombörse gesunkenen Preise je erzeugter kWh kann mittel- und langfristig jedoch nur eine begrenzte Wertschöpfung je Tonne Braunkohle erzielt werden.

Die stoffliche Kohlenutzung verspricht aufgrund der hohen Preise chemischer Produkte oder Kraftstoffen eine alternative Wertschöpfung. Daneben ist davon auszugehen, dass für jeden neu geschaffenen Arbeitsplatz in einer Anlage zur stofflichen Verwertung von Braunkohle wiederum ca. 2,1 Arbeitsplätze in vor- oder nachgeordneten Bereichen mit den entsprechenden wirtschaftlichen Effekten geschaffen werden. Für eine Anlage mit einer Produktionskapazität von einer Mio. t/a ist größenordnungsmäßig von wenigstens 300 zusätzlichen direkt an der Anlage zur synthese-gasbasierten stofflichen Kohlenutzung beschäftigten Menschen auszugehen [02-12]. Wird außerdem Infrastruktur von Kraftwerken, Raffinerien oder chemischen Anlagen mitgenutzt, wird deren Auslastung gesteigert, so dass darüber hinaus ein Beitrag zur Sicherung der dort angesiedelten Arbeitsplätze zu erwarten ist.

2.3 Quellen zum Kapitel 2

- [02-01] IEA: IEA World Energy Outlook 2013, Report, 2013
- [02-02] Valencia, R.: Future of the Chemical Industry by 2050, Wiley, 2013
- [02-03] Schiffer, H.: Energiemarkt Deutschland Jahrbuch 2014, TÜV Media, 2014
- [02-04] Schulte, A. et. Al.: Clusterstudie Forst Holz, Gesamtbericht, Landesforstverwaltung Nordrhein-Westfalen, 2003
- [02-05] Ministerium für Umwelt und Naturschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen: Bioenergie.2020.NRW.Biomasseaktionsplan zum Nachhaltigen Ausbau der Bioenergie in Nordrhein-Westfalen, Düsseldorf, 2009
- [02-06] Statistisches Bundesamt (DESTATIS): Erhebung der öffentlichen Abwasserentsorgung – Klärschlamm (32214-0001), 2010
- [02-07] VCI: Chemiewirtschaft in Zahlen 2013
- [02-08] Mineralölwirtschaftsverband (MWV): Jahresbericht 2012, 2013
- [02-09] Information und Technik Nordrhein-Westfalen (IT.NRW): Statistische Berichte: Verarbeitendes Gewerbe sowie Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden in Nordrhein-Westfalen 2012, 2014
- [02-10] Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.: Braunkohle im Überblick 1989-2013, Stand 03/14
- [02-11] Energy Environment Forecast Analysis (EEFA): Bedeutung der rheinischen Braunkohle – sektorale und regionale Beschäftigungs- und Produktionseffekte, 2010
- [02-12] Pardemann, R.: Stoff-Kraft-Kopplung in kohlebasierten Polygenerationskonzepten., Dissertation, Technische Universität Bergakademie Freiberg, Institut für Energieverfahrenstechnik und Chemieingenieurwesen, 2013
- [02-13] Initiativkreis Kohleveredlung (DECHEMA, DMGK): Positionspapier Kohleveredlung, 2009

3 Stand der Technik und Perspektiven der stofflichen Kohlenutzung

3.1 Direkte Kohleverflüssigung

Nach dem Vorbild des in Deutschland entwickelten und betriebenen Bergius-Pier-Verfahrens zur direkten Kohleverflüssigung wurde weltweit die einzige Anlage für ca. 1 Mio. t/a Dieselkraftstoff 2008/9 in China/Ordos erfolgreich in Betrieb genommen. Die Designkapazität wird seit ca. 2012 erreicht. Auf Grund der hohen Komplexität des Anlagenbetriebs wird sich diese Technik erwartungsgemäß nicht weiter durchsetzen. Sie wird im Rahmen der Studie daher nicht weiter betrachtet.

Entsprechend Abschnitt 1.2 lassen sich die direkte und die indirekte Kohleverflüssigung unterscheiden. Der wesentliche Unterschied zwischen beiden Prozessketten besteht darin, dass die Kohle bei der indirekten Verflüssigung zunächst komplett in ein Synthesegas gewandelt wird, das beliebig in Chemikalien oder Kraftstoffe konvertiert werden kann. Demgegenüber wird die Kohle bei der direkten Verflüssigung in einer Mineralölsuspension mit Katalysator dispergiert und unter hohem Druck mit Wasserstoff zu einem rohölähnlichen Kohlenwasserstoffgemisch umgesetzt. Der Wasserstoff zur Hydrierung ist entweder aus der Spaltung von Erdgas oder durch Kohlevergasung bereitzustellen. Die direkte Kohleverflüssigung basiert auf dem in Deutschland entwickelten Bergius-Pier-Verfahren von 1924, die erstmals 1927 großtechnisch umgesetzt wurde. In der ehemaligen DDR wurde bis zur Wiedervereinigung in den Hydrierwerken in Mitteldeutschland und in der Lausitz Braunkohle bzw. Braunkohlenteer aus Schwelereien eingesetzt. Obwohl nach dem zweiten Weltkrieg in der BRD nicht mehr großtechnisch angewendet, fanden Entwicklungsarbeiten bis 1987 in der Kohleölanlage Bottrop statt. An den Forschungsarbeiten zur Hydrierung war von 1976 bis 1986 auch RWE beteiligt [03-02]. Die in Deutschland entwickelte Anlagentechnik bildete die Grundlage für die bisher einzige kommerzielle neue Sumpffphasehydrierungsanlage, die seit 2008/09 in Ordos in der Inneren Mongolei/China in Betrieb ist. Die wesentlichen Anlagenkenndaten sind in Tab. 3.1 zusammengefasst.

Tab. 3.1 Kenndaten direkte Kohleverflüssigungsanlage in der Inneren Mongolei [03-01]

Kenngroße	Wert
Designkapazität	1 Mio. t/a Dieselkraftstoff
Betriebsdaten:	
- Inbetriebnahme	2008/09
- Betriebstage 2012	302 d
- Betriebstage 2013	315 d
Produktmengen:	
- 2012	865.000 t Dieselkraftstoff
- 2013	888.000 t Dieselkraftstoff
Verbrauchskennwerte:	
- Spezifischer Kohleinsatz	3,23 t(Kohle)/t(Diesel)
- Spezifischer Wasserbedarf	5,82 t(Wasser)/t(Diesel)
- Spezifischer Kohlebedarf für Hilfsenergiebereitstellung	1,69 t(Kohle)/t(Diesel)
Wirkungsgrad (auf Basis Heizwert)	ca. 58 %

Ein Anlagenschema zur direkten Kohleverflüssigung ist in Abb. 3.1 gegeben. Die hohe Anlagenkomplexität und die anspruchsvollen Prozessbedingungen (190 bar, 330-450°C) haben eine breitere kommerzielle Anwendung auch in China bisher verhindert. Sie soll daher im Folgenden nicht weiter berücksichtigt werden.

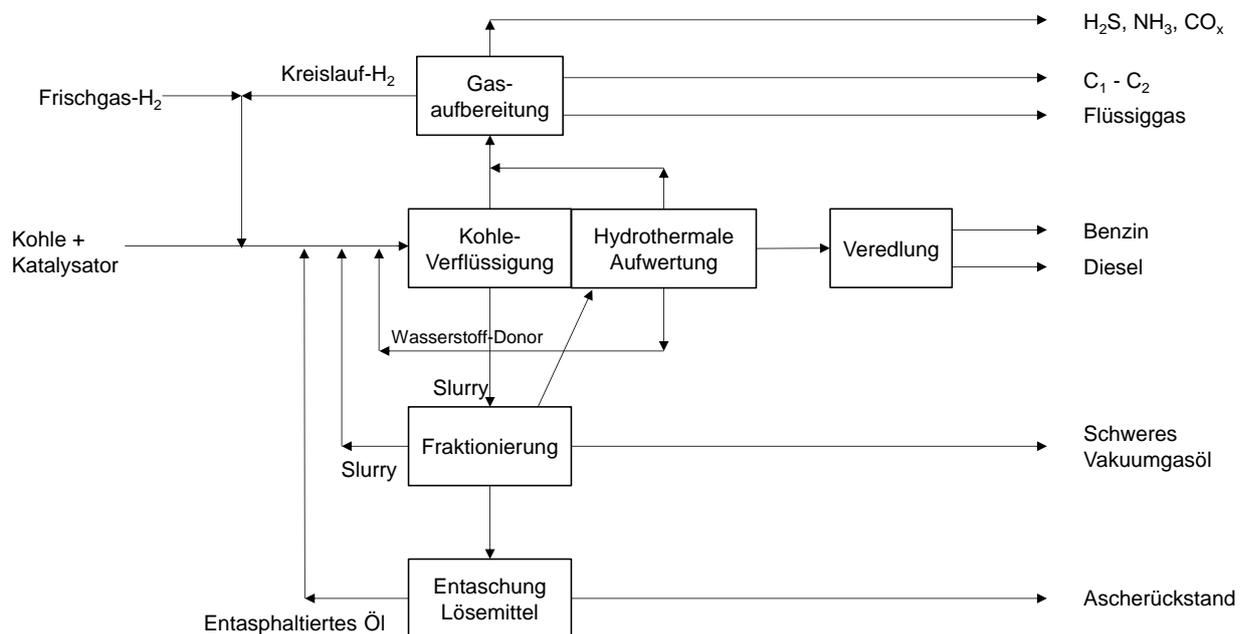


Abb. 3.1 Schema der direkten Kohleverflüssigung [03-03]

3.2 Indirekte Kohleverflüssigung – Synthesegasbasierte Kohlenutzung

3.2.1 Coal-to-Liquids und Coal-to-Chemicals

Teilprozesse der indirekten Kohleverflüssigung

Die Teilprozesse der indirekten Kohleverflüssigung sind überwiegend großtechnisch ausgereift und können für den jeweiligen Anwendungsfall angepasst werden.

Im Gegensatz zur direkten Kohlehydrierung existiert eine Vielzahl von Prozessketten zur indirekten Kohleverflüssigung, bei denen die meisten Teilprozesse bereits seit Jahren Stand der Technik und kommerziell sehr gut demonstriert sind. Dies betrifft insbesondere die Kohlevergasung selbst, die Gasaufbereitungskette, die Ammoniaksynthese bzw. Wasserstofferzeugung, die Methanolsynthese und ausgewählte Varianten der Fischer-Tropsch-Synthese. Eine Übersicht zu relevanten Syntheserouten sowie Anforderungen an die Gasqualität bzgl. des H_2/CO -Verhältnisses wird mit Abb. 3.2 gegeben. Außerdem ist die indirekte Kohleverflüssigung dem gesamten Spektrum der Kohlen zugänglich [03-02], während die direkte Kohleverflüssigung nur für niedrig inkohlte Steinkohlen oder Hartbraunkohlen geeignet ist.

Nach entsprechender Aufbereitung der Kohle, abhängig vom Vergasungsverfahren, bestehend aus Trocknung, Mahlung und ggf. weiterer Schritte, z. B. Slurryherstellung, wird die Kohle der Vergasung zugeführt. Dabei wird sie i.d.R. mit technisch reinem Sauerstoff und ggf. Beimischung von Dampf autotherm bei hohen Temperaturen unter reduzierenden Bedingungen zu einem brennbaren Rohgas umgesetzt, hauptsächlich bestehend aus H_2 , CO , Spuren von CO_2 und ggf. CH_4 sowie Wasserdampf. Die anschließende Gasreinigung beinhaltet zunächst die Gaskühlung, die Entfernung von Staub und kondensierbaren Bestandteilen, die Abtrennung von Halogeniden und Stickstoffverbindungen. Abhängig von den Anforderungen an die Synthesegaszusammensetzung folgt zunächst die Gaskonditionierung zur Einstellung des passenden H_2/CO -Verhältnisses. In dieser Prozessstufe wird mittels sog. CO-Konvertierung (CO-Shift) ein Teil des CO mit Wasserdampf katalytisch zu CO_2 und H_2 konvertiert. Alternativ dazu ist die Beimischung von H_2 aus externen Quellen ins Gas möglich, um die geeignete Synthesegaszusammensetzung einzustellen. Je nach Prozessfolge werden noch Schwefelkomponenten und CO_2 abgetrennt, bevor das Gas ggf. nach einer zusätzlichen Abreinigung von Spurenstoffen einer Synthese zur Verfügung gestellt wird. Da die meisten Synthesen weder vollständigen Umsatz erreichen noch 100 % selektiv

arbeiten, ist häufig die Kreislaufgasführung von nicht umgesetztem Synthesegas in den Reaktor sowie eine aufwändige Produktaufbereitung zur Einstellung der Produktqualität erforderlich. Da ein Teil des Kohlenstoffs bei vielen Prozessrouten in langlebigen Produkten verbleibt, resultiert für die synthesegasbasierte stoffliche Kohlenutzung eine dementsprechende verminderte CO₂-Emission. Auf CO₂-Emissionen und das Minderungspotenzial der stofflichen Nutzung wird im Abschnitt 3.6 eingegangen.

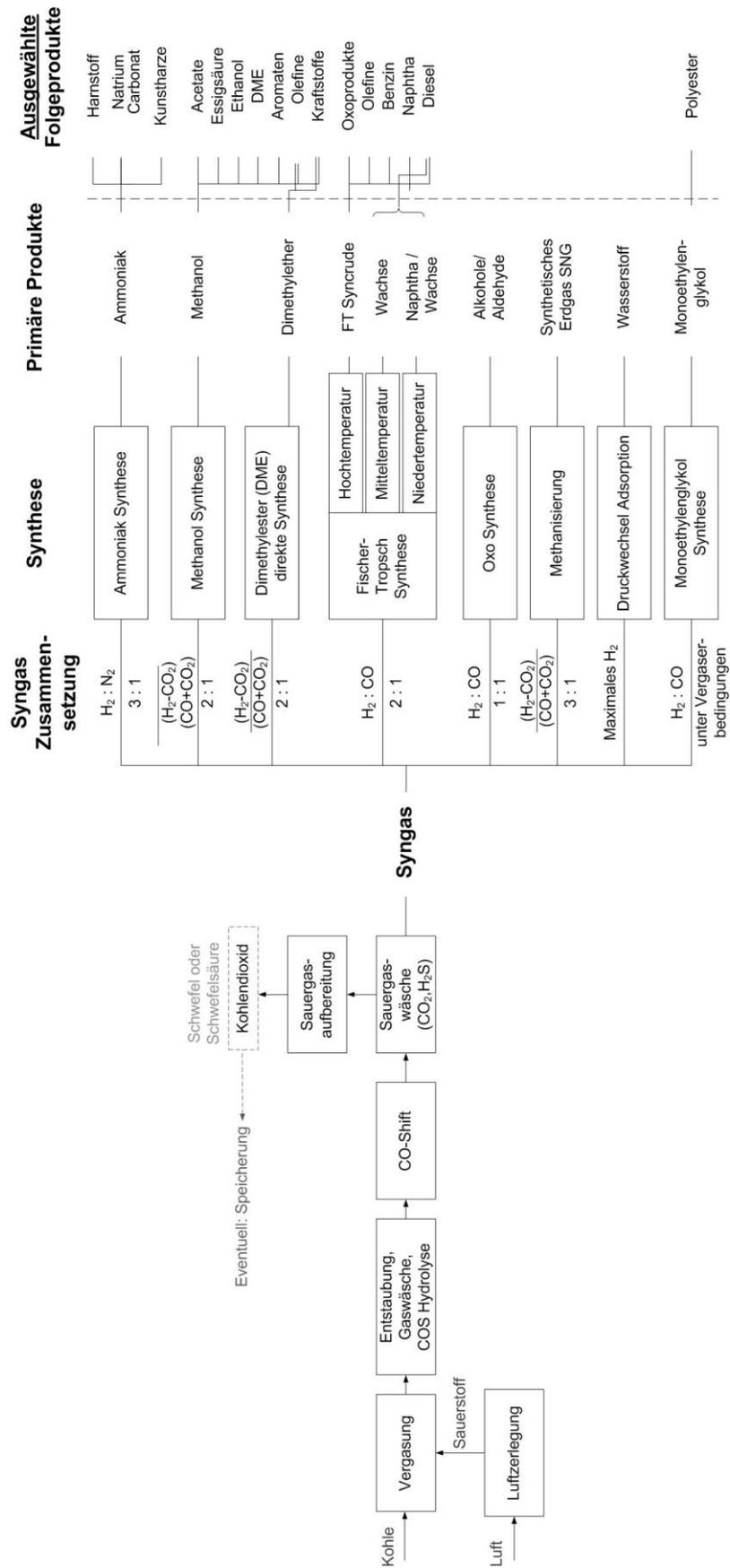


Abb. 3.2 Synthesegasbasierte Kohlenutzung

Moderne Vergasungsverfahren

Eine der wichtigsten Aufgaben für die großtechnische Planung und Realisierung der indirekten Kohleverflüssigung ist die Auswahl eines für die Einsatzkohle(n) geeigneten Vergasungsverfahrens. Während weltweit für Steinkohlen vorzugsweise Flugstrom-Vergasungsverfahren zum Einsatz kommen, wurde für rheinische Braunkohle das HTW-Wirbelschichtverfahren im industriellen Maßstab erfolgreich demonstriert. Die hierbei gewonnenen Betriebserfahrungen zur Vergasung rheinischer Braunkohlen bieten eine gute Ausgangsbasis für die zukünftige Anwendung zur Synthesegaserzeugung.

Eine Aufstellung kommerziell verfügbarer Vergasungsverfahren gibt Tab. 3.2. Waren in der Vergangenheit Verfahren zur Festbettvergasung nach dem Lurgi-Prinzip bei der installierten thermischen Synthesegaskapazität weltweit führend, dominieren bei neu installierten Anlagen Flugstromvergasungsverfahren. Eine Zusammenfassung zur aktuellen Vergasungskapazität nach Verfahren ist im Abschnitt 3.2.4 zu finden.

Tab. 3.2 Kommerzielle Vergasungsverfahren

Festbettvergasung	Wirbelschichtvergasung	Flugstromvergasung
<p><i>Unterhalb Ascheschmelztemperatur:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Lurgi fixed-bed dry-bottom ▪ Sasol fixed-bed dry-bottom ▪ Sedin fixed-bed dry-bottom ▪ UGI atmospheric gasifier <p><i>Oberhalb Ascheschmelztemperatur:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Envirotherm or ZEMAG ▪ British Gas Lurgi (BGL) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ High-temperature Winkler ▪ U-Gas (Gas Technology Institute) ▪ Envirotherm circulating fluidized bed ▪ KBR Transport-Integrated Gasifier (TRIG) ▪ AFB gasifier (ICC, CAS) 	<p><i>Trockener Brennstoffeintrag:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Prenflo Direct Quench ▪ Prenflo (conventional) ▪ SIEMENS fuel gasification process (GSP) ▪ Shell coal gasification process ▪ Shell Direct Quench ▪ CHOREN Clean coal gasifier ▪ EAGLE gasifier ▪ Mitsubishi (MHI) air and oxygen-blown gasifier ▪ Huaneng HT-L gasifier ▪ Compact gasifier (Aerojet Rocketdyne) <p><i>Slurry-Brennstoffeintrag:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ GE gasification ▪ CB&I (E-Gas) gasification ▪ MCSG (North-West Research Institute) gasifier ▪ Opposite Multiple Burner gasifier (East China University of Science and Technology) ▪ Two-stage oxygen gasifier (Tsinghua University)

Es ist hervorzuheben, dass für die indirekte Kohleverflüssigung die Identifikation eines geeigneten Vergasungsverfahrens von herausragender Bedeutung ist, da das einmal erzeugte Rohgas unter Nutzung kommerzieller Reinigungs- und Konditionierungsverfahren auf jede Synthesegasqualität aufbereitet werden kann. Die Eignung eines Vergasungsverfahrens für rheinische Braunkohle wird dabei insbesondere von den Ascheeigenschaften bestimmt, die für unterschiedliche Tagebaue und Flöze teils stark variieren. Von besonderer Bedeutung ist, dass insbesondere die Wirbelschichtvergasung nach dem Hochtemperatur-Winkler-Verfahren (HTW) beginnend ab 1974 durch Rheinbraun und später RWE für die Vergasung rheinischer Braunkohle entwickelt wurde. Im Zuge der Entwicklungsarbeiten wurden verschiedene Technikumsanlagen sowie Pilot- bzw. Demonstrationsanlagen in Frechen (1978–85), Wesseling (1989–92) und in Berrenrath (1986–97) betrieben. Die für die technische Anwendung wichtigste Anlage ist die HTW-Demoanlage in Berrenrath, bei der das Synthesegas für eine Methanolerzeugung bereitgestellt wurde. Neben einer weitgehend vollständigen Untersuchung der Vergasungseignung rheinischer Braunkohle wurde das HTW-Verfahren optimiert und stellt damit heute eines der Vorzugsverfahren zur Vergasung rheinischer Braunkohle dar [03-14, 03-29].

Moderne Syntheserouten

Das Spektrum großtechnisch erprobter Synthesen reicht von der Erzeugung von Diesel- und Benzin-Kraftstoffen, Methanol, oxygenierten Kraftstoffkomponenten oder Ammoniak bis hin zu Aromaten und anderen Basischemikalien. Dabei ist neben der vom Grundsatz her spezifisch kostengünstigen, sogenannten Mega-Anlage ein Trend zu kleineren Anlagengrößen, z.B. für dezentrale Offshore- oder Erdölbegleitgas-Anwendungen, zu verzeichnen.

In den vergangenen Jahren wurde insbesondere in China, signifikant Kohlevergasungskapazität zur Bereitstellung von Synthesegas zur Erzeugung von Kraftstoffen und Chemikalien installiert. Neben Anlagen zur Herstellung von Ammoniak bzw. Harnstoff und Methanol werden zunehmend auch höherwertige Chemikalien, (z. B. Olefine) produziert. Bei der Herstellung von Kraftstoffen dominiert bisher die Fischer-Tropsch-Synthese. Die Erzeugung von Dimethylether (DME) und von Benzin aus Methanol mittels Methanol-to-Gasoline-Technologie (MtG) gewinnt an Bedeutung [03-04, 03-05]. Interesse gewinnt neuerdings auch die Erzeugung oxigener Kraftstoffkomponenten, z. B. von Dimethylether, die zu einer deutlichen Reduktion der Rußemissionen bei

der Verbrennung in Motoren führen sollen. Neuere Aktivitäten beinhalten auch die Erzeugung von Aromaten bzw. von Monoethylenglykol. DME wird dabei nicht nur als Basischemikalien, sondern auch als Substitut für Dieselkraftstoff genutzt. Im Gegensatz zu den Megaanlagen für kohlebasierte Syntheserouten wurden in den vergangenen Jahren zunehmend Syntheseverfahren, vor allem auf Basis der Fischer-Tropsch-Synthese zur Dieselkraftstoffherzeugung, für kleine Anlagenkapazitäten für Gas-to-Liquids-Prozessketten zur Nutzung von Fackel- oder Begleitgasen entwickelt. Ziel dieser Anlagenentwicklung ist die Bereitstellung von Technologien für Offshore-Anwendungen bei der Erdölförderung oder für abgelegene Gegenden. Eine Aufstellung zu wesentlichen Kraftstoffsynthesen und deren kommerzieller Verbreitung ist in Tab. 3.3 und Tab. 3.4 gegeben. Ausbeutekennziffern der anderen Synthesen sind in Tab. 3.5 zu finden.

