

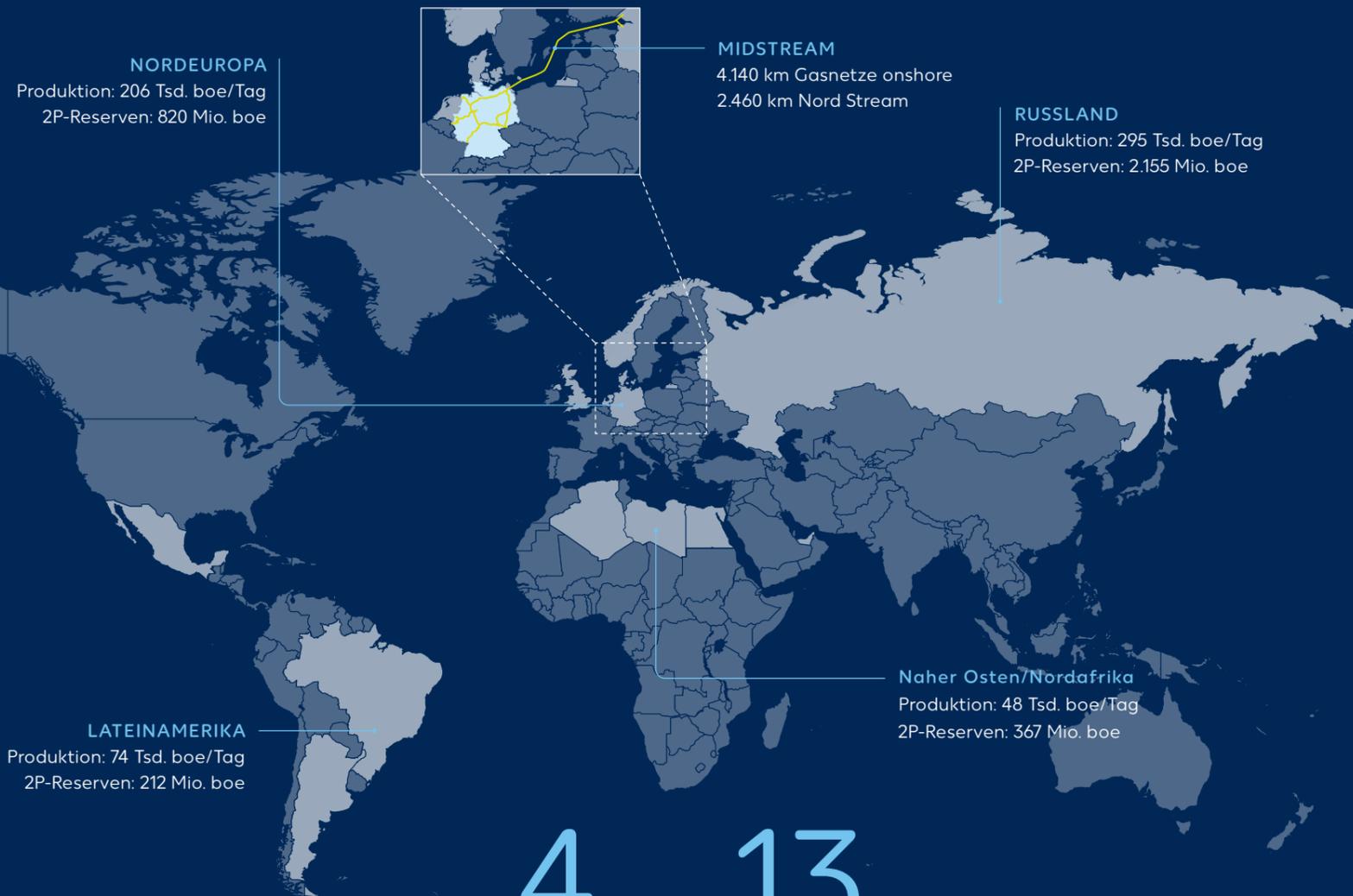


wintershall dea



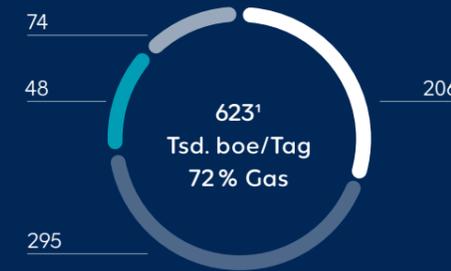
WINTERSHALL DEA AUF EINEN BLICK

AKTIVITÄTEN WELTWEIT



4 REGIONEN
13 LÄNDER

WIRTSCHAFTLICHE KENNZAHLEN 2020



PRODUKTION



EBITDAX



CAPEX²

- Nordeuropa
- Russland
- Naher Osten/Nordafrika
- Lateinamerika
- Midstream
- Sonstige

1,6 MRD. €
OPERATIVER CASHFLOW

159 MIO. €
FREE CASHFLOW

195 MIO. €
BEREINIGTES NETTOERGEBNIS

3,5 €/BOE³
PRODUKTIONSKOSTEN

3,6 MRD. BOE
2P-RESERVEN

16 JAHRE
2P-RESERVENREICHWEITE

¹ ohne Libyen onshore

² Investitionen in Feldesentwicklung und Produktion

³ ohne den Sondereffekt im vierten Quartal 2020

ÜBER DIESEN BERICHT

Haftungsausschluss

Dieser Geschäftsbericht enthält zukunftsgerichtete Aussagen über die zukünftige Entwicklung der Wintershall Dea-Gruppe und ihrer Gesellschaften sowie über das wirtschaftliche und politische Umfeld. Diese Aussagen sind Einschätzungen, die auf den zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Geschäftsberichts verfügbaren Informationen basieren. Zukunftsgerichtete Aussagen sind keine Garantien für die darin beschriebenen zukünftigen Entwicklungen und Ergebnisse. Sollten die zugrunde liegenden Annahmen nicht eintreffen oder unvorhergesehene Risiken auftreten, können die tatsächlichen Entwicklungen von den derzeit erwarteten Entwicklungen abweichen. Daher können wir keine Verantwortung