Tab. 3.3 Gegenüberstellung verschiedener Kraftstoffsynthesen [03-06, 03-07]

Fischer-Tropsch Synthese	Methanolbasierte Synthesen
<p>Anwendung [03-28]:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Erzeugung von Diesel- oder Flugzeugkraftstoff <ul style="list-style-type: none"> ➔ Niedertemperatur-FT-Synthese mit Syncrude-Aufbereitung (Wachshydrierung) - Große Gas-to-Liquids-Anwendungen im Mittleren Osten, Südostasien ▪ Erzeugung von Benzin und Olefinen <ul style="list-style-type: none"> ➔ Hochtemperatur-FT-Synthese - Indirekte Kohleverflüssigungsanlagen in Südafrika: <ul style="list-style-type: none"> SASOL II + III: 160.000 bbl/d PetroSA: 45.000 bbl/d (GtL) ▪ Kombinierte Diesel- und Benzinerzeugung <ul style="list-style-type: none"> ➔ Mitteltemperatur-FT-synthese (Synfuels China Techn. Ltd. & Co.) - 3 Demoanlagen: 3 x 160.000 t/d - 1 Projekt bis 2016 (Ningxia): 4 Mio. t/a - Projekte mit einer Gesamtkapazität von ca. 12 Mio. t/a 	<p>Anwendung [03-28]:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Erzeugung von Methanol als Ausgangsstoff für anschließende Synthesen zur: <ul style="list-style-type: none"> - Benzin-, - Dimethylethergewinnung (DME – Dieselsubstitut) ▪ DME als Zwischenprodukt bei den meisten methanolbasierten Synthesen ▪ Mind. 4 kommerzielle Synthesen zur Benzinerzeugung aus Methanol: <ul style="list-style-type: none"> - Mobil MtG-Verfahren: <ul style="list-style-type: none"> 2.500 bbl/d MtG-Syntheseanlage in Jincheng (China) (Basis: Kohle) 1 CtL-Projekt für 15.000 bbl/d in USA - Restliche Synthesen im Pilotmaßstab ▪ Mind. 4 kommerzielle Syntheseverfahren zur DME-Erzeugung (Direktsynthese und zweistufige Verfahren)
<p>Ausbeutekennziffern [03-27] (schwanken mit Kohlequalität und Vergasungsverfahren):</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Hochtemperatur-FT-Technologie: <ul style="list-style-type: none"> 0,291 kg(Flüssigprodukte)/kg(Kohle) bzw. 0,144 kg(Flüssigprod.)/m³(i. N., Syngas) ▪ Niedertemperatur-FT-Synthese: <ul style="list-style-type: none"> 0,186 kg(Wachs)/kg(Kohle), entsprechen ca. 0,22kg(Diesel)/kg(Kohle) bzw. 0,105 kg(Wachs)/m³(i. N., Syngas), entsprechen ca. 0,125 kg(Diesel)/m³(i. N., Syngas) 	<p>Ausbeutekennziffern [03-06] (schwanken mit Kohlequalität und Vergasungsverfahren):</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Hocheffiziente Methanolerzeugung: <ul style="list-style-type: none"> ca. 0,7–0,8 kg(Methanol)/kg(Kohle) ▪ Mobil-MtG-Prozess: <ul style="list-style-type: none"> 0,372 kg(Benzin)/kg(Methanol) entspricht: 0,26–0,3 kg(Benzin)/kg(Kohle)

Tab. 3.4 Kommerzielle Fischer-Tropsch-Anlagen [03-08]

Anlage	Technologie		Kapazität (bbl/d)	Betreiber	Inbetriebnahme
Secunda	CTL	Sasol Advanced Syntholreaktor	160,000 Benzin	Sasol	1980/1984
Pearl	GTL	Shell Middle Distillate Synthesis	140,000 Diesel	Shell	2011
Mossel Bay	GTL	Sasol Synthol-Verfahren	45,000 Benzin	PetroSA Statoil Lurgi	1992
Oryx	GTL	Sasol Slurry-Phase-Synthesis	34,000 Diesel	Qatar Petroleum Sasol	2007
Bintulu	GTL	Shell Middle Distillate Synthesis	12,500 Diesel	Shell	1993
Sasolburg	GTL	Sasol Slurry-Phase-Synthesis	5,600 Diesel	Sasol	1955
Ordos	CTL	Synfuels China Mitteltemperatur-FT-Synthese	4,000 Benzin/ Diesel	Yitai	2009
ChangZhi	CTL	Synfuels China Mitteltemperatur-FT-Synthese	4,000 Benzin/ Diesel	ShanXi LuAn	2009
Ordos	CTL	Synfuels China Mitteltemperatur-FT-Synthese	5,000 Benzin/ Diesel	Shenhua	2009

Tab. 3.5 Charakteristische Kennziffern sonstiger Synthesen [30-09]

Synthese	Prozesscharakteristika
Ammoniaksynthese	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Maximierung der Wasserstoffausbeute aus dem Synthesegas ▪ Einstellung eines molaren H_2/N_2-Verhältnisses von mind. 3:1 (real: 3,7–4 : 1) → Erforderliche Synthesegasmengen: ideal: $2.635 \text{ m}^3(\text{i. N.}, H_2+N_2)/t(\text{Ammoniak})$ real: $3.300 \text{ m}^3(\text{i. N.}, H_2+N_2)/t(\text{Ammoniak})$
Methanol-zu-Olefinen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Synthesegasanforderung entsprechend Methanolsynthesegasqualität (s. auch. Abschnitt 3.2.1 und Abb. 3.2) ▪ Methanolausbeute für rheinische Braunkohle (Annahme Lurgi MegaMethanolverfahren): ca. $0,33 \text{ kg}(\text{Methanol})/\text{kg}(\text{Rohbraunkohle}^*)$ *Annahme: 50 Ma.-% Wassergehalt ▪ Olefinausbeute abhängig von Methanol-to-Olefins-Syntheseverfahren: <ul style="list-style-type: none"> - Lurgi-MtP-Verfahren (Methanol-to-Propylen): ca. $0,285 \text{ kg}(\text{Propylen})/\text{kg}(\text{Methanol})$ → $0,094 \text{ kg}(\text{Propylen})/\text{kg}(\text{Rohbraunkohle}^*)$ - UOP-MtO-Verfahren (Methanol-to-Olefines): ca. $0,35 \text{ kg}(\text{Ethylen} + \text{Propylen}^{**})/\text{kg}(\text{Methanol})$ ** jeweils ca. 50 % Ethylen und Propylen → $0,116 \text{ kg}(\text{Propylen})/\text{kg}(\text{Rohbraunkohle}^*)$
Oxosynthese	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Erforderliches H_2/CO-Verhältnis: 1:1 ▪ Erzeugung von organischer Grundchemikalien, z. B. organische Säuren (Carbonsäuren), Alkoholen und Aldehyden ▪ Ausbeute: sehr stark verfahrens- und Zielproduktabhängig (nicht allgemeingültig quantifizierbar)

Hoher anlagentechnischer Aufwand für Prozessketten der Kohlechemie

Die Herstellung von Kohlechemie-Produkten ist durch einen hohen prozess- und anlagentechnischen Aufwand gekennzeichnet, der durch umfangreiche Neben- und Infrastrukturanlagen noch vergrößert wird. Um die Konkurrenzfähigkeit zu erdgasbasierten Syntheseprodukten zu erhöhen, kann durch Mitnutzung der Infrastruktur eines Kraftwerks- oder Chemiestandortes ein erhebliches Kostenpotenzial gehoben werden, welches die Kostenrelation zugunsten der Kohlechemie-Produkte verschieben kann.

Im Falle der Errichtung von Inselanlagen ist zusätzlich zur eigentlichen Coal-to-Liquids-Prozesskette eine vielfältige Infrastruktur erforderlich. Diese beinhaltet ein Kraftwerk zur Dampfbereitstellung und Deckung des Hilfsenergiebedarfes, u. a. für die Luftzerlegungsanlage sowie sonstige elektrische Aggregate, sowie die üblicherweise um-

fangreiche Abwasserinfrastruktur und die Produktaufbereitung oder die Distributionslogistik zu Wasser, Schiene, Straße oder Pipeline. Investitionen liegen für Inselanlagen im einstelligen Milliarden Euro-Bereich und sind entsprechend der Economies of Scale auf große Anlagenkapazitäten zurückzuführen, die für methanolbasierte oder Fischer-Tropsch-Routen eine Kapazität von 1 Mio. t/a Methanol nicht unterschreiten sollten. Das größte Potenzial zur Kostensenkung lässt sich bei Anbindung an existierende Infrastruktur realisieren. Abhängig von der Synthese und dem Zielprodukt kann dieses durch Mitnutzung von vorhandenen Kraftwerken, vorhandener Infrastruktur für Medien (Strom, Wasser, Kühlwasser, Abwasser, Erdgas etc.) oder die Anbindung an petrochemische Anlagen, z. B. Raffinerien, noch weiter gesenkt werden.

Obwohl in China sämtliche Prozessketten demonstriert bzw. kommerziell betrieben werden, ist aus früheren Studien ersichtlich, dass ausschließlich die Erzeugung von Syntheseprodukten in Konkurrenz zu sonst aus Erdöl gewonnenen Produkten wirtschaftlich sinnvoll ist. Dies zeigt sich daran, dass auf Methanolerzeugung (konventionell aus Erdgas hergestellt) ausgelegte Kohlevergasungsanlagen nur in geringem Umfang ausgelastet sind. Der Grund dafür ist das auf dem Weltmarkt zu günstigeren Preisen angebotene, auf Basis von Erdgas erzeugte, Methanol. Demgegenüber werden Anlagen zur Kraftstofferzeugung oder von Chemikalien in Konkurrenz zu Erdöl wirtschaftlich erfolgreich betrieben. Eine Kostenschätzung zu ausgewählten Syntheserouten ist in Tab. 3.6 gegeben [03-06].

Tab. 3.6 Vergleich der geschätzten Syntheseproduktkosten unterschiedlicher CtL-Konzepte projiziert auf das Jahr 2015 [03-06]

Syntheseroute	Syntheseproduktgestehungskosten in EUR/MWh(th,Produkt)	Referenzpreis (konventionell aus Erdgas oder Erdöl erzeugte Produkte)
	EUR/MWh(th,Produkt)	
Methanolsynthese	111	ca. 55
Hochtemperatur-Fischer-Tropsch-Synthese	127	Benzin: ca. 86–129 Diesel: ca. 82–121 Olefine: ca. 85
Methanol-to-Gasoline-Synthese	98	86–129

3.2.2 Stand-alone Polygeneration

Polygeneration-Konzepte

Die Koppelproduktion von Syntheseprodukten und elektrischer Energie in sogenannten Stand-alone Polygeneration-Prozessrouten bietet Vorteile hinsichtlich prozesstechnischer Synergien, der Betriebs- und Marktflexibilität sowie verminderter CO₂-Emissionen. Dagegen stehen die erhöhten Investitionskosten, die einem Marktdurchbruch bisher entgegenstehen. Der größte Hebel zur Kostensenkung liegt bei der Vergaserinsel inkl. Gasaufbereitung.

Neben Coal-to-Liquids-Konzepten, die eine ausschließlich stoffliche Verwertung der Kohle in synthesesgasbasierten Prozessketten meist zu einem Syntheseprodukt vorsehen, ist die Erzeugung mehrerer Syntheseprodukte bzw. von elektrischem Strom über den Eigenbedarf hinaus denkbar. Der Unterschied gegenüber konventionellen Konzepten, die auf Monoerzeugung eines Produktes zielen, ist die Produktion mehrerer Ziel- bzw. Hauptprodukte, die vermarktet werden. Typische Polygenerationkonzepte sehen entweder die Erzeugung mehrerer Syntheseprodukte bzw. die Co-Nutzung von Synthesegas oder Syntheseabgasen zur Stromerzeugung in Ergänzung zum Syntheseprodukt vor. Sofern Anlagen nicht in einen existierenden Anlagenverbund unter Nutzung vorhandener Infrastruktur eingebunden werden, spricht man von Inselanlagen oder Stand-alone Polygeneration. Nachdem sich die Mono-Stromerzeugung aus kohlebasisiertem Brenngas in sog. Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC) Kraftwerken kommerziell bisher nicht am Markt etablieren konnte, werden Polygenerationkonzepte als eine Option zur Verbesserung von Flexibilität und Wirtschaftlichkeit betrachtet. Dabei wird angenommen, dass nicht das gesamte, sondern nur ein Teil des Synthesegases in einem Kombikraftwerksblock, bestehend aus Gasturbine mit angeschlossenen Abhitzedampferzeuger und Dampfturbine, verbrannt wird. Ein Prozessschema ist in Abb. 3.3 gegeben.

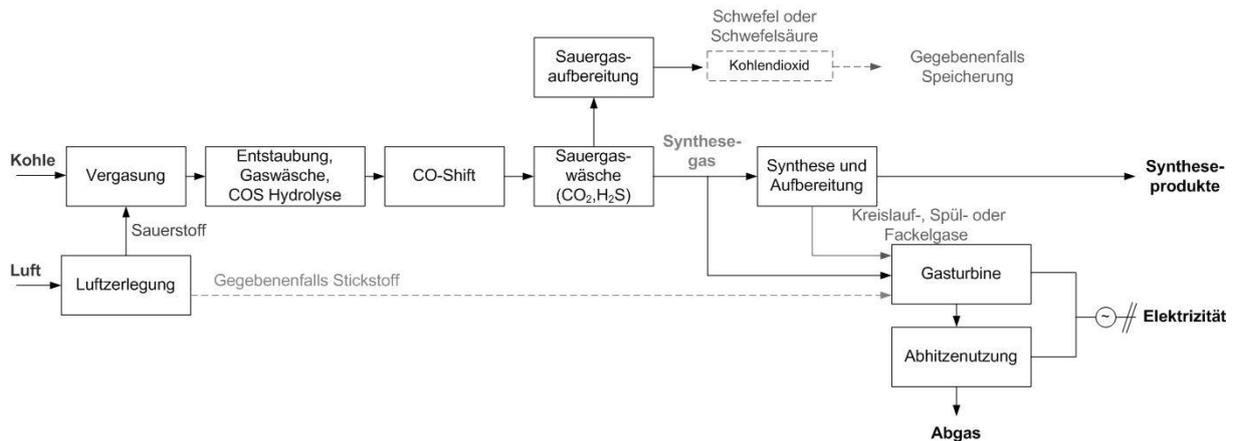


Abb. 3.3 Schema eines Polygenerationkonzeptes mit GuD-Block zur Stromerzeugung und Synthese

Während die Prozesskette von der Gaserzeugung bis zum Kraftwerksblock dem IGCC-Prozess entspricht, ist die Syntheseprozesskette mit der indirekten Kohleverflüssigung identisch. Im Rahmen teils BMWi-geförderter Studien wurden Stand-alone Polygenerationkonzepten mit Erzeugung mehrerer Syntheseprodukte oder Co-Erzeugung von Strom und Syntheseprodukten bewertet [03-09]. Dabei wurden die flexible und stationäre Produkterzeugung untersucht. Für die flexible Stromerzeugung wurden u. a. Anforderungen an die Lastflexibilität einzelner Prozessstufen abhängig von der Art der flexiblen Brennstoffbereitstellung für den Kraftwerksblock untersucht und das Potenzial der Flexibilisierung der Stromerzeugung durch Stand-alone Polygeneration abgeschätzt (u. a. vor dem Hintergrund zunehmender erneuerbarer Stromerzeugung mit höheren Anforderungen an die Flexibilität fossil befeuerter Kraftwerke). Für Konzepte mit großer Anlagenkapazität (Economies of Scale) sind die Lastflexibilitätsanforderungen technisch machbar. Aufgrund der teilweisen Nutzung des mit der Kohle eingebrachten Kohlenstoffs bei der Synthese erzielen Polygenerationkonzepte geringere CO₂-Emissionen als die Monostromerzeugung.

Die Höhe der CO₂-Emission hängt vom Verhältnis der Stromerzeugung gegenüber der Syntheseprodukterzeugung ab. Vorteilhaft gegenüber der Monostromerzeugung ist dabei, dass bei der Gasaufbereitung für Polygenerationkonzepte bereits ein Teil des CO₂ nach der CO-Shift in konzentrierter Form abgetrennt wird, ohne dass zusätzliche Investitionen dafür erforderlich sind.

Aus wirtschaftlicher Sicht sind Polygenerationkonzepte zwar geeignet, die Syntheseproduktkosten zu senken, jedoch sind die Stromgestehungskosten auch für derartige Konzepte derzeit noch höher als für konventionell aus Kohle erzeugten Strom. Eine

Aufstellung von Strom- bzw. Syntheseproduktgestehungskosten, die im Rahmen des BMWi-geförderten Projektes „Kohleverstromung durch Polygeneration“ (FKZ: 03227768A) ermittelt wurden, ist in Tab. 3.7 gegeben.

Tab. 3.7 Kostenvergleich für Polygenerationkonzepte mit unterschiedlichen Synthesen (stat. Pol.: statisch Polygeneration mit konstanter Strom- und Syntheseprodukterzeugung, flex. Pol.: Polygeneration mit variabler (flexibler) Strom- und Syntheseprodukterzeugung (Spitzenstrombereitstellung)) [03-06]

Syntheseroute		Stromgestehungskosten EUR/MWh(el,netto)*	Syntheseproduktgestehungskosten EUR/MW(th, Produkt)**
Methanol-synthese	flex. Pol.	227	91
	stat. Pol.	192	97
Hochtemperatur-Fischer-Tropsch-Synthese	flex. Pol.	314	103
	stat. Pol.	213	127
Methanol-to-Gasoline-Synthese	flex. Pol.	179	93
	stat. Pol.	160	95

*Referenzstrompreis extrapoliert auf 2015 auf Basis DESTATIS: 130 EUR/MWh(el)

**Referenzsyntheseproduktkosten s. Tab. 3.6

Die hohen Kosten der Stand-alone-Anlagen sind auf die hohen Anlageninvestitionskosten zurückzuführen. Auch für Polygenerationkonzepte gilt, dass vor allem die Co-erzeugung von kohlebasierten Syntheseprodukten nicht in Konkurrenz zu erdgasbasierten Produkten, sondern in Konkurrenz zu heute aus Erdöl gewonnenen Produkten sinnvoll ist. Entgegen der indirekten Kohleverflüssigung, für die es eine Vielzahl von in Planung, im Bau oder in Betrieb befindlichen Projekten bzw. Anlagen gibt, existieren für Polygenerationanlagen weniger realisierte Anlagen, bisher v. a. auf Basis von Erdölrückständen in Raffinerien zur Bereitstellung von H₂ und elektrischem Strom. Lediglich ein Polygenerationprojekt, das Texas Clean Energy Project, zur Nutzung von Kohle zur Ammoniak- bzw. Harnstoffsynthese und Co-Erzeugung von Strom soll in den USA realisiert werden [03-10]. Erforderlich dabei ist die Maximierung der Wasserstoffausbeute, in dessen Folge auch die bei der Gasaufbereitung abzutrennende CO₂-Menge maximiert wird. Trotz der großen Menge gebildeten CO₂ ist die Wirtschaftlichkeit gegeben, da ein Teil bei der nachfolgenden Harnstoffsynthese stofflich gebunden und das überschüssige CO₂ für Enhanced Oil Recovery (EOR) per Pipeline zu Erdölfeldern transportiert wird. Ein wesentlicher Beitrag zum wirtschaftlichen Anlagenbetrieb wird damit durch die Kommerzialisierung der Endnutzung des CO₂ geleistet.

Ein wesentlicher Beitrag zur Kommerzialisierung von Polygenerationskonzepten in Europa ist nur zu erwarten, wenn eine deutliche Reduzierung der Anlageninvestitionskosten gelingt. Dabei sind insbesondere die Kosten der Vergaserinsel inklusive Gasaufbereitung zu adressieren, da diese bis zu 60 % der Gesamtinvestitionskosten ausmachen. Im Fokus steht deshalb die Kostenreduktion bei der Vergasung selbst sowie das Einsparpotenzial, das sich durch Nutzung vorhandener Anlageninfrastruktur, z. B. durch Ansiedelung in der Nähe von Kraftwerken, Raffinerien oder Chemiestandorten, realisieren lässt. Besonders interessant erscheinen dafür Polygeneration-Annex-Konzepte.

3.2.3 Annex-Polygeneration zur Nutzung vorhandener Infrastruktur

Im Vergleich zu den Stand-alone Polygeneration-Prozessrouten können in sogenannten Annex-Polygeneration-Prozessrouten durch die Mitnutzung der Infrastruktur vorhandener Kraftwerke, Raffinerien oder von Chemiestandorten erhebliche Kostenvorteile erschlossen werden. Unter den gegebenen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erscheint die Annex-Option als der Königsweg, der die Vorteile der modernen Kraftwerkstechnik und der modernen Kohlechemie sowohl betriebs- als auch kostenseitig so zur Geltung bringen kann, dass eine technische Realisierung aussichtsreich erscheint. Das Annex-Konzept wird für das rheinische Braunkohlenrevier derzeit vertieft untersucht.

Obwohl Polygenerationskonzepte ein hohes Wertschöpfungspotenzial besitzen und auch als Inselanlagen zur Flexibilisierung der Stromerzeugung geeignet sind, ist insbesondere aufgrund der hohen Investitionskosten und zu hoher Stromgestehungskosten nicht von einer Realisierung in Deutschland auszugehen. Der alternative Ansatz der Annex-Polygenerationskonzepte zielt darauf, existierende Infrastruktur von Kraftwerken oder anderen Chemie- bzw. Raffinerieanlagen investitionskosten sparend mit zu nutzen. Das Grundkonzept, das gegenwärtig im BMWi-geförderten Projekt HotVeGas II (FKZ: 327773G) untersucht wird, sieht vor, eine Vergaserinsel mit Synthese mit einem konventionellen Dampfkraftwerk zu integrieren. Die Kapazität des Synthesegasstrangs sollte 10 bis 20 % der Kapazität des Dampfkraftwerks nicht überschreiten, um die vorhandene Infrastruktur nicht zu überlasten. Schematisch ist das Annex-Polygenerationskonzept in Abb. 3.4 dargestellt.

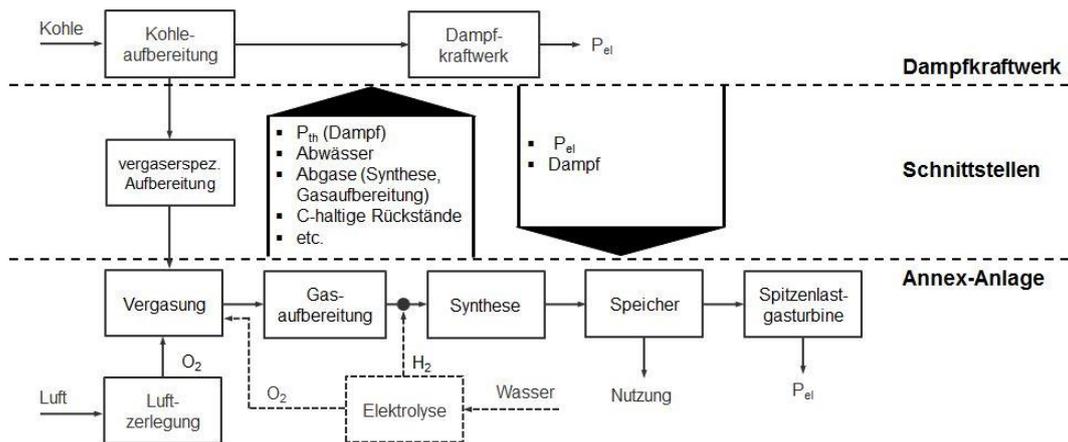


Abb. 3.4 Schema eines Annex-Polygenerationskonzeptes

Bestandteile des Annex-Blocks sind Vergaserinsel, Gasaufbereitung, chemische Synthese und Nebenanlagen wie beispielsweise Kohleaufbereitung, Luftzerlegung und optionale Elektrolyse. Abhängig von der Art der Synthese ist auch die Erzeugung von als Speicherbrennstoff geeigneten Syntheseprodukten möglich, z. B. SNG oder Methanol. Das aufbereitete Syntheseprodukt wird in dem Fall als Speicherbrennstoff gelagert und kann sowohl zur bedarfsgerechten Spitzenstromerzeugung als auch zur stofflichen Nutzung als Grundchemikalie der chemischen Industrie dienen. Während für SNG das gesamte deutsche Erdgasnetz als Speichervolumen zur Verfügung steht (ca. 20,3 Mrd. m^3 (i. N.) Arbeitsspeicher, die bei einem mittleren Erdgasheizwert von $10 \text{ kWh}/m^3$ (i. N.) ca. 200 TWh(th) entsprechen), ist Methanol als flüssiges Produkt leicht transportierbar und in Tanks speicherbar. Legt man für die Rückverstromung von SNG konventionelle Gasturbinen bzw. GuD-Kraftwerke mit einem Wirkungsgrad zwischen 40 und 60 % zugrunde, ergibt sich ein theoretisches Speichervolumen für SNG von 80–120 TWh(el). Methanol ist grundsätzlich als flüssiger Gasturbinenbrennstoff geeignet, hat jedoch einen niedrigeren Heizwert im Vergleich zu SNG. Gleichwohl wird bei der Methanolerzeugung weniger CO_2 emittiert und es ist als Basischemikalie nutzbar. Zum Vergleich liegt die Stromspeicherkapazität in Deutschland installierter Pumpspeicherkraftwerke hingegen bei nur ca. 0,04 TWh(el).

Durch die Integration von Elektrolysewasserstoff besteht die Möglichkeit, regenerativen Überschussstrom chemisch im Syntheseprodukt zu speichern. Aufgrund der geringeren Vergaserleistung im Unterschied zu reinen Kohleverflüssigungs-Routen bzw. Stand-alone Polygeneration ist für die Annex-Polygenerationskonzepte eine entsprechend geringere Elektrolyseurkapazität (s. auch Abschnitt 2.1.4) ausreichend.

Das Dampfkraftwerk deckt den Eigenenergiebedarf der Annex-Anlage und profitiert bzgl. der Lastflexibilität durch eine steuerbare Stromsenke, die einer Absenkung der Minimallast des Kraftwerks aus Sicht des Stromnetzes entspricht und gleichzeitig aufwendige An- und Abfahrprozesse des Dampfkraftwerkes vermeidet.

Vorteil der Integration mit einem konventionellen Kraftwerk ist die gemeinsame Nutzung der vorhandenen Kraftwerksinfrastruktur. Dies betrifft insbesondere:

- Optionale Nutzung der ohnehin installierten Trocknung und Mahlung von Kohle für den Vergasungsstrang,
- Aufbereitung von Abwässern des Vergasungsstrangs durch Mitverbrennung im Kessel oder Nutzung der entsprechenden Anlagen des Kraftwerks,
- Mitverbrennung C-haltiger Rückstände (z. B. Restkoks, Aschen oder Rußwasser) im Kessel,
- Entsorgung von Abgasen (z. B. schwefelhaltige Sauergase) und sog. Stripgasen (Entspannungsgase) der Gasaufbereitung oder bei der chemischen Synthese anfallenden Abgasen über den Kraftwerkskessel und Nutzung der Rauchgasreinigungsstufen (z. B. Entstaubung oder Rauchgasentschwefelungsanlage) zur Vermeidung umweltschädlicher Emissionen sowie
- Bereitstellung von für den Betrieb des Vergasungsstrangs erforderlichem Dampf bzw. Nutzung von bei der Kühlung von Stoffströmen oder Wärmerückgewinnung anfallendem Überschussdampf des Vergaserstrangs im Kraftwerk.

Im Ergebnis wird eine Reduktion der Investitionskosten für den Vergasungsstrang von bis zu 20 % erwartet. Darüber hinaus profitiert das typischerweise für den konstanten Grundlastbetrieb ausgelegte Kraftwerk von der Bereitstellung des elektrischen Eigenbedarfs des Vergasungsstrangs. Erfordert die weiter steigende regenerative Stromerzeugung eine noch höhere Lastflexibilität konventioneller Kraftwerke (längerer Teillastbetrieb und häufigeres An- und Abfahren), bietet die Integration mit einem Vergasungsstrang die Option, vor allem die Zahl der die Anlagenlebensdauer verkürzenden An- und Abfahrtvorgänge zu reduzieren. Ursache ist die konstante Abnahme von Elektroenergie durch den Vergasungsstrang, u. a. für die Luftzerlegungsanlage, was den Weiterbetrieb des Kraftwerks bei Minimallast erlaubt, ohne Netto-Leistung an das Stromnetz abzugeben.

Neben der Integration mit vorhandenen Kraftwerken, ist die Co-Nutzung von Chemie- oder Raffinerieanlagen, v. a. für die Aufbereitung von Syntheseprodukten denkbar. Dies betrifft insbesondere die Methanolsynthese bzw. Kohlenwasserstoffsynthesen, die eine umfangreiche Produktaufbereitung unter Nutzung petrochemischer Prozesse benötigen, z. B. die Fischer-Tropsch-Synthese. Dabei wird das Rohprodukt, z. B. Syn-crude bei der Fischer-Tropsch-Synthese, per Pipeline zu einer nahegelegenen Raffinerie zur Aufbereitung gebracht. Die Anlageninvestitionskosten lassen sich auf diese Weise weiter reduzieren.

3.2.4 Weltweiter Stand der synthese gasbasierten Kohlenutzung

Die Kohlevergasung wurde ab den 1920ern in Deutschland entwickelt und ab den 70ern und 80ern weltweit im großen Stil industriell genutzt. Es handelt sich um eine kommerziell verfügbare Technologie.

Mit weltweit ca. 150 Mio. t/a ist Kohle der mit Abstand wichtigste Einsatzstoff für die Synthesegaserzeugung.

Verfahren zur Flugstromvergasung (Staubdruckvergasung) stellen aufgrund hoher Wirkungs- und Kohlenstoffvergasungsgrade, großer Einzelkapazitäten und eines guten Betriebsverhaltens derzeit die Vorzugsverfahren zur kohlebasierten Synthesegaserzeugung dar.

Die wichtigsten Produkte aus dem erzeugten Synthesegas sind neben Chemikalien (Ammoniak, Harnstoff, Wasserstoff, Methanol und seine Folgeprodukte), Kraftstoffe und synthetisches Erdgas. Die regionalen Schwerpunkte des Einsatzes der Kohlevergasung sind China, Südafrika, Südostasien und die USA.

In China wird mit Abstand das größte Wachstumspotenzial bei Vergasungsanlagen in den nächsten Jahren erwartet.

Die ersten Vergasungsverfahren zur Erzeugung von Synthesegas aus Kohle wurden ab den 1930ern und 40ern vor allem in Deutschland entwickelt. Nachdem in den 1970er Jahren auch verstärkt andere europäische und amerikanische Verfahren entwickelt wurden, liegt ein Schwerpunkt der Entwicklung momentan in China. Abb. 3.5 zeigt, welche Anbieter am Markt vertreten sind.

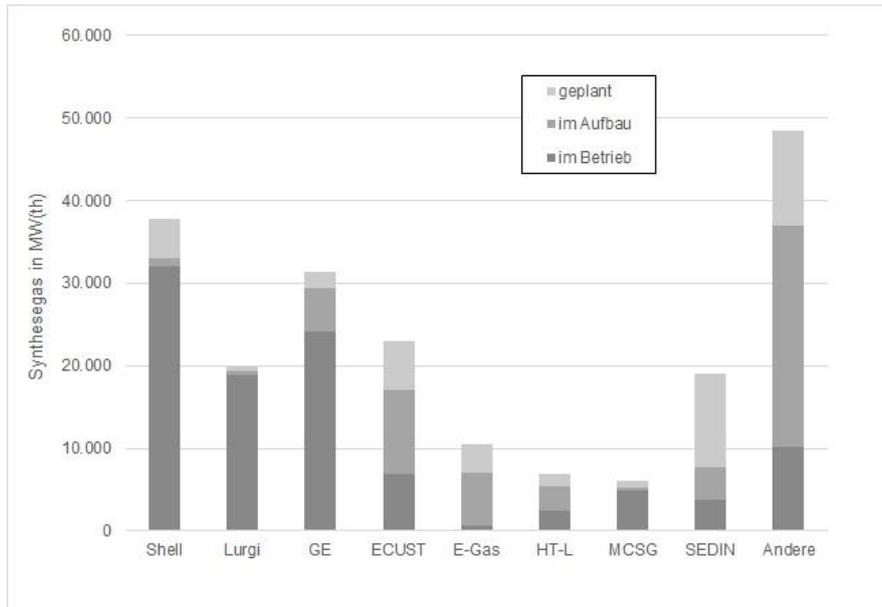


Abb. 3.5 Derzeit am Markt präsente Anbieter von Vergasungstechnologien [03-07]

Die Vielzahl der Anbieter ist in einem anhaltend massiven Ausbau der Vergasungskapazität in den letzten Jahren in Asien, insbesondere in China, begründet. Im Zuge der Verlagerung des Vergasungsmarktes nach Asien sind einige chinesische Vergaser entwickelt worden. Die Entwicklung der Anlagenkapazität ist in Abb. 3.6 dargestellt.

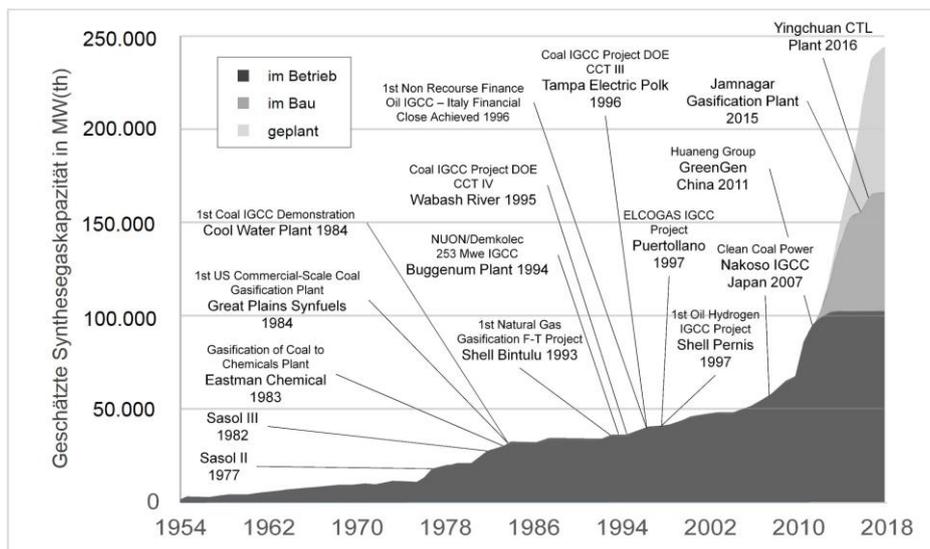


Abb. 3.6 Entwicklung Vergasungskapazität [03-07]

Dabei ist zu beachten, dass nicht nur kohlebasierte Kapazitäten, sondern auch andere Einsatzstoffe, berücksichtigt wurden. Die Verteilung der Vergasungskapazität nach Einsatzstoff ist in Abb. 3.7 dargestellt.

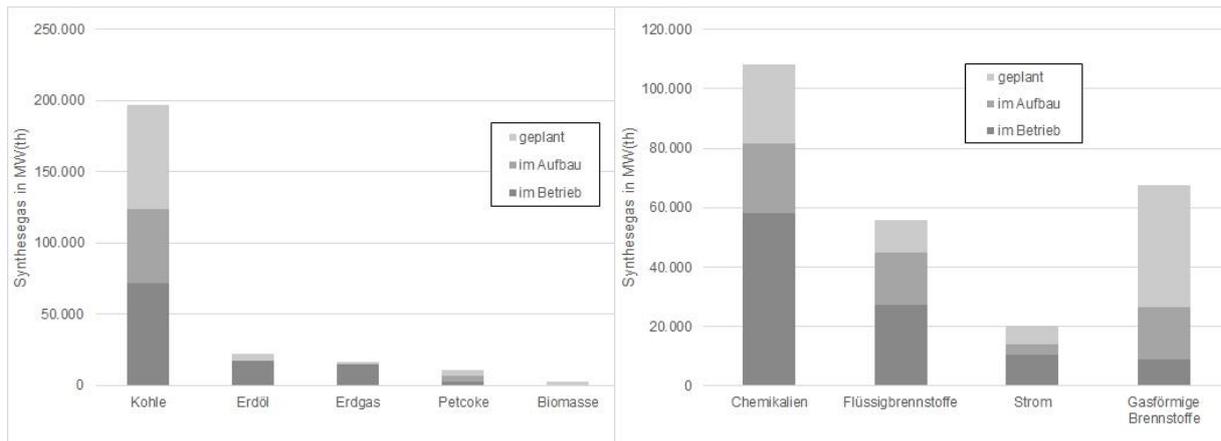


Abb. 3.7 Vergasungskapazität nach Einsatzstoff [03-30]

Abb. 3.8 Vergasungskapazität nach Zielprodukt [03-30]

Es ist ersichtlich, dass Kohle mit Abstand der wichtigste Einsatzstoff für die Erzeugung von Synthesegas ist. Weltweit werden jährlich ca. 150 Mio. t Kohle in mehreren hundert Reaktoren vergast. Die Zielprodukte sind entsprechend Abb. 3.8 vor allem Chemikalien, insbesondere Methanol und dessen Folgeprodukte, Harnstoff, Ammoniak und Kraftstoffe. Aber auch synthetisches Erdgas und Strom sind mögliche Produkte. Als Wachstumssegmente werden vor allem die Erzeugung synthetischen Erdgases sowie von höher veredelten Produkten aus Methanol oder FT-Kraftstoffen gesehen. Die Stromerzeugung aus Synthesegas spielt auch auf mittlere Sicht eine gegenüber CtL-Anwendungen untergeordnete Rolle.

Aus internationaler Sicht ist die Vergasung von Kohle eine reife und vielseitig eingesetzte Technologie die seit mehr als 80 Jahren großtechnische im Einsatz ist. Die Möglichkeit aus lokal verfügbaren Kohlen verschiedenartige Produkte herstellen zu können, um unter lokalen Rahmenbedingungen eine maximale Wertschöpfung zu erzielen, ist nach wie vor ein starkes Argument für die Vergasungstechnologie.

3.3 Sonderformen der stofflichen Kohlenutzung

3.3.1 Stoffgeführte Kohleveredlung – ibi-Prozesskette

Bei gestuften Prozessketten werden im Idealfall die Rückstände der einen Konversionsstufe als Einsatzstoff der nächsten, bei höherer Temperatur arbeitenden Stufe genutzt. Die mitteldeutsche Braunkohle ist für die Nieder- und Mitteltemperaturkonversion besonders geeignet.

Der Vorteil der gestuften Kohlenutzung besteht darin, dass Kohlenstoffeinbindungsgrade im chemischen Produkt von 60 – 70 % erzielt werden. Die CO₂-Emissionen lassen sich damit um bis zu 37 % im Vergleich zur reinen synthesebasisierten Kohlenutzung senken. Dem gegenüber steht eine weitaus komplexere Prozesskette mit höherem apparativen Aufwand.

Das Konzept der stoffgeführten Kohleveredlung wurde im Rahmen des BMBF-geförderten ibi-Projektes bzgl. der Realisierbarkeit in Leuna, dem Zentrum der mitteldeutschen Chemie- und Kraftstoffindustrie, untersucht. Die technische Realisierung erscheint aus Kostengründen mittelfristig wenig aussichtsreich.

Für rheinische Braunkohle ist die ibi-Prozesskette, welche für Mitteldeutsche Kohlen entwickelt wurde, aufgrund anderer Kohleeigenschaften und Rahmenbedingungen nicht übertragbar.

Beginnend ab 2011 wurden im Rahmen des BMBF-geförderten Wachstumskerns ibi – Innovative Braunkohlenintegration in Mitteldeutschland Forschungsaktivitäten zur stofflichen Nutzung Mitteldeutscher Braunkohle für die chemische Industrie im Raum Leuna durch ein Konsortium bestehend aus TU Bergakademie Freiberg und der Hochschule Merseburg hochschulseitig und u.a. Mibrag, Romonta und InfraLeuna etc. unternehmensseitig durchgeführt. Ziel der Aktivitäten war die Entwicklung eines neuen stofflichen Nutzungskonzeptes für Mitteldeutsche Braunkohle, dass die gestufte qualitätsabhängige Kohleverwertung unter Einbeziehung von Nieder-, Mittel und Hochtemperaturprozessen vorsieht. Ebenfalls im Vorhaben durchgeführt wurden Arbeiten zur Bewertung des Rohstoffpotenzials sowie zur Weiterentwicklung von Abbauverfahren zur selektiven Gewinnung bestimmter Kohlequalitäten. Die vernetzte Betrachtung der Prozessstufen von der Lagerstätte und der Gewinnung von Braunkohle über die Aufbereitung bis zur stofflichen Umsetzung miteinander bildet damit die Grundlage des ibi-Konzeptes [03-11].

Das wichtigste Ziel ist die vollständige Nutzung des Kohlenstoffpotenzials der Braunkohle innerhalb einer technologisch vernetzten Anlage. Qualitätsabhängig werden mittels Niedertemperatur- (Extraktion) oder Mitteltemperaturverfahren (katalytische oder nicht-katalytische Pyrolyse) bereits in der Kohle gebundene Kohlenwasserstoffe gewonnen, ohne diese aus Synthesegasbausteinen herstellen zu müssen. Die Rück-

stände aus beiden Stufen können entweder einer Vergasung (Hochtemperatur-Konversion) zugeführt oder thermisch zur Wärme- bzw. Stromerzeugung verwertet werden. Ein Prinzipschema der ibi-Wertschöpfungskette ist in Abb. 3.9 gegeben.

Zu Beginn wird Braunkohle mittels hochselektiver Gewinnung mit den für die weiteren Prozesse notwendigen Eigenschaften gewonnen. Ein integriertes Lagerstättenmanagement mit einer ausgiebigen Erkundung stellt hierfür eine Voraussetzung dar. Zur Vorbereitung des Einsatzstoffes für die stoffliche Umwandlung können Aufbereitungsschritte wie Trocknung und/oder Granulierung und Agglomeration erforderlich sein. Bitumenreichen Braunkohlen kann mit einer klassischen Lösemittelextraktion (mittels Toluol) oder einer Extraktion mit überkritischem CO₂ das Montanwachs entzogen werden, welches nach diversen Reinigungsprozessen als Ausgangsstoff für Spezialanwendungen mit hoher Wertschöpfung zur Verfügung steht. Trockenkohle oder in gewissem Umfang auch der Extraktionsrückstand können bei mittlerer Temperatur durch Pyrolyse, ggf. unter Einsatz eines Katalysators, in einen kohlenstoffreichen Koks, Olefine und Aromaten ($\geq C_3$ -Schnitt) überführt werden. Der dabei anfallende Koks steht wie die Extraktionsrückstände oder zusätzliche Trockenkohle dem nachgeschalteten Vergasungsprozess zur Erzeugung von Synthesegas zur Verfügung (siehe Abb. 3.9). In Abhängigkeit des gewählten Vergasungsverfahrens und den nachfolgenden Syntheseanlagen können neben Synthesegas weitere Produkte wie Kohlenstoffkonzentrate, Methanol als Speicherprodukt oder Kraftstoff erzeugt werden [03-12].

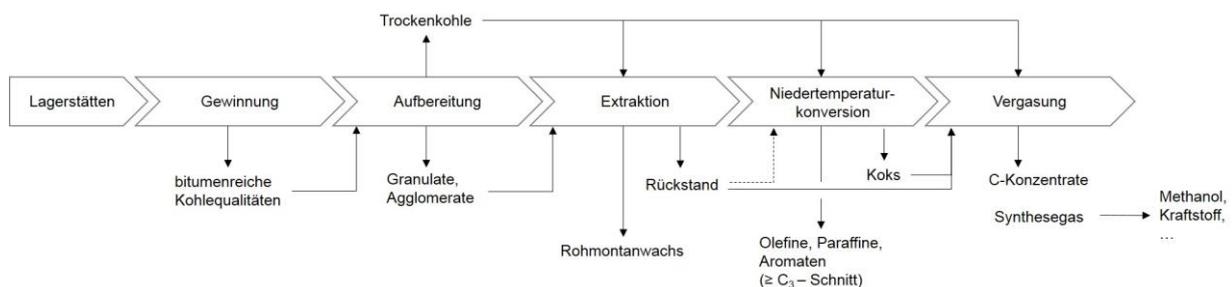


Abb. 3.9 Stoffgeführte Veredlungskette am Beispiel der ibi – Prozesskette in Anlehnung an [03-13]

Kennzeichen der stoffgeführten Veredlungskette sind neben dem breiteren Produktspektrum, eine Minderung der CO₂-Emissionen durch Erhöhung der Kohlenstoffbindung in Wertprodukte. Legt man die CO₂-Emission der heute üblichen Prozesskette mit Extraktion und Verbrennung des Rückstandes zugrunde, zeigen alle Alternativrouten mit gestufter stofflicher Nutzung reduzierte CO₂-Emissionen. Die Kombination von Extraktion, Pyrolyse und vollständiger Vergasung der Rückstände mittels

HTW-Vergasung führt zu einer ca. 37 % Reduktion der CO₂-Emissionen. Weiter erhöht werden kann die Kohlenstoffeinbindung durch die Auswahl und den Betrieb des Vergasungsverfahrens, z. B. durch Vergasung mit Erzeugung von Synthesegas und einem Hochtemperaturkoks, in dem der gesamte fixe Kohlenstoff gebunden wird und der z. B. als Umweltadsorbens nutzbar ist. Die Aufbereitung und Verwertung des Rohgases ist analog zu den Ausführungen für CtL-Konzepte vorgesehen (s. Abschnitt 3.2.1). Vorteilhaft am ibi-Konzept ist die Einbindung in die vorhandene Chemieinfrastruktur am Standort Leuna. Analog zum Annex-Konzept können auf diese Weise Anlageninvestitionskosten signifikant gesenkt und die Produkte in bereits vorhandenen Anlagen weiterverwertet werden [03-12]. Insgesamt können die Technologien entlang der ibi-Prozesskette als kommerziell verfügbare, reife Technologien angesehen werden.