für die Richtigkeit dieser Aussagen übernehmen. Wintershall Dea übernimmt keine Verpflichtung, die in diesem Bericht enthaltenen zukunftsgerichteten Aussagen über die gesetzlichen Anforderungen hinaus zu aktualisieren.

INHALT

2	Wintershall Dea auf einen Blick
3	Haftungsausschluss
5	Anschreiben des Vorstandsvorsitzenden
7	Bericht des Aufsichtsrates

Konzernlagebericht

10	Über Wintershall Dea
13	Die Energielandschaft - Unser Ausblick
18	Unsere Strategie
21	Nachhaltigkeit bei Wintershall Dea
34	Corporate Governance
39	Compliance
41	Ein Arbeitgeber mit Verantwortung
44	Portfolio
82	Das Geschäftsjahr von Wintershall Dea
112	Ausblick und Risiken

Konzernabschluss

131	Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung
132	Konzern-Gesamtergebnisrechnung
133	Konzernbilanz
135	Konzern-Eigenkapitalveränderungsrechnung
136	Konzern-Kapitalflussrechnung
138	Konzernanhang
215	Erklärung des Vorstands
216	Bestätigungsvermerk des unabhängigen Prüfers
220	Glossar
224	Kontakt und Impressum

ANSCHREIBEN DES VORSTANDSVORSITZENDEN

Mario Mehren

Liebe Shareholder, liebe Partner, Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter,

2020 war ein herausforderndes Jahr. Die COVID-19-Pandemie hatte weltweit schwerwiegende Auswirkungen – auf das Privatleben und auf die Wirtschaft. Davon war Wintershall Dea nicht ausgenommen. Auch uns hatten die Folgen der Pandemie schwer getroffen.