3.3.2 Alternative Kohlenstoffnutzung

Alternativ zur Erzeugung von Synthesegas mittels Vergasung lässt sich durch Pyrolyse Koks aus Kohle erzeugen, der für verschiedene Nutzungsformen zur Verfügung steht.

Im Bereich der Umweltsanierungen ist Braunkohlenkoks für die Gas- oder Wasserreinigung vor allem zur Entfernung von Spurestoffen einsetzbar. Ein typisches Beispiel dafür stellt der von RWE erzeugte Herdofenkoks dar (aktuell ca. 200.000 t/a).

Großtechnisch wenig verbreitet sind die Anwendung in der Metallurgie (als Reduktionsmittel oder Einblaskoks) sowie der Einsatz als raucharmer Brennstoff nach der Pyrolyse. Wobei letzteres für Deutschland keine weitere Bedeutung haben wird.

Es besteht ein großer Bedarf, die für die Erzeugung von Hochofenkoks (Stückkoks) importierte, hochwertige Steinkohle teilweise oder vollständig durch Braunkohle zu ersetzen.

Neben der synthesegasbasierten stofflichen Kohlenutzung bzw. der Gewinnung bereits in der Kohle vorhandener Kohlenwasserstoffe durch Nieder- bzw. Mitteltemperaturkonversion stellt die Erzeugung von Koks eine weitere Form der stofflichen Kohlenutzung dar. Braunkohlenkoks ist ein kohlenstoffreiches poröses Produkt, das durch thermische Zersetzung von Braunkohle unter Sauerstoffausschluss hergestellt wird. Mögliche Anwendungsfälle sind:

- Adsorptionsmittel bzw. Ausgangsstoff für Aktivkohle für die Gas- und Wasserreinigung,

- Aufkohlungsmittel in der Stahlindustrie,
- Reduktionsmittel und Sinterbrennstoff in der Metallurgie,
- Kohlenstoffträger für die Karbid- und Ferrosiliziumindustrie bzw. die chemische Industrie sowie,
- raucharmer Brennstoff für Heizzwecke in Industrie, Gewerbe und Haushalt bzw. beim Kalkbrennen und in der Zementindustrie.

Braunkohlenkoks wird in Deutschland bei der RWE Power AG am Standort Niederaußem nach dem Herdofenverfahren hergestellt. Die beiden Herdöfen, die nach dem Salem-Lurgi-Herdofenprozess arbeiten, sind seit 1976 bzw. 1984 in Betrieb und haben eine Produktionskapazität von jeweils ca. 100 000 t/a. Eingesetzt wird rheinische Trockenbraunkohle. Der erzeugte feinkörnige hochausgegart Herdofenkoks (HOK®) wurde ursprünglich für den Einsatz in metallurgischen und anderen thermischen Prozessen konzipiert. Seit den 1990er Jahren wird er, neben dem Einsatz als Aufkohlungsmittel und als Rohstoff für Aktivkohle, zunehmend als Adsorptionskoks im Umweltschutzbereich eingesetzt. Angeboten werden die HOK®-Produkte Granulat (dabei handelt es sich um natürlich gebrochenes Material), Medium, Staub, Mahlaktiviert. Der Herdofenkoks zeichnet sich durch eine gut ausgebildete Porenstruktur mit einer spezifischen Oberfläche von ca. 300 m²/g aus. Dadurch ist er für eine Vielzahl von Anwendungen als Aktivkoks, insbesondere zur Rauchgasreinigung in Abfallverbrennungsanlagen und zur Abwasserreinigung, geeignet. [03-14]

Soll aus einheimischer Weichbraunkohle stückiger Koks hergestellt werden, wie er z.B. in Schachtprozessen der metallurgischen und chemischen Industrie zur Anwendung kommen kann, muss die Einsatzkohle oder der erzeugte Koks agglomeriert werden, da Braunkohlen die backenden Eigenschaften von klassischen Kokskohlen fehlen. Üblicherweise wird die Weichbraunkohle dafür bindemittellos brikettiert, wobei die Brikettqualität maßgebend für die Stückigkeit und Festigkeit des daraus hergestellten Kokes ist. Eine entsprechende Technologie wurde im Osten Deutschlands entwickelt und bis 1990 bzw. 1992 an den Standorten Lauchhammer und Schwarze Pumpe in zwei Großkokereien betrieben. Ausgehend von speziellen Pyrolysebriketts wurden in dafür entwickelten Vertikalkammeröfen ca. 2,5 Mio. t/a stückiger Braunkohlenhochtemperatur-(BHT-) Koks erzeugt. Eingesetzt wurde der Koks in Niederschachtöfen zur Erzreduktion, als hochwertiger Brennstoff, zur Karbidherstellung und als kohlenstoffhaltiger Chemierohstoff. Für den Einsatz in Hochöfen war der Koks nicht geeignet. [03-14]

Weitere großtechnische Erfahrungen bestehen bei der Herstellung von Schwelkoks. Dieser Schwelkoks fiel bis 1990 in Mitteldeutschland bei der Teer/Öl-Gewinnung in Lurgi-Großraumspülgasschmelöfen an. Ausgehend von Braunkohlenbriketts wurde Koks der Körnung < 10 mm erzeugt, der als hochreaktiver Einsatzstoff für die Wirbelschichtvergasung und für Feuerungszwecke eingesetzt wurde. Die gewonnene Teer/Öl-Fraktion diente als Rohstoff für die carbo-chemische Industrie. Das Potenzial von rheinischer Braunkohle ist diesbezüglich auf Grund des niedrigeren Teer/Öl-Gehaltes geringer als beim Einsatz von mitteldeutschen Braunkohlen.

3.4 Technische Aspekte der Integration erneuerbarer Energieträger in Routen zur stofflichen Kohlenutzung

Es existieren verschiedene Möglichkeiten der Nutzung erneuerbarer Energieträger in synthesesgasbasierten Prozessketten. Einerseits können Biomasse oder Sekundärrohstoffe zur teilweisen Substitution der als Vergasungsstoff eingesetzten Kohle verwendet werden, andererseits kann regenerativer Strom zur elektrolytischen Erzeugung von Wasserstoff genutzt werden, der dem Synthesegas beigemischt werden kann.

3.4.1 Technische Aspekte und CO₂-Emissionen der Co-Nutzung von Biomasse bzw. Sekundärrohstoffen

Die Zumischung von Biomassen und kohlenstoffhaltiger Sekundärrohstoffe zur Einsatzkohle für die Co-Vergasung ist mit Anteilen bis 30 % ohne größeren technischen Aufwand möglich, wobei insbesondere die Mineralbestandteile der Zumischstoffe und die Spurstoffe oft zusätzliche Anpassungen in der Vergasung und der Gasaufbereitung erfordern.

Da Biomasse i. d. R. nicht ohne weiteres in den Vergasungsprozess aufgegeben werden kann, ist eine thermochemische Vorbereitung notwendig, die mit zusätzlichen CO₂-Emissionen verbunden ist. Diese sind im Falle der Co-Vergasung mit zu bilanzieren, so dass die Reduktion der fossil bedingten CO₂-Emission nicht identisch mit dem Anteil biogenen Kohlenstoffs ist.

Neben der Verfügbarkeit (vgl. Abschnitt 2.1.4) von biogenen Einsatzstoffen stellt deren Transport und brennstofftechnische Aufbereitung eine weitere Herausforderung dar. Holz bspw. muss aufgrund seiner faserigen Struktur in der Regel für die Vergasung konditioniert (getrocknet, zerkleinert, agglomeriert, torrefiziert), also zu Hackschnit-

zeln, Pellets oder Brenn- oder Koksstaub aufbereitet werden. Dies erfordert in Abhängigkeit vom gewählten Vergasungsprinzip (Festbett, Wirbelschicht, Flugstrom) einen unterschiedlichen technischen, energetischen und ökonomischen Aufwand. Allerdings wurde die großtechnische Machbarkeit in der IGCC-Demoanlage in Buggenum (NL) demonstriert. Hier wurde die direkte Zumischung zerkleinerter Biomasse (30 Ma.-% Holz) zum Hauptbrennstoff Kohle und die gemeinsame Vergasung zu Synthesegas erfolgreich praktiziert [03-15].

Je nach Art des verfügbaren Alternativbrennstoffs und den Anforderungen des gewählten Vergasungsverfahrens ist die Brennstoffaufbereitung zu gestalten. Während für Festbettvergasungsverfahren ein stückiger Einsatzstoff evtl. durch Agglomeration bereitzustellen ist, muss der Brennstoff für Flugstromvergasungsverfahren fein zerkleinert und leicht fluidisierbar vorliegen. Dafür muss unter Umständen eine thermische Vorbehandlung erfolgen.

Technologien zur Biomassevorbehandlung

Torrefizierung („Darren“/„Dörren“) beschreibt die thermische Behandlung der Einsatzstoffe unter Sauerstoffabschluss bei niedrigen Temperaturen (200–300 °C). Hauptprodukt ist ein Koks, der neben einem verbesserten Heizwert auch verbesserte Zerkleinerungseigenschaften aufweist. Zusätzlich treten auch ein Konservierungseffekt und eine Hydrophobierung der Einsatzstoffe ein.

Für die Torrefizierung von Waldhackgut wurde in [03-17] festgestellt, dass der energetische Wirkungsgrad der Brennstoffaufbereitung bei lediglich 63,1 % liegt. Die Untersuchung des CO₂-Emissionsminderungspotenzials der Co-Vergasung von Biomasse in Kraftwerken mit integrierter Vergasung (IGCC) hat ergeben, dass durch die Zumischung von 49,1 Ma.-% Waldhackgut zu Braunkohle die spezifischen fossilen CO₂-Emissionen von 1.326 auf 916 g CO₂/kWh(el), also um ca. 31 %, gesenkt werden können.

Alternativ zur Torrefizierung kann die Schnellpyrolyse zum Einsatz kommen, wobei der Einsatzstoff unter Sauerstoffabschluss bei hohen Aufheizgeschwindigkeiten zur Erhöhung der Flüssigproduktausbeute umgesetzt wird. Diese Technologie wird u. a. in der bioliq-Pilotanlage im Karlsruher Institut für Technologie (KIT) angewandt, um ein sogenanntes BioSyn crude, also ein Gemisch der Pyrolyseprodukte Koks und flüssiges

Kondensat, mit entsprechend hoher Energiedichte zu erzeugen [03-18]. In [03-19] werden für den bioliq-Prozess Werte angegeben, die die Berechnung des energetischen Wirkungsgrades der Schnellpyrolyse und Slurry-Herstellung auf ca. 85 % ermöglichen.

Eine dritte Option stellt die hydrothermale Karbonisierung dar, bei der die Einsatzstoffe bei Temperaturen von 180–240 °C und einem Druck von ca. 20 bar unter Zugabe eines Katalysators und von Wasser in eine sogenannte „Biokohle“, d. h. ein kohlenstoffangereichertes, humus-, torf- oder braunkohleähnliches Produkt, umgesetzt werden. Belastbare Zahlen zu Energiebilanz und Produktausbeuten liegen nicht vor.

Jedes der genannten Verfahren ist mit einem hohen technischen, energetischen und ökonomischen Aufwand verbunden, so dass deren Praktikabilität im Einzelfall zu bewerten ist. Abb. 3.10 zeigt die Einflussfaktoren auf die Co-Vergasung von Biomasse und Reststoffen mit Braunkohle und die Wechselwirkungen zwischen einzelnen Einflussfaktoren:



Abb. 3.10 Einflussfaktoren auf die Co-Vergasung von Biomasse und Reststoffen mit Braunkohle

Energiebilanz der Aufbereitung von Biomasse zu Co-Vergasungsbrennstoff über Torrefizierung:

Typische CO₂-Bilanzen der Vorbehandlung verschiedener Biomassen sind in Tab. 3.8 gegeben. Für Gewinnung, Transport und Aufbereitung fallen 1,926 t CO₂ je Tonne zerkleinerter Koks an. Weitere 2,301 t CO₂ je t Koks entstehen während der Verbrennung des Kokes, welches jedoch wegen des biogenen Ursprungs einen wesentlich verminderten CO₂-Fußabdruck hat.

Tab. 3.8 Energiebilanz und CO₂-Emissionen der thermochemischen Vorbehandlung von Biomassen (eigene Berechnungen)

	Torrefiziertes Waldhackgut	Kommunaler Klärschlamm	Fangstoffe aus der Papierindustrie
Bei der Aufbereitung anfallende CO₂-Emission in t(CO₂)/t(Brennstoff)			
Gesamt-CO ₂ -Emission	4,226	0,915	1,168
<i>davon Aufbereitung</i>	1,926	0,321	0,242
<i>davon aus Nutzung der Nebenprodukte (Verbrennung)</i>	2,301	0,594	0,926

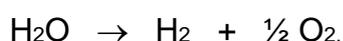
Daraus wird ersichtlich, dass der Einsatz von Biomasse, insbesondere wenn eine Vorbehandlung erforderlich ist, nicht CO₂-neutral ist. Für eine Co-Nutzung von Biomasse oder Reststoffen ist vor allem die Verfügbarkeit der Biomasse/Reststoffe und die Identifikation des geeigneten thermochemischen Vorbehandlungsverfahrens von Bedeutung ist. Abhängig vom Anteil an zugemischtem biogenem Kohlenstoff im Verhältnis zum durch die Kohle eingebrachten Kohlenstoff, kann ein Teil der CO₂-Emission unter Berücksichtigung der Vorkette als CO₂-reduziert betrachtet werden.

3.4.2 Technische Aspekte der Einkopplung erneuerbaren Überschussstroms mittels klassischer Wasserelektrolyse

Das am weitesten bzgl. Kapazität und Kosten entwickelte und demonstrierte Wasserelektrolyse-Verfahren stellt die alkalische Elektrolyse dar. Diese weist jedoch einen geringeren Wirkungsgrad als die PEM-Elektrolyse auf, die durch höhere Kosten, aber geringere Kapazitäten gekennzeichnet ist.

Generell sind die spezifischen Kosten der elektrolytischen Wasserstofferzeugung auf absehbare Zeit noch deutlich zu hoch für die Einkopplung in synthese gasbasierte Kohlenutzungsketten. Aufgrund der geringen Wirkungsgrade sind außerdem sehr große Strommengen erforderlich.

Bei der Wasserelektrolyse wird Wasser unter Zufuhr von elektrischem Strom in Wasserstoff und Sauerstoff gespalten:



Gl. 6

Aktuell werden durch Wasserelektrolyse nur etwa 4 % des weltweit erzeugten Wasserstoffs hergestellt, was einer Jahresproduktion von ca. 30 Mrd. m³ (i.N.) H₂ entspricht

[03-20]. Der weitaus größere Teil wird kostengünstiger mittels Steam Reforming aus Erdgas gewonnen. Allerdings steigt durch den starken Ausbau der erneuerbaren Energien das Interesse an der Wasserelektrolyse, da sie dank guter Lastwechselfähigkeit Vorteile bei der Nutzung von fluktuierend anfallendem Strom aus der erneuerbaren Energieerzeugung bietet.

Die drei wichtigsten Elektrolyseverfahren lassen sich nach der Art des eingesetzten Elektrolyten unterscheiden.

Bei der alkalischen Elektrolyse wird eine wässrige Kalilauge im Kreislauf durch den Elektrolyseur gepumpt. Die angelegte Spannung bewirkt die Freisetzung von reinem Wasserstoff an der Kathode und reinem Sauerstoff an der Anode. Die Elektroden sind durch ein poröses Diaphragma getrennt, welches für die Elektrolytlösung durchlässig ist. Durch den Einsatz von elektrokatalytischen Materialien ist es gelungen, die Wirkungsgrade kommerzieller Elektrolyseure auf 70–80 % zu erhöhen.

Die alkalische Elektrolyse stellt das technisch am weitesten ausgereifte Verfahren dar. Kommerzielle Elektrolyseure zeichnen sich durch eine hohe Lebensdauer und Zuverlässigkeit aus und werden von verschiedenen Herstellern in einem breiten Leistungsbereich mit Produktionsraten von bis zu 760 m³(i. N.)/h H₂ angeboten [03-21].

Beim PEM-Elektrolyseur übernimmt eine sehr dünne protonenleitende Polymermembran die Funktion eines Festelektrolyten. Auf die Membran werden beidseitig dünne Schichten katalytischen Materials aufgetragen, die als Elektroden fungieren.

PEM-Elektrolyseure zeichnen sich gegenüber den alkalischen durch höhere Wirkungsgrade aus. Zudem ist der verfahrenstechnische Aufwand geringer, da kein Kalilaugen-Kreislauf erforderlich ist. Aufgrund der größeren Lastwechselflexibilität eignen sich die PEM-Elektrolyseure besser zur Kopplung mit Anlagen mit zeitlich schwankendem Stromangebot als alkalische Elektrolyseure. Die Technologie wurde aus Kostengründen bislang eher im kleinen Leistungsbereich mit Kapazitäten bis zu 10 m³ i. N.)/h H₂ implementiert. Eine Skalierung der PEM-Elektrolyseure zu Anlagen größerer Leistung wird auch dadurch erschwert, dass bisher keine Verfahren zur Herstellung von großflächigen Membran-Elektroden-Einheiten verfügbar sind. Fortschritte sind in diesem Bereich jedoch aufgrund der derzeit großen FuE-Anstrengungen in diesem Bereich zu erwarten.

Die Hochtemperatur-Feststoffoxidelektrolyse befindet sich noch im Entwicklungsstadium. Das zugrunde liegende Prinzip beruht darauf, dass bei hohen Betriebstemperaturen von 800 bis 1000 °C ein Teil der sonst in Form von elektrischem Strom zuzuführenden Energie durch Wärme ersetzt wird. Als Elektrolyte werden feste Keramiken verwendet, die bei hohen Temperaturen Sauerstoffionen leiten. Vielversprechend sind die hohen Wirkungsgrade gegenüber alkalischen und PEM-Elektrolyseuren.

Nachfolgend sind in Tab. 3.9 wesentliche Charakteristika der unterschiedlichen Elektrolyseverfahren zusammengefasst.

Tab. 3.9 Charakteristika der alkalischen, PEM- und Feststoffoxidelektrolyse

	Alkalische Elektrolyse	PEM-Elektrolyse	Feststoffoxid-elektrolyse
Entwicklungsstand	Hoch	Entwickelt im kleinen Leistungsbe- reich	Entwicklungsstadium
Elektrolyt	25-40 %ige wässrige KOH-Lösung	Protonenleitende Polymermembran	Sauerstoffionen-lei- tende Keramiken
Elektroden	Eisen mit Aktivni- ckel-beschichtung	Edelmetalle (Pt, Rh, Ru, Ir)	Ni-ZrO ₂ , Pt-ZrO ₂
Diaphragma	Oxidkeramiken, Cer- mets	PEM fungiert als Di- aphragma	gasundurchlässiger Feststoffelektrolyt
Arbeitsbedingungen	80–90°C, 1–30 bar	80–150°C, 1–200 bar	800–1000°C, Was- serdampf
Vorteile	Erprobte Technolo- gie Hohe Zuverlässigkeit Breiter Leistungs-be- reich der Anlagen	Höherer Wirkungs- grad Lastflexibilität 0-100%	Wirkungsgrad nahe 100 %
Nachteile	Begrenzter Wirkungs-grad	Hohe Anlagenkos- ten (teure Materia- lien) Begrenzter Leis- tungsbereich	Materialbeständigkeit bei hohen Tempera- turen problematisch

Die H₂-Erzeugung durch Wasserelektrolyse stellt eine Möglichkeit zur zeitlichen Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch von fluktuierend und ggf. im Überschuss anfallendem, regenerativem Strom bei gleichzeitiger Stabilisierung der elektrischen Übertragungsnetze dar.

Jedoch sind zur Herstellung größerer H₂-Mengen nicht nur ein erheblicher apparativer Aufwand durch sehr große Elektrolyseanlagen mit entsprechendem Raumbedarf erforderlich, sondern auch große Stromerzeugungskapazitäten nötig. In Tab. 3.10 sind Informationen zu verfügbaren Anlagenkapazitäten und Anlagenkosten für die Alkali- und PEM-Elektrolyse angegeben.

Tab. 3.10 Vergleich der Entwicklungsstände von alkalischer- und PEM-Elektrolyse (graue Angaben zeigen das Entwicklungspotenzial) [03-22]

	Alkalische Elektrolyse	PEM-Elektrolyse
Kapazität	Einzelstack: 760 m ³ (i. N.)/h (>1.500 m ³ (i. N.)/h) Druckanlagen: >20.000 m ³ (i. N.)/h Atmosph.: >33.000 m ³ (i. N.)/h	Einzelstack: ca. 13 m ³ (i. N.)/h (>100 m ³ (i. N.)/h) Demonstrationsanlagen bis 30 m ³ (i. N.)/h
Spezifischer Energiebedarf	Atmosph.: 4,3–4,6 kWh/m ³ (i. N.) (4,0–4,6 kWh/m ³ (i. N.)) Druck: 4,5–5,0 kWh/m ³ (i. N.) (4,1–4,7 kWh/m ³ (i. N.))	4,3–9,0 kWh/m ³ (i. N.) (<4,2 kWh/m ³ (i. N.))
Systemdruck	1–32 bar (max. 60 bar)	1–30 bar
Lastbereich	20–100 % (5–100 %)	0–100 %
Investitionskosten (Elektrolyseur)	Atmosph.: >500 kW: 800–1.500 EUR/kW (bei >1 MW: <500 EUR/kW) Druck: ca. 20 % höher als für atmosphärische Anlagen	Laborelektrolyseur: 7.000 EUR/kW 1–10 m ³ (i. N.)/h: 2.000–6.000 EUR/kW (bei >500 kW: <1.000 EUR/kW)

Eine Übersicht zum Stand von Demonstrationsanwendungen von Elektrolyseuren in Verbindung mit fluktuierend arbeitenden, erneuerbaren Stromquellen ist in Tab. 3.11 gegeben. Dabei ist ersichtlich, dass ein Schwerpunkt in der Speicherung des elektrolitisch gewonnenen Wasserstoffs liegt. Diese ist grundsätzlich aufwändig und kann mit einem erheblichen zusätzlichen Energiebedarf zur Druck- oder Tieftemperaturspeicherung einhergehen, die heute die kommerziell am weitesten entwickelten Formen der Wasserstoffspeicherung darstellen. Unter Berücksichtigung der erheblichen Mengen an Wasserstoff, die bei der stofflichen Verwertung von CO₂ oder zur Beimischung in synthese gasbasierte Prozessketten im ökonomisch sinnvollen Maßstab erforderlich sind, ist die direkte Verwertung des Wasserstoffs zur Vermeidung sehr großer Speicher, zur Überbrückung langfristiger Schwankungen, vorzuziehen. Aus Tab. 3.11 ist

ersichtlich, dass die bisher realisierten höchsten Kapazitäten, dieser Anforderung noch nicht gerecht werden.

Tab. 3.11 Weltweite Demonstrationsanlagen für Elektrolyseuranlagen gekoppelt mit regenerativer Stromerzeugung seit 2000 [03-23, 03-24]

Projekt	Projektcharakteristika	Inbetriebnahmejahr
Demonstrationsanlagen		
Falkenhagen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Direkte Kopplung eines 2 MW Elektrolyseurs mit einer 6 MW Windkraftanlage ▪ 360 m³(i.N.)/h Wasserstoffkapazität ▪ Wasserstoffkomprimierung zur Einspeisung in Erdgas-Pipeline ▪ Aufstellungsort: Brandenburg ▪ Projektbetreiber: E.On 	2013
Enertrag	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Einsatz eines 500 kW Elektrolyseurs um nichtplanbaren Überschussstrom von Windkraftanlagen zu nutzen (3 Turbinen mit insgesamt 6,9 MW installierter Leistung) ▪ Beimischung des Wasserstoffes mit Biogas zur Elektrizitätserzeugung in zwei Blockheizkraftwerken zu Spitzenlastzeiten ▪ Aufstellungsort: Brandenburg ▪ Projektbetreiber: Enertrag 	2011
Enbridge	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Phase I: Installation einer 1 MW Elektrolyseanlage mit direkter Wasserstoffeinspeisung in das Erdgasnetz ▪ Phase II: Scale-up auf eine 10 MW Anlage und später auf 100-200 MW Anlagen ▪ Aufstellungsort: Ontario (Kanada) ▪ Projektbetreiber Enbridge 	Phase I: 2013/14 Phase II: 2016
Kleintechnische Erprobung		
PVSYST	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 3,6 kW Photovoltaiksystem kombiniert mit einer 3,6 kW Elektrolyseanlage ▪ 4 kW PEM Brennstoffzellen ▪ Französisches Projekt 	2000
Utsira Island project	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kopplung einer 600 kW Windkraftanlage mit 48 kW Elektrolyseur ▪ 2,400 m³(i.N.) Wasserstoffspeicher und 10 kW Brennstoffzellen ▪ Norwegisches Projekt 	2004
RES2H2	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kopplung einer 500 kW Windkraftanlage mit einer 25 kW Elektrolyse ▪ 40 m³(i.N.) Metallhydrid-Wasserstoffspeicher, Kompressionseinheit und Tankstation ▪ Im Einzelnen Untersuchungen hinsichtlich Teillastverhalten des Elektrolyseurs ▪ Griechisches Projekt 	2005
PURE	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kopplung von 2x15 kW Windkraftanlagen mit einem 15 kW Elektrolyseur ▪ 44 m³(i.N.) Wasserstoffspeicher und 5 kW PEM Brennstoffzellen ▪ Britisches Projekt 	2005
CO2RRECT	<ul style="list-style-type: none"> ▪ PEM Elektrolyse mit max. 300 kW ▪ Chemische Prozessfähigkeit ▪ Deutsches BMBF gefördertes Projekt 	2012–2013

3.5 Alternative Verfahren zur direkten Nutzung erneuerbaren Stroms

3.5.1 Klassisches Carbid-Verfahren

Die Acetylenherzeugung unter Nutzung von Kalziumcarbid stellt eine Option der stofflichen Braunkohlenutzung (Braunkohlenkoks) sowie erneuerbaren Stroms dar. Es wurde zur technischen Reife entwickelt, findet aber aufgrund des hohen Elektroenergiebedarfs und der weit verbreiteten Erdöl- und Erdgaschemie kaum noch Anwendung.

Der Kohlenstoffeinbindungsgrad im chemischen Produkt ist mit ca. 10 % deutlich geringer als für die synthesesgasbasierte Kohlenstoffnutzung. Deshalb müsste eine Verfahrensroutenroute entwickelt werden, deren CO₂-Emissionen drastisch reduziert sind.

Für eine breitere zukünftige Anwendung für die stoffliche Braunkohlenutzung wären die Bereitstellung eines geeigneten Braunkohlenkokes für die Kalziumcarbiderzeugung, sowie die Verfügbarkeit großer Mengen an kostengünstigem regenerativen Strom notwendig.

Das Kalziumcarbidverfahren zur Erzeugung von Acetylen stellt eine alternative Form der Nutzung von Kohle und erneuerbar gewonnenem Strom dar. Das klassische Carbid-Verfahren wird für die großtechnische Herstellung von Acetylen (Ethin – C₂H₂) eingesetzt, von dem ausgehend eine breite Palette von Basischemikalien hergestellt werden kann (s. Abb. 3.11). Zudem kann Acetylen auch als Ausgangsstoff für die Flüssigkraftstoffe über die Zwischenstufe der Ethanolherzeugung oder zur Herstellung einzelner Basischemikalien (z.B. Vinylether, Butandiol) genutzt werden.

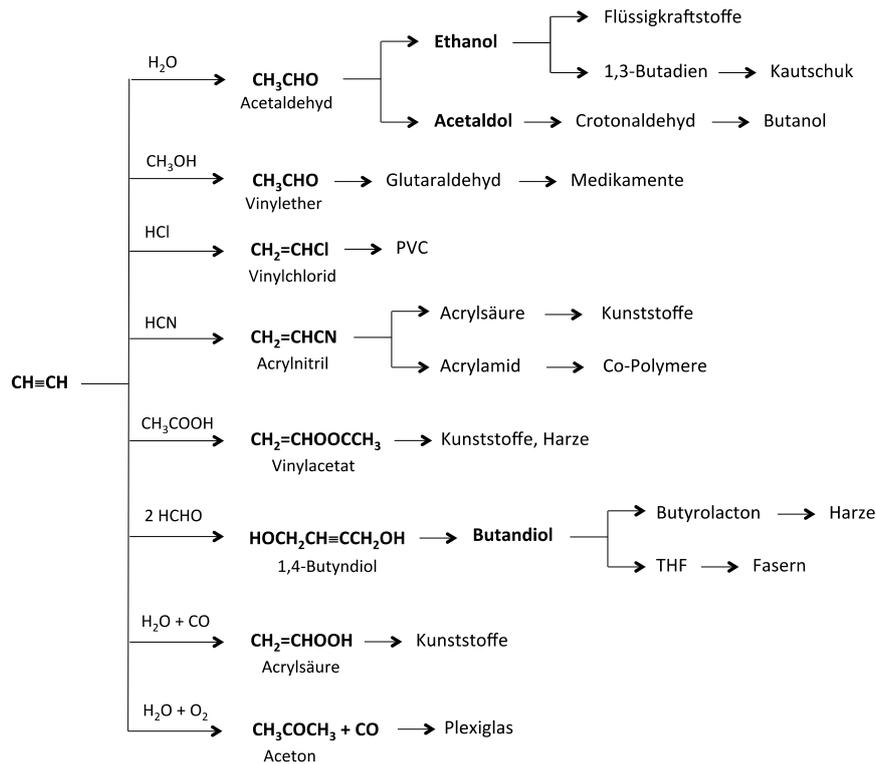


Abb. 3.11 Übersicht über die großtechnischen Prozesse der Acetylenchemie

Das klassische Carbid-Verfahren umfasst folgende Prozessstufen:

1. Thermische Zersetzung von Frischkalk (CaCO_3) zu Branntkalk (CaO) unter CO_2 -Freisetzung bei 1000–1100 °C im Schachtofen.
2. Elektrothermische Herstellung von Kalziumcarbid (CaC_2) aus Branntkalk und Koks bei 2.000–2.100 °C im Elektrolichtbogenofen.
3. Erzeugung von Acetylen aus CaC_2 und H_2O unter Bildung von Ca(OH)_2 .

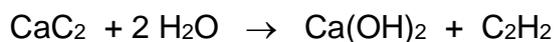
Die Chemie der Gesamtprozesskette kann folgendermaßen dargestellt werden:



Gl. 7



Gl. 8



Gl. 9



Gl. 10

Das Carbid-Verfahren zeichnet sich durch einen hohen Elektroenergie- und Wärmebedarf aus. Dabei ist der sehr hohe Strombedarf auf die Carbidherstellung im Lichtbogenofen zurückzuführen. Für die Carbidherstellung kann Braun- oder Steinkohlenkoks eingesetzt werden. Die Kokserzeugung erfolgt nach einsatzstoffspezifischen Verfahren auf Basis der Pyrolyse/Verkokung.

Ein Großteil des hohen Wärmebedarfs resultiert aus der Branntkalkherstellung. Eine Alternative kann die Verwendung von sog. Rückkalk Ca(OH)_2 sein, der bei der Acetylenherstellung anfällt. Die Erzeugung von CaO aus Ca(OH)_2 erfordert deutlich geringe Wärmemengen. Zudem wird im Unterschied zum Frischkalk beim Ca(OH)_2 -Einsatz Wasserdampf statt CO_2 freigesetzt.

Bei der Kohlenutzung zur Erzeugung von Acetylen und der Herstellung von Chemieprodukten im Rahmen der Acetylenchemie können über 50 % des fossilen Kohlenstoffs in den erzeugten langlebigen Produkten eingebunden werden. Voraussetzung dafür ist, dass der Prozess der Carbidherstellung unter Einkopplung erneuerbarer Energien realisiert wird. Bei einer stofflichen Nutzung des im Lichtbogenofenprozess freigesetzten CO ist eine noch höhere Kohlenstoffeinbindung möglich. Eine Übersicht zum Potenzial der Kohlenstoffeinbindung bei der acetylenbasierten Chemikalienerzeugung ist in Tab. 3.12 gegeben.

Tab. 3.12 Kohlenstoffeinbindung bei der Acetylenherzeugung und für Folgeprodukte

Zielprodukt	C-Einbindung im Produkt in %		
	Acetylen	Folgeprodukte	
		Ethanol	Benzin
Konventionelles Verfahren: Einsatz von Frischkalk (mit CO_2 -Freisetzung)			
Inkl. Wärme- und el. Eigenbedarf	11,4	10,4	6,3
Annahme CO_2 -neutraler Strom	17	15,6	9,4
Neues (techn. nicht demonstriertes) Verfahren: Einsatz v. Rückkalk (ohne CO_2 -Freisetzung)			
Inkl. Wärme- und el. Eigenbedarf*	12,6	11,6	7,0
Annahme CO_2 -neutraler Strom	20	18,4	11,0

* Wärmebedarf für Frischkalkzersetzung u Verkokung, Strombedarf für elektrotherm. Carbidherstellung

3.5.2 Elektrothermochemie

Die direkte Einkopplung regenerativ erzeugten Stroms als Reaktionsmittel in endotherme chemische Prozesse ist bisher technisch nicht erprobt. Langfristig besteht das Potenzial zur CO_2 -Emissionsminderung und Erhöhung des Kohlenstoffnutzungsgrades. Dies ist der Fall, wenn die Wärme für endotherme chemische Prozesse oder andere Wärme erfordernde Prozesse, z. B. Pyrolyse, nicht mehr durch Verbrennung

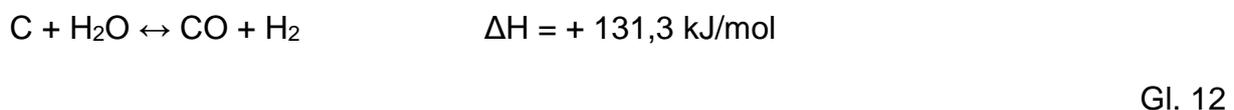
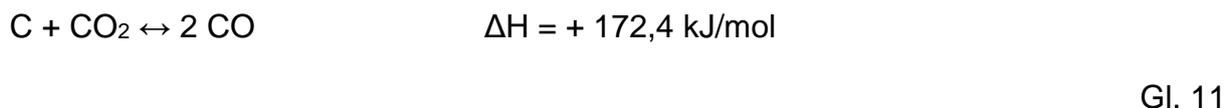
eines Teils des Kohlenstoffs, sondern durch direkte Einkopplung regenerativ erzeugten Stroms bereitgestellt wird.

Voraussetzungen zur Realisierung sind neben der Entwicklung entsprechender Anlagentechnik die Verfügbarkeit von großen Mengen kostengünstigem regenerativen Strom.

Damit eröffnet sich eine Langfristperspektive zur chemischen Speicherung erneuerbaren Stroms, mit der der Zwischenschritt der elektrolytischen Wasserstofferzeugung umgangen werden kann.

Bei *elektrothermischen Verfahren* wird elektrische Energie gezielt in Wärme umgewandelt. Der Wärmeeintrag erfolgt z. B. konduktiv, induktiv, dielektrisch, über Widerstandsheizung, Lichtbogen, Plasma-, Elektronen- oder Laserstrahlen. Der Wärmetransport wird über Wärmeleitung, Wärmestrahlung oder Konvektion realisiert. Die innovative Einkopplung von Wärme in bestimmte Prozesse der Kohlechemie erhöht in signifikanter Weise stoffliche und energetische Wirkungsgrade und senkt die spezifischen CO₂-Emissionen. Besonders nachhaltig können diese Prozesse gestaltet werden, wenn als Energiequelle zur Wärmeerzeugung erneuerbare Energien eingesetzt werden.

Der Wärmeeintrag kann rein physikalisch erfolgen, z. B. zur Beheizung von Reaktoren, Vorwärmung von Edukten, Trocknung und Aufbereitung von Einsatzstoffen unter Direktstromeinkopplung oder zur thermischen Zersetzung durch Pyrolyse- oder Verkokungstechnologien. Eine weitere Möglichkeit der Elektrothermie ist die Einkopplung von Wärme in Stofftransformationsprozesse der Kohlechemie. Dies gilt insbesondere für *endotherme* Prozesse, die für ihren Ablauf die Zuführung von Wärme benötigen. Eine bedeutende endotherme Schlüsselreaktion im Bereich der Kohlechemie ist die Umsetzung kohlenstoffhaltiger Edukte mit Wasserdampf bzw. Kohlendioxid nach der Boudouard-Reaktion nach Gl. 11 und die Wassergasreaktion nach Gl. 12 zur Herstellung der Synthesegasbestandteile CO und H₂.



In der Regel kommen autotherme Prozesse zum Einsatz, bei denen exotherme Reaktionen, wie z. B. Verbrennungsreaktionen von Kohlenstoffträgern, die für endotherme Reaktionen erforderliche Reaktionswärme liefern (siehe Gl. 13).



Gl. 13

Dieser Kohlenstoff, dessen Verbrennung lediglich zur Reaktionswärmebereitstellung dient, wird zu CO_2 verbrannt und kann nicht im Produkt, z. B. im Synthesegas, fixiert werden. Wird die Reaktionswärme allotherm, also von außen, und auf der Basis erneuerbarer Energien zugeführt, erhöhen sich Kohlenstoffeinbindungsgrad und Gesamtwirkungsgrad um ca. 20 Prozentpunkte gegenüber autothermen Verfahren bei gleichzeitiger Absenkung der spezifischen CO_2 -Emissionen.

Bei *elektrochemischen Verfahren* wie z. B. der Elektrolyse wird elektrische Energie verwendet, um den Ablauf bestimmter Redoxreaktionen zu erzwingen. Über Elektrolyse werden Stoffe gewonnen, deren Herstellung über rein chemische Prozesse aufwendig, teuer oder gar nicht möglich ist. Neben der Wasserelektrolyse kann die Elektrolyse von Kohlendioxid zur Herstellung von CO als Synthesegasbestandteil künftig an Bedeutung gewinnen.

Die innovative Nutzung von Überschussstrom aus erneuerbaren Energien und dessen Einkopplung über eine neue *Elektrothermochemie* in kohlenstoffgeführte Veredlungsketten ermöglicht völlig neue Perspektiven für eine CO_2 -reduzierte Kohlechemie, die zusammenfassend in Abb. 3.12 dargestellt sind.

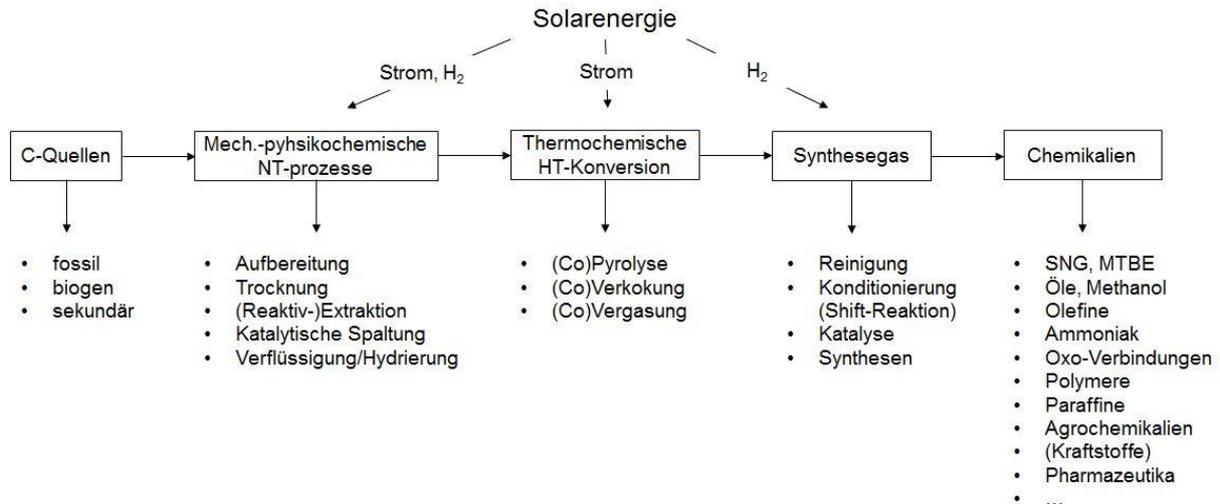


Abb. 3.12 Stoffgeführte Veredlungskette für Braunkohle unter innovativer Nutzung von Überschussstrom aus erneuerbaren Energien und Co-Nutzung biogener und sekundärer Kohlenstoffquellen zur Etablierung einer CO₂-reduzierten Kohlechemie.

3.6 Energiebilanz und CO₂-Minderungspotenzial

Im Folgenden wird näher auf das CO₂-Minderungspotenzial der stofflichen Kohlenutzung eingegangen. Generell führt die stoffliche Kohlenutzung zu geringeren CO₂-Emissionen, da ein Teil des mit der Kohle eingebrachten Kohlenstoffs abhängig vom Kohlenstoffgehalt und der Langlebigkeit des Zielproduktes im Syntheseprodukt gebunden wird. Werden Polygenerationkonzepte mit der Co-Erzeugung elektrischen Stroms und von Syntheseprodukten betrachtet, resultieren etwas höhere CO₂-Emissionen als für die reine stoffliche Nutzung. Eine Senkung lässt sich auch hier durch Einbindung regenerativen Stroms oder die Co-Nutzung erneuerbarer Kohlenstoffträger herbeiführen. Theoretisch ist eine erhebliche Reduktion der CO₂-Emission möglich, jedoch stehen, wie bereits erläutert, technologische oder ökonomische Limitierungen entgegen.

CO₂-Emissionen der stofflichen Kohlenutzung

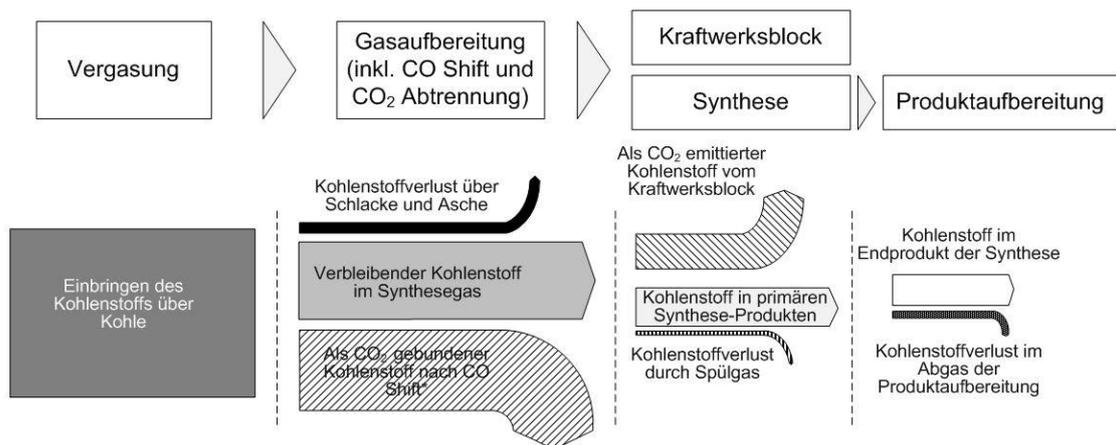
Bei der Erzeugung von Basischemikalien über Methanol oder der Erzeugung von Kraftstoffen werden etwa 40 % des mit der Kohle eingebrachten Kohlenstoffs im Syntheseprodukt gebunden. Dieser Wert ist noch höher für die Oxo-Synthese, sinkt aber für die SNG-Synthese und wird etwa null für die Erzeugung von Wasserstoff oder Ammoniak. Der nicht im Produkt gebundene Kohlenstoff wird überwiegend als CO₂ emittiert.

Potenziale zur Senkung der CO₂-Emission sind am ehesten durch die Mitnutzung von Biomassen und biogenen Sekundärrohstoffen gegeben.

Eine Übersicht zum Kohlenstoffpfad und der Verteilung auf die Syntheseprodukte bzw. die CO₂-Emission ist nachfolgend in Tab. 3.13 und Abb. 3.13 dargestellt. Daneben sind Informationen zu den CO₂-Emissionen bei der Nutzung von Biomasse in Abschnitt 3.4.1 und bei der Nutzung erneuerbar erzeugten Wasserstoffs in Abschnitt 3.4.2 gegeben.

Tab. 3.13 Verteilung der C-Emission entlang der Prozesskette für verschiedene CtL-Routen [03-06]

Syntheseroute	Kohlenstoff im Produkt in %	Kohlenstoff in konzentriertem CO ₂ in %	Diffus emittierter Kohlenstoff in %
Methanolsynthese	43–49	47–52	4–5
Hochtemp.-Fischer-Tropsch-Synthese	45–51	52–56	0,5–2
Methanol-to-Gasoline-Synthese	25–29	47–52	5–6



Syntheseroute	Benötigte Syngasqualität	Zugeführter Kohlenstoff	Kohlenstoffverlust über Schlacke (Flugstromvergasung)	Als CO ₂ abgeschiedener Kohlenstoff nach CO-Shift	In CO ₂ umgewandelter Kohlenstoff während Stromerzeugung	Kohlenstoffverlust durch Spülgase und Produktaufbereitung
			$\frac{\dot{n}_{C, Schlacke}}{\dot{n}_{C, Vergaser, ein}}$	$\frac{\dot{n}_{C, CO_2, abgesch.}}{\dot{n}_{C, Rohgas, aus Vergaser}}$	$\frac{\dot{n}_{C, emittiertes CO_2}}{\dot{n}_{C, Kraftwerksblock, ein}}$	$\frac{\dot{n}_{C, Spül- und Abgas}}{\dot{n}_{C, Syntheseprodukt}}$
Gasphasen-Methanolsynthese	$\frac{y_{H_2O}}{y_{CO_2}} = 2.0 \dots 2.1$	100 %	Abhängig von Konversionsrate des Vergasers	~ 46 ... 52 %	100 %	~ 8 %
Methanol-to-Gasoline Synthese	$\frac{y_{H_2O}}{y_{CO_2}} = 2.0 \dots 2.1$			~ 46 ... 52 %		~ 8 % (MeOH Synthese) ~ 2 % (MtG Konversion) insgesamt: ~ 10 %
Hochtemperatur-Fischer-Tropsch-Synthese	$\frac{y_{H_2}}{23 y_{CO_2}} = 1.05$ $\frac{y_{H_2O}}{y_{CO_2}} = 2.0 \dots 2.1$			~ 48 ... 53 %		~ 12 % (Spülgas und abgetrenntes CO ₂ bei Aufbereitung der Fischer-Tropsch-Produkte)
SNG Synthese	$\frac{y_{H_2O}}{y_{CO_2}} = 3$			~ 65 ... 70 %		< 1 %

Abb. 3.13 Schema zum Kohlenstoffverlust/CO₂-Emission entlang einer synthesebasisierten Polygeneration-Prozesskette [03-25]

3.7 Quellen zum Kapitel 3

- [03-01] Wenhua, Li.: Advances in coal-to-liquid technologies in China, Vortrag, 66th WPF Meeting, 26. – 27. Juni 2014, Peking, China
- [03-02] Mehnert, E., Krzack, S.: Verflüssigung, in Schmalfeld, J. (Hrsg.): Die Veredlung und Umwandlung von Kohle, DGMK, 2008
- [03-03] IEA: Coal Industry Advisory Board workshop 2006
- [03-04] Minchener, A.: Coal-to-oil, gas and chemicals in China, IEA report CCC/181, 2011
- [03-05] Carpenter, A.: Polygeneration from coal, IEA report CCC/139, 2008
- [03-06] Pardemann, R.: Stoff-Kraft-Kopplung in kohlebasierten Polygenerationskonzepten., Dissertation, Technische Universität Bergakademie Freiberg, Institut für Energieverfahrenstechnik und Chemieingenieurwesen, 2013
- [03-07] U.S. Department of Energy (DOE): Worldwide gasification database, 2012
- [03-08] Anantharaman et al. "Consider coal gasification for liquid fuels production" Hydrocarbon Processing Dezember 2012, S. 47-53
- [03-09] Meyer, B., Pardemann, R.: Kohleverstromung durch Polygeneration, Schlussbericht, FKZ 0327768A, TU Bergakademie Freiberg, Freiberg, 2012
- [03-10] Kanggs, M.: Summit Texas Clean Energy, LLC: Texas clean energy project: Pre combustion CO₂ capture and sequestration, NETL report FE0002650, 2012
- [03-11] Wachstumskern ibi: Innovative Braunkohlenintegration in Mitteldeutschland – ibi, Innovationskonzept, Eigenverlag, 2010
- [03-12] Gärtner, L.-E.; Küster, F.; Heschel, W.: Wachstumskern ibi – Verbundprojekt 6: Vergasung von Braunkohle, extrahierter Kohle und Koks, Teilprojekt 6.3: Vergasungseignung von Brennstoffen aus Braunkohle, Modellierung des Flugstromvergasers sowie Flowsheet-Modellierung der ibi-Prozesskette, Abschlussbericht (noch nicht veröffentlicht), 2014
- [03-13] Wachstumskern ibi: Verbundprojekt 6: Vergasung von Braunkohle, extrahierter Kohle und Koks, Verbundprojektbeschreibung, Eigenverlag, 2010
- [03-14] Die Veredlung und Umwandlung von Kohle - Technologien und Projekte 1970 bis 2000 in Deutschland, Deutsche Wissenschaftliche Gesellschaft für Erdöl, Erdgas und Kohle, Hamburg, 2008

- [03-15] van Dongen, A., Kanaar, M.: Co-gasification at the Buggenum IGGC power plant, DGMK-Fachbereichstagung "Energetische Nutzung von Biomassen", Velen, 2006
- [03-16] Reichel, D., Meyer, B.: Ermittlung konsistenter Stoffdaten zur Biomassepyrolyse im Hinblick auf die Validierung, Auslegung und den Betrieb labor-, kleintechnischer und technischer Vergasungsanlagen, Abschlussbericht, FKZ 22016006, TU Bergakademie Freiberg, Freiberg, 2010
- [03-17] Boblenz, K.; Wolfersdorf, C.; Pardemann, R.; Meyer, B.: Anpassungsbedarf bei der Co-Vergasung von Biomasse und Reststoffen mit Kohle unter Berücksichtigung brennstoffspezifischer Vorketten, Vortrag, DGMK-Fachbereichstagung „Konversion von Biomassen“, Rotenburg a. d. Fulda, 12.-14.05.2014
- [03-18] Dahmen, N., Dinjus, E.: Synthetische Chemieprodukte und Kraftstoffe aus Biomasse, Chemie Ingenieur Technik, 82. Jahrgang, Ausgabe 8, S. 1.147 – 1.152, 08/2010
- [03-19] Krzack, S.,Stahlschmidt, R.; Boblenz, K.: Ermittlung spezifischer Kosten und ökologischer Auswirkungen der Erzeugung von BtL-Kraftstoffen und Biogas, Abschlussbericht, FKZ 22019706, TU Bergakademie Freiberg, Freiberg, 2010
- [03-20] IEA: IEA Energy Technology Essentials - Hydrogen Production and Distribution, 2007
- [03-21] Töpler, J., Lehmann, J.: Wasserstoff und Brennstoffzelle: Technologien und Marktperspektiven, Springer, 2013
- [03-22] Wenske, M.: Wasserstoff - Herstellung per Elektrolyse, Proceedings XV. Symposium Nutzung Regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik, 6.-8.11.2008, Stralsund
- [03-23] Probert, T.: Power-to-gas storage of excess wind power. Gas Turbine World, 42(6), 2012, S. 12-16.
- [03-24] Sheffield, J.W., Sheffield C.: Assessment of Hydrogen Energy for Sustainable Development, Springer, Dordrecht (Netherlands), 2006
- [03-25] Pardemann, R.: Pre-combustion carbon capture, in Yan, J. (Hrsg.): The Handbook of Clean Energy Systems, *In Press*

- [03-26] Amtsblatt der Europäischen Union L 130 vom 17.05.2011; Beschluss der Kommission vom 27. April 2011 zur Festlegung EU-weiter Übergangsvorschriften zur Harmonisierung der kostenlosen Zuteilung von Emissionszertifikaten gemäß Artikel 10a der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates (2011/278/EU)
- [03-27] Steynberg, Nel: Clean Coal Conversion options using Fischer-Tropsch technology, 2003
- [03-28] Pardemann, R.: Developments in Europe on XtL technologies, Vortrag, 66th WPF Meeting, 26. – 27. Juni 2014, Peking, China
- [03-29] Higman, C., van der Burgt, M.: Gasification, Gulf Professional, 2009
- [03-30] Higman, C.: State of the Gasification Industry – the Updated Worldwide Gasification Database, Vortrag, Gasification Technologies Conference, Colorado Springs, 16. Oktober 2013

4 Anforderungen an die Forschung und Entwicklung

4.1 Weiterentwicklung und Kommerzialisierung synthese-gasbasierter stofflicher Kohlenutzung

Für eine kommerzielle Perspektive der kohle-basierten Synthesegaserzeugung in Deutschland und Europa sind noch weitere Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten nötig. Neben der Steigerung von Verfügbarkeit und Prozessperformance (Wirkungsgrad, Emissionen, ...) von Komponenten und Technologien ist die Entwicklung innovativer Anlagen- und Betriebskonzepte wichtig. Durch die Kombination mit bestehender Infrastruktur können Investitionskosten gesenkt und durch neue Betriebsweisen Synergien hinsichtlich Last- und Produktflexibilität erschlossen werden. Von besonderem Interesse sind dabei die Ver- und Entsorgungsanlagen, die mit Restgasen, Feststoffen und Abwässern sowohl der Bestandsinfrastruktur als auch der Vergasungsanlage umgehen können müssen. Auch die Vernetzung von Dampf-/Kondensat- und Kühlwassersystem bietet Potenzial zur Kosten- und Wirkungsgradoptimierung. Da die Integration ausschließlich von den örtlichen Gegebenheiten existierender Anlagen abhängt, ist die Durchführung standortbezogener Studien für die Realisierung synthese-gasbasierter Kohlenutzungsanlagen, z. B. nach dem Annex-Konzept (s. Abschnitt 3.2.3), erforderlich.

4.1.1 Technologieentwicklung

Vergasungstechnologie

Wesentliche Entwicklungsaufgaben für die Kohlevergasung allgemein sind die Erhöhung der Einzelanlagenkapazitäten zur Investitionskosten-senkung (bei stand-alone Anlagen), die Erhöhung des Vergasungswirkungsgrades, die Reduktion der Anlagenkomplexität, die Anpassung an abnehmende Einsatzkohlequalitäten und die Adaptierung von Vergasungsverfahren, z. B. der Rohgaskühlung, entsprechend der nachgeschalteten Prozesskette und um sie im Anlagenverbund bei Annex-Konzepten einzusetzen zu können. Für rheinische Braunkohle ist der Einsatz in kommerziellen Vergasungsverfahren großtechnisch zu demonstrieren.

Sowohl deutsche als auch internationale Anbieter von Kohlevergasern entwickeln Ihre Technologien weiter, um sich an wandelnde Markt- und Einsatzbedingungen anzupassen. Neben dem generellen Bestreben die Effizienz zu steigern, lassen sich aktuelle

technische Trends aus drei Zielen ableiten. Erstens die Reduzierung der Investitionskosten, zweites der Nutzung minderwertiger Kohlen (hoher Aschegehalt, niedriginkohlt) und drittens die Anpassung des Vergasungsprozesses auf das Zielprodukt (Strom, Methanol, synthetisches Erdgas, ...). Ein weiterer weltweiter Trend beinhaltet die Reduzierung des Frischwasserverbrauchs entlang der Prozesskette, zurückzuführen vor allem auf die Errichtung und Inbetriebnahme neuer Anlagen in wasserarmen Regionen. Technische Konzepte, die im Rahmend der o. g. Ziele entwickelt werden, sind u. A. die Erhöhung der Vergaserkapazität (Zugeführte Menge Kohle pro Tag), die Anhebung des Vergaserdruckes (von derzeit 30–40 bar auf 60–80 bar), optimierte Brennergestaltung oder neue Kohleeintragssysteme. Aber auch die Entwicklung gänzlich neuer Vergaser ist zu beobachten.

Neben der Entwicklung optimierter Technologien gibt es nach wie vor große Anstrengungen grundlegendere Fragen zu beantworten. Gegenstand aktueller Forschung auf dem Gebiet der Kohlevergasung ist:

- a) Entwicklung neuer Materialien die hohen Drücken und Temperaturen, sowie korrosiven und abrasiven Prozessen standhalten,
- b) Gewinnung von Stoffdaten und Reaktionskinetiken bei hohen Drücken,
- c) Entwicklung von Werkzeugen zur computergestützten Simulation von Kohlevergasern.

Synthesegasnutzung

Die wichtigsten Entwicklungsaufgaben für Syntheseverfahren sind alternative Lösungen für die erdölbasierte Ethylen-, Propylen- und Aromatenchemie. Daneben stehen die Erhöhung der Effizienz durch bessere Synthesegasnutzung, die Erhöhung der Selektivität, bessere Abwärmenutzung und Verringerung des spezifischen Energiebedarfes sowie die Prozessvereinfachung und die Reduktion des Produktaufbereitungsaufwandes im Fokus.

Zunehmend gewinnen Anforderungen bzgl. einer geringeren Inanspruchnahme natürlicher Ressourcen, wie die Minimierung des Frischwasserbedarfes durch Einsatz neuer Kühlverfahren sowie die Reduzierung von Abproduktströmen, insbesondere von Abwasser (Zero-Effluent-Technologien), an Bedeutung.

Neben der Weiterentwicklung der Kohlevergasung als wesentlichen Prozess für die stoffliche Kohlenutzung besteht trotz kommerzieller Verfügbarkeit und Reife ein Bedarf

nach Weiterentwicklung der Syntheseverfahren um sich ändernden Marktanforderungen zu stellen. Wichtige Themen dabei sind:

- Entwicklung eines unabhängigen, einstufigen Verfahrens zur Herstellung / Gewinnung von chemischen Grundstoffen wie Olefinen oder Aromaten (Reduktion des Anlagenaufwandes gegenüber konventionellen Verfahren),
- Optimierung von bestehenden und Entwicklung von neuen Verfahren zur Herstellung von Plattformchemikalien auf der Basis von Produkten der Kohleveredlungsverfahren,
- Entwicklung von neuen Prozesstechniken und Syntheselinien zur Verringerung oder Substitution von giftigen und gefährlichen Substanzen in Produkten und Verfahren,
- Reduktion des Energie- und Ressourcenverbrauchs (Entwicklung und Einsatz von leistungsfähigen Katalysatoren statt teils überstöchiometrischer Syntheseführung, Verringerung von Prozessschritten, Energie- und Abwärmemanagement, Reaktionen nahe Raumtemperatur und -druck, effiziente Produktaufbereitung)

Weitere international beobachtbare Entwicklungsaktivitäten für Syntheseverfahren zielen auf die Reduktion der Anlagengröße (modulare Anlagen), insbesondere für geringere Einsatzstoffkapazitäten, ohne dass die spezifischen Kosten ansteigen sowie auf die abwasserarme Gestaltung von Synthesen und eine Reduktion des Frischwasserbedarfes (vor allem für wasserarme Gegenden). Grundsätzlich stellt die optimale Integration und interne Nutzung von Stoffströmen eine Herausforderung dar.

Sonstige Technologien

Ergänzend zur Weiterentwicklung von Prozessen der synthesesgasbasierten stofflichen Kohlenutzung sind eine Vertiefung des Verständnisses des Einsatzstoffs Braunkohle sowie die Weiterentwicklung von Nieder- und Mitteltemperatur-Konversionsverfahren zur gezielten Gewinnung bereits in der Kohle vorhandener Kohlenwasserstoffe erforderlich.

Die breitere Anwendung der Wasserelektrolyse erfordert neben einer signifikanten Senkung der Anlageninvestitionskosten die Erhöhung der spezifischen Anlagenkapazität (kompaktere Bauweisen) sowie gleichzeitig die Weiterentwicklung von Wasserstoffspeichertechnologien.

Weitere Technologien, die zu entwickeln sind, umfassen:

- Wasserelektrolyse: Kompaktierung der Anlagen, Reduzierung der spezifischen Anlageninvestitionskosten und Erhöhung des Wirkungsgrades,
- Weiterentwicklung der Wasserstoffspeicherung zur Reduktion des energetischen Aufwandes, Verminderung von Verlusten und Reduzierung der Anlagenkomplexität und -kosten,
- Weiterentwicklung von Nieder- und Mitteltemperatur-Konversionsverfahren zur stofflichen Kohlenutzung (Extraktion und Pyrolyse) zur gezielten Gewinnung bereits in der Kohle vorhandener Wertprodukte (BTX-Aromaten und Wachse),
- Generell: Erschließung neuer Methoden zur umfassenden Charakterisierung von Kohlen und Beschreibung des Konversionsverfahren zur Vorabschätzung des stofflichen Nutzungspotenzials und Verwertung in optimalen Prozessketten,
- Entwicklung von integrierten Prozessketten mit gestufter Nieder-, Mittel- und Hochtemperatur-Konversion der Kohle analog zum ibi-Konzept (s. Abschnitt 3.3.1)

4.1.2 Standortbezogene Konzeptstudien

Ein wichtiger Aspekt bei der Errichtung von Anlagen zur stofflichen Braunkohlenutzung ist die Mitnutzung vorhandener Anlageninfrastruktur, z. B. von Kraftwerken, Chemieparcs und Erdölraffinerien, u. a. zur drastischen Senkung der Anlageninvestitionskosten.

Aufgrund sehr unterschiedlicher infrastruktureller Voraussetzungen einerseits und unterschiedlicher anlagentechnischer Erfordernisse andererseits (abhängig von der Synthesegaserzeugungsprozesskette und dem Syntheseprodukt) sind für jeden potenziellen Standort separate und detaillierte Studien als Grundlage für eine Investitionsentscheidung durchzuführen. Maßgeblich sind neben der minimalen Belastung der Umwelt die optimale Infrastrukturnutzung und die maximale Investitionskostenreduktion.

Die hohen Investitionskosten für Großanlagen zur stofflichen Kohlenutzung, die sowohl für die direkte als auch die indirekte Kohleverflüssigung mehrere Mrd. Euro betragen, lassen das Annex-Konzept attraktiv erscheinen. Es können Einsparungen gegenüber sog. Stand-alone Anlagen von bis zu 20 % bei den Investitionskosten erwartet

werden (siehe dazu Abschnitt. 3.2.3). Da die Anlagenkapazität von Annex-Anlagen deutlich geringer als die von Megaanlagen ist, sinken die absoluten Investitionskosten mit der Folge, so dass diese Eintrittsbarriere ebenfalls abgeschwächt und das Risiko reduziert werden. Voraussetzung sind die Ankopplung der Vergaserinsel mit Synthese an ein existierendes konventionelles Großkraftwerk oder einen nahe gelegenen Chemiepark mit kurzen Kohletransportwegen und ggf. die Mitnutzung anderer Infrastruktur, wie z. B. Erdölraffinerien zur Produktaufbereitung.

Da die Voraussetzungen zur Integration von Annex-Anlagen für jeden Standort bei Bestandskraftwerken oder Chemieparks unterschiedlich sind, ist vor der Entscheidung über die Ansiedlung an einem bestimmten Standort eine standortbezogene Konzeptanalyse zur technischen Machbarkeit und genauen Ermittlung der zu erwartenden Einspareffekte bzw. Auswirkungen auf die Bestandsanlagen sowie zu resultierenden Anforderungen durchzuführen. Von besonderem Interesse sind neben der Ermittlung von Schnittstellen zwischen verschiedenen Anlagenblöcken oder ökonomischen Informationen vor allem auch Abschätzungen zu Anlagensicherheit und Umweltverträglichkeit. Ggf. sind mehrere potenzielle Standorte auf ihre Vorteilhaftigkeit zu untersuchen.

4.1.3 Zeithorizont zur Einführung

Der Realisierungszeitraum von der ersten Studie bis zum Betrieb von kohlebasierten Synthesenanlagen beträgt mindestens fünf bis sieben Jahre ab Investitionsentscheidung. Daneben sind ca. zwei bis drei Jahre für standortbezogene Vorstudien zur Vorarbeiten der Investitionsentscheidung zu berücksichtigen.

Stabile rechtliche und politische Rahmenbedingungen sind notwendig, um solche Investitionsentscheidungen mit Abschreibungsdauern von mehr als 20 Jahren zu ermöglichen. Dies betrifft insbesondere Genehmigungsverfahren der Anlagen selbst, jedoch auch der erforderlichen Braunkohletagebaue, deren Betrieb für die gesamte Anlagenlebensdauer und mit ausreichender Sicherheit auch darüber hinaus sicherzustellen ist.

Für die umfassende Bewertung potenziell geeigneter Standorte für die Realisierung von Annex-Konzepten sind ca. wenigstens zwei Jahre anzusetzen. Für Inselanlagen sind von der ersten Vorstudie bis zur Machbarkeitsstudie ebenfalls zwei bis drei Jahre zu veranschlagen, wobei bereits in beiden Fällen während dieser Phase erhebliche Kosten, u.a. für Basic Engineering und Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen, anfallen. Für

den Bau und die Inbetriebnahme von solchen Anlagen sind abhängig von der Komplexität mindestens drei bis zu fünf Jahre erforderlich. Die Dauer der Bauphase hat einerseits signifikanten Einfluss auf die Gesamtinvestitionskosten, da große Kapitalmenge gebunden werden, ohne dass Produkte erzeugt werden, andererseits wird sie auch stark von der aktuellen Auftragslage im Anlagenbau bestimmt. Erfahrungsgemäß ist davon auszugehen, dass die Design-Kapazität aufgrund einer Lernkurve beim Betrieb der Anlage frühestens nach zwei bis drei Jahren erreicht wird. Dies ist insbesondere für Erstanlagen, d. h. „first-of-its-kind“-Anlagen, der Fall. Vor diesem Hintergrund ist mit der Inbetriebnahme einer ersten Anlage frühestens 7-8 Jahren nach einer potenziellen Investitionsentscheidung zu rechnen. Voraussetzung dafür sind stabile politische und rechtliche Rahmenbedingungen, da die hohen Kapitalkosten über lange Abschreibungszeiträume, d. h. lange Betriebszeiten von typischerweise mehr als 20 Jahren, refinanziert werden müssen.

4.2 Perspektiven für Braunkohlenkoks

Neben der syntheseegasbasierten stofflichen Braunkohlenutzung stellt die Erzeugung von Koksen für Umwelt- oder metallurgische Anwendungen ein wichtiges Einsatzfeld dar. Während schon heute Aktivkokse für die Gas- und Wasserreinigung aus Braunkohle erzeugt werden, stellt die Nutzung von Braunkohle im metallurgischen Bereich bisher eher die Ausnahme dar.

Künftige Umweltanwendungen von Braunkohlenkoksen sind vor allem in der Entfernung von Spurenstoffen aus Gasen oder Wasser, wie z. B. perfluorierte Tenside oder Siloxane.

Erhebliches Potenzial liegt in der Nutzung von staubförmiger Trockenbraunkohle als Substitut für teures Erdgas im Hochofenprozess.

Ein besonders hohes wirtschaftliches Potenzial für die stoffliche Nutzung der Braunkohle ließe sich erschließen, wenn stückiger Braunkohlenkoks zur Substitution von Steinkohlenkoks für den Hochofenprozess (aktuell ca. 9 Mio. t pro Jahr) erzeugt werden könnte. Die größten Herausforderungen für braunkohlenbasierten Stückkoks sind die Erhöhung der thermomechanischen Stabilität sowie die Begrenzung der chemischen Reaktivität.

Braunkohlenkoks ist ein vielfältig einsetzbares Wertprodukt. Zukünftig werden insbesondere zwei Einsatzbereiche mit merklichem Absatzpotenzial erwartet:

1. als Aktivkoks im Umweltschutzbereich für die Abgasreinigung und die Abwasserreinigung einschließlich der weiteren Veredlung zu Aktivkohle mit deutlich erhöhter spezifischer Oberfläche
2. als Reduktionsmittel in der Metallurgie sowie als staubförmiger Einblaskoks oder auch als Stückkoks im Hochofen.

Das Potenzial im Umweltschutzbereich ist vor allem vor dem Hintergrund zu sehen, dass bezüglich Gesetzgebung zukünftig mit noch schärferen Emissionsgrenzwerten zu rechnen ist und zusätzlich der Bestandsschutz für technische Anlagen, die aktuelle Grenzwerte noch nicht erreichen, auslaufen wird. Im Bereich Gasreinigung sind hier insbesondere Prozesse der Metallurgie bzw. Sekundärrohstoffmetallurgie zu nennen. Die Aktivkokstechnik ist besonders effektiv und kostengünstig als sekundäre Emissionsminderungsmaßnahme in bestehende Anlagen zu integrieren. Dadurch können zukünftig zu erwartende Grenzwerte z.B. für Dioxine und Furane sowie für Schwermetalle sicher eingehalten werden. Im Bereich Abwasserreinigung werden die Anforderungen insofern steigen, als das zukünftig mit neuartigen Schadstoffen, wie perfluorierte Tenside oder Siloxane, zu rechnen ist, die nur in Spurenkonzentrationen enthalten sind und deren Wirkung auf Mensch und Umwelt teilweise noch nicht bekannt ist. Eine effektive Reinigung kann gegenwärtig nur auf adsorptivem Wege realisiert werden.

Um diese Umweltschutzmaßnahmen realisieren zu können, ist ein kostengünstiges Adsorptionsmittel als Massenprodukt mit ausreichenden Reinigungsleistungen und mit einem breiten Einsatzspektrum erforderlich. Braunkohlenkoks stellt ein entsprechendes Produkt dar. Eine wesentliche Voraussetzung besteht allerdings darin, geeignete Herstellungsverfahren zu entwickeln, um einen möglichst preiswerten Koks anbieten zu können.

Ein noch größeres Absatzpotenzial für Braunkohlenkoks ergibt sich dann, wenn es gelingt, Importsteinkohle als Einblaskohle (PCI) in Hochöfen zu substituieren. Pro Tonne Roheisen wurden in 2012 in Deutschland 146,5 kg Einblaskohle eingesetzt [04-01]. Bei einer Jahresproduktion von 27 Mio. t Roheisen ergibt sich ein Bedarf von ca. 4 Mio. t Einblaskohle. Bezüglich Heizwert sind beide Produkte mit ca. 29 MJ/kg vergleichbar. Auch hier besteht die Notwendigkeit darin, Verfahren mit großer Durchsatzleistung zur Erzeugung von preiswertem Einblaskoks aus heimischer Braunkohle zu entwickeln.

Die große Nachfrage auf dem Weltmarkt nach qualitativ hochwertigen backenden Steinkohlen insbesondere in den Boom-Jahren bis 2008 hat gezeigt, dass diese Resource begrenzt ist. Der daraus hergestellte Steinkohlenkoks ist essentiell für den Betrieb von Hochöfen. In 2012 wurden in Deutschland 337,5 kg Koks pro Tonne Roheisen verbraucht. Bei einer Jahresproduktion von 27 Mio. t Roheisen ergibt sich ein Bedarf von ca. 9 Mio. t Stückkoks [04-01]. Deshalb sollte ein Ziel der zukünftigen Forschung darin bestehen, auf der Basis einer weiterentwickelten Braunkohlenhochtemperatur-Verkokungstechnologie einen konkurrenzfähigen Stückkoks auf Braunkohlenbasis für den Einsatz bei der Eisenerzreduktion zu entwickeln.

Der Zeithorizont für die Entwicklung der Herstellungstechnologie für Aktivkoks und Einblaskoks ist kurzfristig (innerhalb von fünf Jahren) und für Stückkoks für den Einsatz im Hochofen mittelfristig (innerhalb der nächsten zehn Jahre) anzusetzen.

4.3 Forschungspolitische Anforderungen

4.3.1 Nationale und internationale FuE-Zentren zur stofflichen Kohlenutzung

Abgesehen von Forschungsaktivitäten in Unternehmen, vor allem der Braunkohlenindustrie und des Anlagenbaus, existiert mit der TU Bergakademie Freiberg nur noch ein national und international sichtbares FuE-Zentrum zur stofflichen Kohlenutzung in Deutschland.

Zentren außerhalb Deutschlands sind in Polen, den USA, Japan und vor allem China zu finden.

In NRW gibt es weder an Hochschulen oder Forschungseinrichtungen Forschungsaktivitäten zur stofflichen Kohlenutzung, die die gesamte Prozesskette und/oder die Grundlagenforschung adressieren.

Die vereinzelt sichtbaren FuE-Aktivitäten sind in Netzwerken unter Einbeziehung von Unternehmen komplementär zusammenzuführen. Die Anbindung an bereits etablierte FuE-Zentren ist zu forcieren. Ziel sollte dabei die Koordinierung der FuE-Aktivitäten zur Vorbereitung und Begleitung der technischen Anwendung sein.

Bei der nachfolgenden Betrachtung wird die Industrieforschung ausgeklammert. Zu betonen ist, dass vor allem bei einschlägigen Unternehmen des Anlagenbaus (z. B. Air Liquide, Linde, General Electric etc.), der Kohleindustrie (z. B. Sasol, RWE), sowie der Energierohstoffwirtschaft allgemein (z. B. Shell, BP) umfangreiche Forschung zu Teilprozessen und Gesamtketten der stofflichen Kohlenutzung betrieben wird.

Der stofflich chemischen Nutzung von Kohle in ihrer gesamten Wertschöpfungskette von der Lagerstätte zum Chemieprodukt widmet sich nur noch die Technische Universität Bergakademie Freiberg (TU BAF). Folgende FuE-Aktivitäten und Netzwerke im Bereich der stofflichen Nutzung von Kohlen sind an der TU BAF von nationaler Bedeutung:

- Deutsches EnergieRohstoff-Zentrum Freiberg (DER): Die Initiative des BMBF-Programms Spitzenforschung und Innovation in den neuen Ländern „Deutsches EnergieRohstoff-Zentrum Freiberg (DER)“ konzentriert sich auf die Erforschung und Entwicklung neuer Technologien zur stofflichen Nutzung von Kohle als alternative Kohlenstoffquelle zum Erdöl. Der wissenschaftliche Fokus liegt in der Strukturaufklärung und der Werkstoff- und Komponentenentwicklung für die Hochtemperaturkonversion von Kohlen. Beteiligt sind sechs Hochschulinstitute, drei nichtuniversitäre Forschungseinrichtungen und vier Industriepartner.
- Innovative Braunkohlenintegration in Mitteldeutschland (ibi): Der BMBF-geförderte regionale Wachstumskern ibi befasste sich mit der stofflichen Nutzung von Braunkohle. Innerhalb von sechs Verbundprojekten wurde die Wertschöpfungskette Lagerstätte – Gewinnung – Aufbereitung – Extraktion – Niedertemperaturkonversion – Vergasung für mitteldeutsche Braunkohle auf industriellem Niveau erforscht. Die Initiative umfasste zehn Industriepartner und zwei Hochschulen.
- Zentrum für Innovationskompetenz „Virtuhcon“: Das Zentrum für Innovationskompetenz, welches durch die Initiative Unternehmen Region gefördert wird, befasst sich mit der hochaufgelösten CFD-Modellierung und -Simulation von Hochtemperaturkonversionsprozessen. Eingebunden sind acht Hochschulinstitute und 14 externe Partner im In- und Ausland.
- EnergieRohstoffnetzwerk (ERN): Das EnergieRohstoff-Netzwerk, die Fortsetzung der Informationsplattform "Deutsches Zentrum für Vergasungstechnik (DEZEV)", ist ein Zusammenschluss von derzeit elf Partnern mit dem Ziel der Vernetzung von Wissenschaft, Wirtschaft und Gesellschaft zum Thema Energierohstoffe.

An der TU München sind grundlegende Arbeiten zur Kohlevergasung ein wichtiger Forschungsschwerpunkt.

Die thermochemische Konversion von Biomassen mit dem Ziel der Synthesegaserzeugung bis hin zur Synthese im großtechnischen Maßstab ist der Forschungsfokus am Karlsruher Institut für Technologie (KIT).

Internationale Forschungszentren der stofflichen Kohlenutzung sind in Europa das Institute for Chemical Processing of Coal (ICHPW) in Zabrze/Polen und in den USA das Energy and Environmental Research Centre (EERC) in Grand Forks/Norddakota und das National Energy Technology Laboratory (NETL) des U.S. Department of Energy (DOE) in Morgantown/West Virginia. Weitere FuE-Aktivitäten zur stofflichen Kohlenutzung sind in Südafrika, unter anderem an der North West University/Potchefstroom, und in Japan am Central Research Institute of the Electric Power Industry (CRIEPI) sowie beim Japan Coal Institute (JCOAL) zu finden.

Der Internationale Schwerpunkt zur stofflichen Kohlenutzung liegt gegenwärtig in China. Führende Einrichtungen sind dabei vor allem die Design-Institute und Hochschulen, an denen Vergasungstechnologien entwickelt und erfolgreich kommerzialisiert wurden, z. B. die East China University of Science and Technology, das North West Institute of the Chemical Industry oder das Huaneng Clean Energy Research Institute, sowie Einrichtungen, an denen Syntheseverfahren bzw. direkte Verflüssigungsverfahren entwickelt wurden. Hervorzuheben sind unter anderem die Chinesische Akademie der Wissenschaften, u.a. mit den Beijing Research Institut of Clean Coal Technologies (BRICC), das National Institute of Clean Energy (NICE) oder Synfuels China Technology Ltd. & Co. Neben der Entwicklung und Kommerzialisierung synthesegasbasierter Kohlenutzungsrouten (sowohl energetisch als auch stofflich) und der direkten Verflüssigung wird in großem Umfang Forschung zur Verkokung und Nutzung der dabei anfallenden Nebenprodukte, insbesondere des Teers (ca. 27 Mio. t im Jahr 2013), betrieben. Charakteristisch für die Kohleforschung in China ist ein hoher Anwendungsbezug mit dem Ziel der zügigen Überführung in den Pilotmaßstab und die großtechnische Anwendung.

4.3.2 Handlungsempfehlungen für eine zukunftsfähige Forschungs- und Wissenschaftspolitik in NRW

Es wird empfohlen, an einer Universität in NRW eine Professur für Kohlechemie oder Elektrothermochemie einzurichten. Von dieser Professur werden ein wesentlicher Beitrag zur Ausbildung von Fachexperten und die Koordinierung der Forschung und Entwicklung in NRW erwartet. Da die Etablierung eines die Prozesskette abbildenden Kohleforschungszentrums mit hohen Startinvestitionskosten und einer langen Anlaufphase von der Einrichtung bis zu ersten Ergebnissen verbunden ist, wird die enge Kooperation mit dem Kohleforschungszentrum in Freiberg empfohlen.

Die Stärken der NRW-Forschung im Bereich der regenerativen Wasserstofferzeugung und der stofflichen CO₂-Verwertung sind weiter auszubauen, jedoch regelmäßig auf Fortschritte und das Potenzial zur großtechnischen Anwendung zu prüfen.

Zur Überführung der Forschungsergebnisse in die technische Anwendung sind frühzeitig Unternehmen der Braunkohle-, Chemie- und Kraftstoffindustrie sowie des Anlagenbaus einzubeziehen, z. B. über Vertreter in wissenschaftlichen Beiräten, Beratungsgremien der Politik oder als Konsortialteilnehmer in Projekten.

Unter Verweis auf Abschnitt 4.3.1 ist festzustellen, dass derzeit mit Ausnahme des Forschungszentrums Jülich in NRW keine bzw. kaum sichtbare Forschung zur stofflichen Kohlenutzung an Hochschulen oder Forschungseinrichtungen vorhanden ist. Ehemalige Leuchttürme der Kohleforschung, wie z. B. das Max-Planck-Institut für Kohlenforschung in Mülheim an der Ruhr oder die DMT (ehemals Bergbauforschung) in Essen haben entweder ihren Fokus verlagert oder betreiben Forschung für die energetische oder Kokskohlenutzung. Am Forschungszentrum Jülich werden spezielle Fragestellungen zur Kohlevergasung untersucht, wie z. B. die Entwicklung neuer Werkstoffe oder zur Weiterentwicklung von Hochtemperatur-Gasreinigungsverfahren. Die Positionierung der Forschung in NRW in den Bereichen der elektrolytischen Wasserstofferzeugung bzw. der Entwicklung neuer Synthesen zur CO₂-Konvertierung zu Wertprodukten ist als stark einzuschätzen. Forschung zu Kernprozessen und neuen Konzepten der stofflichen Kohlenutzung ist bisher vor allem bei der Braunkohlenindustrie oder in begrenztem Umfang beim damit verbundenen Anlagenbau in NRW zu finden.

Die Realisierung der stofflichen Kohlenutzung zum langfristigen Aufbau einer alternativen Rohstoffbasis erfordert die Flankierung der unternehmensseitigen Forschung durch Forschung an Hochschulen bzw. der Großforschung. Es wird empfohlen, an einer Universität in NRW eine Professur für Kohlechemie oder Elektrothermochemie einzurichten, die neben der Ausbildung von Fachexperten die Koordinierung der Forschung und Entwicklung in NRW und der Netzwerkbildung in Deutschland wahrnimmt.

Eine umfassende Bearbeitung dieses Themenfeldes bedarf dabei gebündelter Forschung, die möglichst alle Teilaspekte der thermochemischen Konversion von Kohle abdeckt. Dabei ist nicht nur Forschung im Labor-, sondern im Pilotmaßstab erforderlich, um die Übertragbarkeit von Untersuchungsergebnissen auf den Großanlagenmaßstab zu gewährleisten. Dafür sind nicht nur entsprechende Versuchsanlagen, sondern auch Laborinfrastruktur erforderlich. Dies ist nicht nur als landes-, sondern als bundespolitische Aufgabe zu sehen.

Die Errichtung eines neuen FuE-Zentrums ist mit einem erheblichen Investitionsaufwand verbunden. Darüber hinaus erfordert die Forschung in diesem Bereich umfangreiche und langjährige Erfahrung, einerseits im Umgang mit den Untersuchungsmethoden, andererseits im Verständnis des Einsatzstoffes Kohle. Daneben kommen sehr lange Zeiträume von der Entwicklung bis zur technischen Anwendung zum Tragen mit typischen Entwicklungszyklen zwischen 10 und 20 Jahren.

Anstatt mit erheblichem Investitionsaufwand und einer langen Anlaufzeit (vom Aufbau der FuE-Kapazitäten bis zur Ermittlung erster Ergebnisse) ein eigenes Kohleforschungszentrum in NRW zu installieren, sollten die enge Anbindung an das bereits etablierte Kohleforschungszentrum in Freiberg forciert werden. Flankierend dazu sollten die Kompetenzen im Bereich der Wasserstofferzeugung und CO₂-Nutzung gestärkt werden. Von wesentlicher Bedeutung ist die Etablierung eines FuE-Netzwerkes unter Einbeziehung der in NRW vorhandenen Professuren und FuE-Zentren, deren Aktivitäten sich komplementär zur bereits vorhandenen Kohleforschung ergänzen. Wichtig dabei ist nicht nur die Durchführung einzelner FuE-Vorhaben, sondern die Koordinierung von Aktivitäten entlang einer langfristig angelegten Kohleforschungsstrategie. Dies eröffnet die Perspektive zur zielgerichteten Nutzung bereits getätigter Vorinvestitionen sowie der unterschiedlichen FuE-Kompetenzen an den verschiedenen Standorten.

4.4 Quellen zum Kapitel 4

[04-01] Verein der Kohlenimporteure e.V.: Jahresbericht, 2013

5 Sonstige Handlungsfelder und Steuerungsinstrumente zur Forcierung der stofflichen Kohlenutzung

5.1 Strategische Rohstoff- und Infrastrukturplanung

Die Rohstoffstrategie der Bundesregierung, die bisher vor allem mineralische Rohstoffe einschließt, ist um das Themenfeld der Kohlenstoffträger zu erweitern, um die Rohstoffbasis der chemischen Industrie und der Kraftstoffwirtschaft langfristig zu sichern.

Eine umfassende Rohstoffstrategie ist nicht nur durch die Bundesregierung, sondern auch in den einzelnen Bundesländern umzusetzen, insbesondere durch Absicherung der Verfügbarkeit heimischer Kohlelagerstätten in der langfristigen Landesentwicklungsplanung. Dabei ist durch eine vorausschauende Landesentwicklungsplanung die Belegung bzw. Widmung von Flächen in der Form zu vermeiden, dass eine spätere bergbauliche Nutzung unmöglich wird.

Der Aufbau und die langfristige Etablierung der stofflichen Kohlenutzung komplementär zur energetischen Nutzung erfordert die Absicherung der Ausbildung qualifizierter Fachkräfte mit technischem und akademischem Hintergrund.

Unternehmensseitige Forschungsaktivitäten sind durch Grundlagen- und angewandte Forschung an Hochschulen und anderen Wissenschaftsinstitutionen zu flankieren.

Das derzeit noch vorhandene Technologiewissen bei der stofflichen Kohlenutzung lässt sich nur durch Errichtung von Demonstrationsanlagen und den damit verbundenen Aufbau von Erfahrungswissen im Anlagenbetrieb erhalten.

Die stoffliche Kohlenutzung ist als ein Werkzeug der Zukunftsvorsorge unabhängig von kurzfristigen ökonomischen Schwankungen langfristig zu entwickeln.

Die kontinuierliche Bewertung und ggf. frühzeitige Schaffung von Voraussetzungen zur Etablierung einer stofflichen Kohlenutzung neben der heute dominierenden energetischen Nutzung ist als strategisches Handlungsfeld der Politik im Sinne der Zukunftsvorsorge zu sehen. Bereits im Jahr 2009 wurde von der DECHEMA ein Positionspapier zur stofflichen Kohlenutzung veröffentlicht [05-01], in dem vor dem Hintergrund knapper werdender Erdölressourcen und nur begrenzt verfügbarer nachwachsender Rohstoffe auf die zwingende Notwendigkeit der Erschließung von Kohle als Rohstoff für die chemische Industrie hingewiesen wurde. Von besonderer Bedeutung

dabei ist, dass auf einer langen Historie der Entwicklung von Prozessen der stofflichen Kohlenutzung aufgesetzt wurde. Obwohl durch die größte Anwendungsnähe und technische Reife gekennzeichnet, sind neben der synthesebasisierten Kohlenutzung langfristig auch alternative Optionen der Gewinnung von chemischen Produkten bei niedrigen und mittleren Temperaturen zu erschließen. Die Realisierung von Anlagen zur chemischen bzw. stofflichen Kohlenutzung ist zu unterstützen durch FuE-Förderung für die vorher benannten Schwerpunkte, durch Schaffung langfristig verlässlicher politischer und rechtlicher Rahmenbedingungen. Erforderlich dafür ist eine langfristig angelegte Rohstoffplanung, die neben den üblicherweise betrachteten metallischen oder mineralischen Rohstoffen auch die Kohlenstoffbasis der Grundstoffindustrie einschließt.

Neben der technologischen Entwicklung ist eine wesentliche Aufgabe im langfristigen Erhalt von Know-how und der Absicherung einer ausreichenden Basis von Nachwuchskräften zu sehen. Dazu ist über eine Grundfinanzierung die Erhaltung der Wissenschaftsdisziplinen im Themenfeld Kohlenutzung zumindest im Hochschulbereich abzusichern.

Obwohl der deutsche Anlagenbau auch im internationalen Vergleich gegenwärtig gut aufgestellt ist und von Aufträgen zur Errichtung von synthesebasisierten Kohleveredlungsanlagen, vor allem in China, profitiert, ist ein schnell wachsender Know-how-Vorsprung auf chinesischer Seite zu beobachten, der insbesondere das Design und Engineering, die Errichtung und den Betrieb von Großanlagen zur Kohlenutzung betrifft. Waren in der Vergangenheit außerdem die Teilprozesse Vergasung, Gasaufbereitung und Synthesen Domänen des nicht-chinesischen Anlagenbaus, ist es auch hier bereits in weiten Bereichen zu einer Angleichung der Fähigkeiten gekommen. Der Vorsprung nicht-chinesischer Technologien und Forschung ist vor allem noch im Grundlagenverständnis zu sehen.

Ein zunehmend stärker zur Geltung kommender Vorteil chinesischer Technologieentwickler ist der Rückfluss von Wissen aus dem Anlagenbetrieb sowie der direkte Zugriff auf Anlagenbetriebsdaten, der so insbesondere für deutsche Unternehmen aufgrund fehlender Anlagen in Europa bzw. Deutschland nicht oder nur in Ausnahmefällen gegeben ist.

Sollen ein bisher noch vorhandener Technologievorsprung gehalten werden und Impulse für künftige Innovationen gewonnen werden, ist die Errichtung und Demonstration von Anlagen in Deutschland zwingend erforderlich. Unabhängig von eventuellen kurzfristigen Schwankungen des Erdölpreises, die eine Technologieroute temporär unattraktiv erscheinen lassen, ist dafür die langfristige Flankierung seitens Politik notwendig. Die erfolgreiche und langfristige Erprobung und Demonstration von Anlagen zur stofflichen Kohlenutzung ist nicht nur aus Sicht der Technologieentwicklung und -weiterentwicklung erforderlich. Sie ist, wie bereits erwähnt, außerdem von hoher Bedeutung für den Nachweis der Möglichkeit a) zur Substitution von Erdöl, b) zum Beleg des Potenzials für die Schaffung neuer Arbeitsplätze, c) der Sicherung von Arbeitsplätzen in vor- und nachgeordneten Bereichen, d) dem Nachweis der Umweltverträglichkeit und nicht zuletzt e) der wirtschaftlichen Machbarkeit. Nur mit einem positiven Ausführungsbeispiel ist darüber hinaus ein breiter gesellschaftlicher Diskurs über eine breitere stoffliche Kohlenutzung in der Zukunft möglich.

5.2 Akzeptanzpolitik

Grundsätzlich ist festzustellen, dass jede Form der Kohlenutzung und Kohle als Energierohstoff in der Öffentlichkeit negativ wahrgenommen werden. Es wird dabei nicht zwischen energetischer und stofflicher Kohlenutzung differenziert, zumal die modernen Technologien der stofflichen Kohlenutzung praktisch nicht bekannt sind.

Weder durch politische Maßgaben noch durch „belehrende“ Aufklärung wird eine breite gesellschaftliche Akzeptanz für die stoffliche Kohlenutzung, auch in Verbindung mit der Kraftwerkstechnik, erreicht werden können.

Aufklärung ist nur durch einen kritischen Dialog über die positiven wie auch negativen Effekte der Kohlenutzung erreichbar. Dieser Dialog, in den die Öffentlichkeit, die Wissenschaft und Unternehmen einzubeziehen sind, sollte unter neutraler wissenschaftlicher Moderation langfristig angelegt werden.

Erst eine industrielle „Vorzeiganlage“ der stofflichen Kohlenutzung, an der sich die erwarteten positiven Effekte zur Verbreiterung der Rohstoffbasis, der Minimierung der Umweltauswirkungen, der Wirtschaftlichkeit und der langfristigen Arbeitsmarkteffekte nachvollziehbar belegen lassen, würde Glaubwürdigkeit schaffen und damit einen positiven Akzeptanzprozess ermöglichen.

In der öffentlichen Wahrnehmung werden das Image und die Akzeptanz der Braunkohle vor allem durch die großflächige Landinanspruchnahme, Landschaftszerstörung, CO₂-Emissionen, Luftverschmutzung durch Feinstaub, Lärmbelastung, Verlegung von Gewässern und Schädigung des Grundwasserhaushaltes in Verbindung gebracht. Neben diesen ökologischen Aspekten ist vor allem die Umsiedlung ganzer Gemeinden ein gravierendes soziales Problem.

Es wird kaum zwischen energetischer und stofflicher Nutzung unterschieden und das Image der energetischen Nutzung überzeichnet das Image des Rohstoffs Braunkohle derart, dass die stoffliche Nutzung kaum wahrgenommen bzw. nicht differenziert wahrgenommen wird. Die Akzeptanzdebatte ist nahezu ausschließlich auf die energetische Nutzung und die CO₂-Thematik ausgerichtet und fokussiert und damit unnötig stark verengt. Möglichkeiten der stofflichen Nutzung von Braunkohle sind bisher kaum Gegenstand von Befragungen und statistischen Erhebungen. So ist es nicht verwunderlich, dass nur auf einzelne Facetten der Kohlegewinnung und Nutzung fokussiert wird und sich bei der Vielzahl von Umfragen kein einheitliches Meinungsbild ergibt, selbst wenn die gleichen Fragen erneut gestellt und ausgewertet werden.

„Das Unbehagen gegenüber (bestimmten) ... Technologien richtet sich neben selbst erfahrenen Einschränkungen auf einer abstrakten Ebene gegen quasi-eigengesetzliche Großstrukturen mit Systemrelevanz, die kaum überschaubar und korrigierbar erscheinen“ [05-02]. Generell kann eine gewisse „Technikferne“ in Bezug auf das Interesse an technischen Entwicklungen in Deutschland konstatiert werden. Dieser Mangel an Interesse und Aufmerksamkeit erschwert den Aufbau von Akzeptabilität im Bereich der stofflichen Kohlenutzung in der Bevölkerung zusätzlich.

Erschwerend hinzu kommt das negativ belegte Image der Kohle überhaupt, welches vor allem durch die deutschen Medien in das öffentliche Bewusstsein gelangt. Ergebnisse einer Akzeptanzdiskussion durchgeführt durch das Deutsche EnergieRohstoff-Zentrum Freiberg (DER) zeigen, dass die individuelle Wissensbasis „äußerst unzureichend und fehlerhaft ist“. Ungefähr 70 % der Bevölkerung fühlen sich schlecht über die Kohlenutzung informiert. Man kann die Befragungsergebnisse auch dahingehend interpretieren, dass die ablehnende Haltung zum Rohstoff Braunkohle aus der nahezu ausschließlich energetischen Nutzung resultiert. Erreicht das Thema Braunkohlenutzung doch die Wahrnehmungsschwelle, kann festgestellt werden, dass die Akzeptanz

mit dem Grad der Betroffenheit und den üblicherweise einhergehenden umfangreicheren Kenntnissen um generelle und individuelle Vor- und Nachteile der Kohlenutzung steigt [05-05]. Aktuelle Erhebungen von EMNID [05-03] zeigen, dass 88 % der Bevölkerung wegen der Schäden für Umwelt und Natur gegen die Erschließung neuer Braunkohletagebaue votieren. Demgegenüber sehen nach einer forsa-Umfrage in der Lausitz 67 % der Befragten die Notwendigkeit einer Erweiterung des Braunkohletagebaus. Nur 20 % sind der Meinung, dass die Erschließung neuer Tagebaue wegen der Schäden für Umwelt und Natur nicht zu verantworten sei [05-04]. Darüber hinaus ist die Akzeptanz von Braunkohle von individuellen regionalen Aspekten, individuellen Wissens- und Kenntnisständen sowie individuellen politischen Motivationen abhängig. Je nach Zielstellung und Ausrichtung von Umfragen ergeben sich zum Teil sehr unterschiedliche und widersprüchliche Ergebnisse, die nur bedingt interpretierbar und generalisierbar sind.

Zur Versachlichung der Diskussionen um die Braunkohle können folgende Maßnahmen zur Verbesserung der Wissensbasis und Argumentation einen wesentlichen Beitrag leisten:

- Akzeptabilität resultiert aus subjektiven, also vom Individuum selbst organisierten Erkenntnisprozessen. Dieser Prozess ist seiner Natur nach nach innen gerichtet also internal. Dieser Prozess kann von außen unterstützt werden, indem dem Bürger unter Berücksichtigung seiner Werte wesentliche Kenntnisse, Systemzusammenhänge und die Vor- und Nachteile bzw. Konsequenzen der Technologie transparent, plausibel und nachvollziehbar dargestellt und vermittelt werden. Nur ein transparentes Objekt kann durchschaut, verstanden und durch kognitive Einsicht in dessen Notwendigkeit akzeptiert werden.
- Basis für Akzeptanz oder besser für Akzeptabilität ist die Bereitstellung der o. g. Kenntnisse und Zusammenhänge für den Bürger auf der Basis ganzheitlicher Betrachtungen, die sowohl technisch-ökonomische, ökologische und soziale Aspekte mit allem „Für und Wider“ sowie den gesamten Stofffluss von der Quelle zum Produkt hinreichend genau abbilden.
- Unterstützend sind vergleichende Darstellungen zu Chancen und Konfliktfeldern erneuerbarer und fossiler Rohstoffe und deren Nutzung. Für beide Nut-

zungsarten energetisch und stofflich ist von einer „Entweder-oder-Logik“ zu einer „Sowohl-als-auch-Logik“ überzugehen. Fossile und erneuerbare Energien einerseits und primäre bzw. nachwachsende/sekundäre Rohstoffe andererseits müssen keine Konkurrenzen zueinander aufbauen, sondern sollten miteinander solange im Einklang stehen und sich gegenseitig unterstützen, bis sich eine nachhaltigere Lösung etablieren kann. Je mehr fossile Energie durch erneuerbare Energie bzw. je mehr primäre Rohstoffe durch sekundäre bzw. nachwachsende Rohstoffe substituiert werden können, desto schonender, intelligenter und nachhaltiger kann mit Primärressourcen umgegangen werden.

- Sachgerechte Aufklärung über die Bedeutung der Braunkohle im Energie- und Rohstoffmix und die mit einer stofflichen Nutzung der Braunkohle verbundenen Perspektiven aber auch Konsequenzen sind transparent aufzuzeigen. Dazu gehören z. B. die erzielbarere höhere Wertschöpfung bei gleichzeitig abgesenkten CO₂-Emissionen, die Absenkung der Importabhängigkeit, die Schaffung von Arbeitsplätzen usw. aber auch die dafür erforderlichen Investitionen.
- Der Technologiestandort Deutschland ist auf funktionierende Rohstoffmärkte angewiesen. Lieferengpässe in Kombination mit Preisspekulationen steigern die Importabhängigkeit. Gesellschaftlich und politisch muss kommuniziert werden, dass Kohle eine alternative Kohlenstoffquelle zum Erdöl ist und dass die stoffliche Nutzung von Kohle durch Verbreiterung der Rohstoffbasis einen entscheidenden Beitrag zur Zukunftsvorsorge Deutschlands mit Rohstoffen leistet.

Für die konkrete Untersetzung der Akzeptanzdebatte ist es sinnvoll, die neue Technologie anhand konkreter Anwendungsbeispiele bzw. anhand innovativer und hochwertiger Produkte zu demonstrieren.

5.3 EU ETS-konforme Einordnung der stofflichen Kohlenutzung

Die EU-Richtlinie zur Allokation von CO₂-Emissionszertifikaten für die nächste Handelsperiode sieht die Einbeziehung weiterer CO₂-emissionsintensiver Industrien in den Emissionshandel vor, u.a. die Erzeugung von Synthesegas und Wasserstoff oder wichtiger petrochemischer Produkte, wie z. B. Methanol. Dabei ist die Gutschrift (Carbon Leakage) eines Teils der CO₂-Emissionen vorgesehen, der schrittweise in den nachfolgenden Jahren abgesenkt wird.

Überschläglich sind z. B. für die kohlebasierte Methanolerzeugung ca. 0,4 Zertifikate je eingesetzter Tonne Rohbraunkohle zu erwerben.

Zur Unterstützung der Etablierung der stofflichen Kohlenutzung wird vorgeschlagen, die stoffliche Kohlenutzung nicht mit der energetischen Kohlenutzung gleichzustellen, sondern eine Freistellung von der CO₂-Emission im selben Umfang wie für konventionelle Routen zur Synthesegas- und Syntheseprodukterzeugung einzuführen. Dabei werden nicht sämtliche CO₂-Emissionen der stofflichen Kohlenutzung vom Zertifikatehandel freigestellt, jedoch ein wichtiger Beitrag zur Wirtschaftlichkeit geleistet.

Innerhalb der EU wurde 2005 mit dem European Union Emission Trading System (EU ETS) ein Instrument der Klimapolitik eingeführt, welches Anreize zur Senkung der Emissionen von Anlagen liefern soll. Das ETS beruht auf einem „Cap & Trade“-System, welches eine gewisse Anzahl von Emissionsberechtigungen (European Union Allowance, EUA) auf einem eigens geschaffenen Markt zugänglich macht und die Gesamtzahl dieser EUA-Zertifikate sukzessive reduziert, um das gesetzte Reduktionsziel von 20 % der Emissionen von 1990 bis 2020 zu erreichen.

In der aktuellen Handelsperiode III des ETS (2013–2020) wird ein Teil der Zertifikate kostenlos zugeteilt, der Rest wird von den Unternehmen zugekauft. Durch den Marktmechanismus können überzählige Zertifikate ver- und Fehlende zugekauft werden. Die kostenlose Zuteilung wird in den nächsten Jahren schrittweise reduziert, bis 2027 schließlich keine Zertifikate mehr kostenlos zugeteilt werden sollen

Wesentlicher Teilprozess von vergasungsbasierten Produktionsprozessen ist die Erzeugung von Synthesegas, bei der der eingesetzte Brennstoff teilweise oxidiert wird. Eine Emissionshandelspflicht im Sinne des europäischen Emissionshandelssystems (EU ETS) solcher Anlagen liegt daher nach Nr. 28 Anhang 1 Teil 2 TEHG nahe. Für kommerzielle Vergasungsanlagen wären die Regelungen des EU ETS für produzierende Industrieanlagen (≠ Stromerzeuger) heranzuziehen. (Hinweis: Eine Ausnahme bilden lediglich Anlagen der Forschung, Entwicklung und Prüfung neuer Produkte und Prozesse im Labor- und Technikumsmaßstab, die gemäß § 2 Abs. 5 Nr. 1 TEHG nicht dem Emissionshandel unterliegen.)

In der aktuellen, dritten, ETS Handelsperiode (2013-2020) ist für derartige Anlagen die kostenlose Zuteilung von CO₂-Zertifikaten möglich. Die Höhe der Zuteilung richtet sich

nach einem i. d. R. produktspezifischen Benchmark, welcher über Best-Practice-Ansätze ermittelt wurde (Beschluss der EU-Kommission vom 27. April 2011). Die mögliche kostenlose Zuteilung ergibt sich als ein über die Jahre abschmelzender Anteil dieser Benchmarkmenge. Als Ziel ist das vollständige Abschmelzen kostenloser Zuteilungen bis 2027 – jedoch ohne konkreten Pfad – formuliert (Art. 10a Abs. 11 ETS-Richtlinie 2003/87/EG). Sofern der jeweilige Industriesektor durch zu hohe Belastungen aus dem CO₂-Zertifikatekauf dem Risiko der Verlagerung ins Ausland (Carbon Leakage) ausgesetzt ist (Kriterien gemäß Art. 10a Abs. 12 ff. ETS-Richtlinie 2003/87/EG), ist die kostenlose Zertifikatezuteilung der vollen Benchmarkmenge möglich. Anlagen zur Erzeugung von Synthesegas besitzen derzeit den Carbon-Leakage-Status (Beschlusses der EU-Kommission vom 24. Dezember 2009). Überprüfungen zum Carbon-Leakage-Status der betroffenen Sektoren sind für 2014 und 2019 geplant. Für vergasungsbasierte Anlagen ergibt sich über die Carbon-Leakage-Ausnahmeregelung eine kostenlose Zuteilung von rund 40 bis 50 % der tatsächlich benötigten Zertifikatemenge. (Hinweis: Abhängig von der Gesamtmenge beantragter kostenloser Zertifikatezuteilungen und dem dafür vorgesehenen Gesamtbudget ergeben sich ggf. Korrekturen bei der tatsächlich kostenlos zugeteilten Menge.). Für die Erzeugung von einer Tonne Methanol bspw. werden 3 Tonnen Rohkohle benötigt. Die spezifischen Kohlendioxidemissionen liegen bei ca. 0,6 t(CO₂)/t(Rohbraunkohle). Grundsätzlich resultiert damit ein Bedarf von 0,6 Zertifikaten pro eingesetzter Tonne Rohbraunkohle. Da die Synthesegaserzeugung in die Sparte der mit kostenlosen Zertifikaten bezuschussten Industrien fällt und bei der Methanolerzeugung aus Synthesegas nur noch geringe Mengen an CO₂ anfallen (s. auch Kohlenstoffeinbindung in Produkte nach Abb. 3.14), kann zur groben Berechnung der zu erwerbenden CO₂-Zertifikate der Benchmarkwert für Synthesegaserzeugung angewendet werden. Die für die Methanolerzeugung zu erwerbende Zahl an Zertifikaten reduziert sich somit um 0,242 auf 0,358 Zertifikate pro Tonne Rohbraunkohle. Selbst bei Weiterveredlung des Methanols zu Benzin mittels MtG-Synthese steigen CO₂-Emissionen lediglich um ca. 2 %

Insgesamt ist die Möglichkeit der kostenlosen Zertifikatezuteilung positiv und wichtig für die Perspektive von Vergasungsanlagen. Im Falle einer Vollauktionierung von CO₂-Emissionsrechten würden die dafür anfallenden Kosten bis zu rund 20 % an den Produktgestehungskosten ausmachen. Diese Belastung würde dann eine wesentliche Hürde für die Kommerzialisierung derartiger Produktionsrouten und damit auch eine

Hürde für eine Energie- und Rohstoffversorgung auf Basis heimischer Rohstoffe darstellen. Die Schaffung stabiler Rahmenbedingung bleibt ein entscheidender Punkt. Der Mangel an festen Regelungen zum EU ETS nach 2020, also für den Zeitraum, in dem kommerzielle Anlagen frühestens möglich wären, insbesondere hinsichtlich des Abschmelzens kostenloser Zuteilungen und der Fortschreibung der Carbon-Leakage-Ausnahmeregelung sowie die Unsicherheit über das Bestehen eines einmal erlangten Carbon-Leakage-Status stellen für potenzielle Investoren Risiken dar. Die Implementierung eigener Benchmarks für die Produkte aus Vergasungsanlagen könnte ebenfalls zur Investitionssicherheit beitragen.

5.4 Quellen zum Kapitel 5

- [05-01] Dechema Positionspapier: Rohstoffbasis im Wandel, 2010
- [05-02] Deutsche Akademie der Technikwissenschaften (acatech): Reihe „acatech bezieht Position“ Nr. 9 - Akzeptanz von Technik und Infrastrukturen. 2011
- [05-03] EMNID 2014, statistika.com/statistik/daten/studie/196172
- [05-04] forsa: Die Lausitzer und die Braunkohle. Berlin. 40 S. S. 30, 2013
- [05-05] Deutsches EnergieRohstoff-Zentrum Freiberg (DER): Kohle - Akzeptanzdiskussion im Zeichen der Energiewende, 2013

6 Zusammenfassung

Das Gutachten kommt zu folgenden Ergebnissen und Feststellungen:

Braunkohle ist nicht nur ein wichtiger Energieträger, sondern perspektivisch ein nicht minder wichtiger Kohlenstoffträger. Die deutsche Braunkohle ist auf absehbare Zeit ein Eckpfeiler der Stromerzeugung. Hinzu kommt ihr großes Potenzial, mittel- und langfristig Erdöl und Erdgas als Kohlenstoffträger der organischen- und Petrochemie sowie der Kraftstoffproduktion zu ergänzen bzw. teilweise zu ersetzen. Auf Grund der sehr großen Reserven und Reichweiten kann sie im Rohstoffmix langfristig Importabhängigkeiten reduzieren.

Aus Braunkohle lassen sich über verschiedene Produktionsrouten Produkte erzeugen, die entweder zeitlich und räumlich entkoppelt energetisch genutzt werden (Kraftstoffe, flüssige oder gasförmige Speicherbrennstoffe), oder langlebig sind (Kunststoffe, Baustoffe, Textilien, Reifen, Beschichtungen, ...). Für den letzteren Fall kann der Kohlenstoff der Einsatzkohle dauerhaft im Produkt gebunden werden und wird nicht als CO₂ freigesetzt. Es können also Nutzungsrouten mit im Vergleich zur Verstromung vermindertem CO₂-Ausstoß etabliert werden.

Durch Einkopplung von regenerativ erzeugtem Strom (als Elektrolyse-Wasserstoff) oder durch Co-Nutzung von Biomasse oder insbesondere von biogenen Abfallstoffen (z. B. Co-Vergasung) kann der CO₂-Fußabdruck weiter gesenkt werden. Von beiden kommt aus Wirtschaftlichkeitsgründen mittelfristig nur die Co-Vergasung in Frage. Zu beachten ist, dass das in NRW verfügbare Biomassepotenzial, das frei von Nutzungskonkurrenz ist, sehr gering ist. Perspektivisch stellt die Einkopplung von regenerativ erzeugtem Strom als Prozesswärme eine interessante Option zur Speicherung von Strom in langzeit-speicherbaren (Zwischen-) Produkten dar. Dadurch würde man den energetisch ineffizienten und wirtschaftlich nicht darstellbaren Schritt der elektrolytischen Wasserstofferzeugung umgehen.

Die CO₂-Chemie (Nutzung von CO₂ als Kohlenstoffträger) mit regenerativ erzeugtem Wasserstoff wird in größerem Umfang mittelfristig keine wirtschaftlich konkurrenzfähige Produkterzeugung gestatten bzw. eine signifikante CO₂-Senkung ermöglichen.

Die im vorliegenden Gutachten begründete Vorzugsroute der Kohlechemie, die sog. indirekte Kohleverflüssigung (Kohlevergasung und anschließende Synthese), wird seit

Jahrzehnten weltweit kommerziell betrieben. Hierbei wird die Kohle in ein Synthesegas, dem universellen Synthesebaustein für alle organischen Basischemikalien oder Kraftstoffe, umgewandelt. Weitere Syntheseprodukte sind Ammoniak oder Methan (Synthetisches Erdgas). In Berrenrath bei Köln wurde Braunkohle bis in die 1990er Jahre im Demonstrationsmaßstab erfolgreich in Synthesegas für die Methanolsynthese umgewandelt. Die Anlage wurde aus Wirtschaftlichkeitsgründen jedoch stillgelegt. Diese und in der Zwischenzeit hinzugekommene Erfahrungen aus dem weltweiten Betrieb kommerzieller Anlagen der Kohlechemie sind die Basis, um für rheinische Braunkohlen alle Teilschritte entlang der Prozesskette bis zum Syntheseprodukt unter den aktuellen Rahmenbedingungen erneut zu untersuchen und zu optimieren. Des Weiteren ist die Frage zu beantworten, ob im Rahmen einer gestuften Prozesskette hochwertige chemische Wertprodukte gewonnen werden können, die die Wertschöpfung insgesamt erhöhen.

Das in Deutschland durch Kohlechemie partiell substituierbare Produktspektrum der organischen Chemie betrifft die mengenmäßig stärksten Basischemikalien mit einem jährlichen Verbrauch von knapp 1 Mio. t/a Methanol, knapp 5 Mio. t/a Ethylen und 4 Mio t/a Propylen sowie, knapp 1 Mio. t/a Aromaten.

Alternativ zur indirekten Kohleverflüssigung (Kohlevergasung und Synthesen) und zur Herstellung von Basischemikalien oder Kraftstoffen kann Braunkohle zu Koks verarbeitet werden, mit diversen Anwendungsmöglichkeiten (z. B. Ersatz von teurem Steinkohlenkoks als Hochofenkoks, Adsorptivkoks zur Gas- und Wasserreinigung; Einblaskok in der Metallurgie).

Die Voraussetzungen für die Wiederansiedelung der Kohlechemie sind in NRW besonders günstig. Die großen Energie- und Chemiestandorte im Ruhrgebiet und im Rheinland verfügen über eine hervorragende und hoch ausdifferenzierte Infrastruktur mit sehr guten Voraussetzungen für eine branchenübergreifende Nutzung. Die gemeinsame energetische und stoffliche Nutzung (Polygeneration) der Braunkohle im Infrastruktur-Verbund von Kraftwerk und Chemiestandort (Annex-Polygenerationskonzept) bietet erhebliche Synergieeffekte für Energieeffizienz und Kostensenkung durch gemeinsame Nutzung der Infrastruktur. Jedoch muss diese Infrastruktur an die Anforderungen der verbreiterten Rohstoffbasis angepasst und optimiert werden. Neben Synergien bei Infrastrukturnutzung sind auch positive Effekte auf die Beschäftigung zu

erwarten. Die hohen direkten und indirekten Beschäftigungseffekte der Braunkohleindustrie in NRW würden im Falle der Ansiedelung der Kohlechemie in Nachbarschaft zur Kraftwerksindustrie und der Chemieindustrie stabilisiert und signifikant verbessert werden.

In NRW gibt es keine die gesamte Prozesskette sowie die Grundlagenforschung adressierenden Forschungsaktivitäten zur stofflichen Kohlenutzung. Die vereinzelt FuE-Aktivitäten sollten in Netzwerken unter Einbeziehung von Unternehmen komplementär zusammengeführt werden. Ziel sollte dabei die Koordination der FuE-Aktivitäten in NRW sowie die Vorbereitung der Überführung von Ergebnissen in die technische Anwendung sein.

Da die Etablierung eines die gesamte Prozesskette abbildenden Kohleforschungszentrums mit hohen Startinvestitionskosten und einer langen Anlaufphase von der Einrichtung bis zu ersten Ergebnissen verbunden ist, wird die enge Anbindung an ein existierendes Kohleforschungszentrum in Deutschland sowie die Etablierung eines nationalen Netzwerkes sich komplementär ergänzender Institutionen und Zentren zur Bearbeitung einer umfassenden Kohleforschungsstrategie vorgeschlagen. Um in diesem Netzwerk im Kohlerevier eine sichtbare und koordinierende Position einzunehmen, wird empfohlen, an einer Universität in NRW eine Professur für Kohlechemie oder Elektrothermochemie einzurichten

Die Rohstoffstrategie der Bundesregierung, die bisher vor allem mineralische Rohstoffe einschließt, sollte um das Themenfeld der Kohlenstoffträger im Sinne einer komplementären stofflichen und energetischen Nutzung erweitert werden. Eine umfassende Rohstoffstrategie ist nicht nur durch die Bundesregierung, sondern auch in den einzelnen Bundesländern umzusetzen, insbesondere durch Absicherung der Abbaugenehmigungen in der Landesentwicklungsplanung.

Es ist festzustellen, dass Kohletechnologien und Kohle als Energie- oder Chemierohstoff in der breiten Öffentlichkeit negativ wahrgenommen werden. Dabei wird weder zwischen energetischer und stofflicher Kohlenutzung differenziert, noch sind die Möglichkeiten einer umweltverträglichen, stofflichen Kohlenutzung überhaupt bekannt. Eine neutrale oder im Einzelfall positive Haltung zur Kohlenutzung ist nach Meinung des Gutachters nur über einen langfristig und breit angelegten, kritischen Dialog über den Weg der chemischen Nutzung erreichbar. Zur Glaubwürdigkeit und zum positiven

Image-Aufbau würde eine „Vorzeiganlage“, an der sich die erwarteten positiven Effekte zur Verbreiterung der Rohstoffbasis, der Minimierung der Umweltauswirkungen, der Wirtschaftlichkeit und der langfristigen Arbeitsmarkteffekte nachvollziehbar belegen lassen, beitragen.

Stabile rechtliche und politische Rahmenbedingungen sind notwendig, um Investitionsentscheidungen mit Abschreibungsdauern von mehr als 20 Jahren zu ermöglichen. Dies betrifft insbesondere Genehmigungsverfahren der Anlagen selbst, jedoch auch der erforderlichen Braunkohletagebaue, deren Betrieb für die gesamte Anlagenlebensdauer und mit ausreichender Sicherheit auch darüber hinaus sicherzustellen ist.

Im Hinblick auf die Allokation von CO₂-Emissionszertifikaten wird vorgeschlagen, die stoffliche Kohlenutzung nicht mit der energetischen Kohlenutzung gleichzustellen, sondern eine Freistellung von der CO₂-Emission im selben Umfang wie für konventionelle Routen zur Synthesegas- und Syntheseprodukterzeugung einzuführen und diesbezüglich gleiche Wettbewerbsbedingungen zu schaffen.