Wir haben jedoch entschlossen reagiert. Wir haben Sofortmaßnahmen ergriffen und unsere Prioritäten auf drei Schwerpunkte gesetzt: erstens unser Personal zu schützen, zweitens unsere ununterbrochene Betriebstätigkeit zu sichern und drittens unsere Bilanz und Liquidität zu schützen. Auf die Krise haben wir richtig reagiert. Wir haben unseren Betrieb stabil gehalten, wir sind flexibel geblieben und haben unsere Position für die Zukunft verbessert.

Unsere betriebliche Leistung war stark. Wir konnten eine rekordverdächtige Produktion in Höhe von 623 Tausend boe/Tag verbuchen. Mit zugrunde liegenden Produktionskosten von 3,50 € pro boe sind wir zudem weiterhin branchenweit führend. Wir haben dies dank unseres hervorragenden Teams erreicht, das eine starke Sicherheitsleistung in allem, was wir tun, verankert hat.

Gemeinsam mit unseren Partnern haben wir bei einigen unserer Erschließungsprojekte die erste Produktionsphase erreicht, so bei Ærfugl und dem Erweiterungsprojekt Snorre in Norwegen sowie bei den Blöcken 4A/5A

des Projektes Achim Development in Russland. Die Pandemie hat bei einigen Projekten jedoch auch zu Verzögerungen geführt, wie etwa bei Njord und Nova in Norwegen. Unsere Produktion wird weiter steigen, sobald bei diesen und weiteren Projekten, die sich noch in Entwicklung befinden, die Produktion aufgenommen wird.

Neben dem Schutz unserer Belegschaft und der betrieblichen Kontinuität stand die Stärkung unserer Bilanz und Liquidität im Vordergrund. Wir haben schnell und entschlossen gehandelt, um unsere starke und solide Finanzsituation zu halten. Im Vergleich zu 2019 haben wir unseren Capex um 20 Prozent, unser Expex um 60 Prozent und unser Opex um 10 Prozent gesenkt. Ratingagenturen haben unser Investment-Grade-Rating bestätigt, und wir konnten 2020 trotz des schwierigen Marktumfelds einen positiven Cashflow erwirtschaften.

Unsere Performance wurde durch die Integration, die nach der Fusion im Jahr 2019 schneller als erwartet verlief, weiter begünstigt. Die aktive Phase unserer Fusion konnten wir bis Ende 2020 abschließen – und das nur 20 Monate nach Day One. Heute sind wir ein Team - Team Wintershall Dea: ein starkes Team, das bewiesen hat, dass es auch in schwierigen Zeiten zuverlässig funktioniert.



Mario Mehren
Vorstandsvorsitzender

2020 haben wir wirksame Maßnahmen ergriffen, um die Krise zu bewältigen. Wir haben die Krise aber auch als Chance für Veränderungen genutzt. So haben wir die Digitalisierung im Unternehmen schneller vorangebracht und unser „Flex Forward“-Modell für mobiles und flexibles Arbeiten eingeführt. Wenn die Pandemie vorbei ist, wird dieses Modell bleiben. Damit werden wir unsere Performance weiter verbessern und von unserer dynamischen und vielfältigen Kultur profitieren.

Ein weiterer positiver Aspekt im Jahr 2020 war die deutliche Beschleunigung der Energiewende. Dazu wollen wir unseren Beitrag leisten. Im Berichtsjahr konnten wir bereits einen wichtigen Meilenstein für unser Unternehmen erreichen: wir haben klare und messbare Ziele entwickelt, um in der Energiewende erfolgreich zu sein. Bei unseren eigen- und fremdoperierten Projekten haben wir uns das Ziel gesetzt, die Treibhausgasemissionen (Scope 1 & 2) unseres gesamten Upstream-Portfolios bis 2030 auf Netto-Null zu senken. Wir werden die Methanintensität bis 2025 auf unter 0,1% reduzieren und das routinemäßige Abfackeln bis 2030 komplett einstellen. Nach 2030 wollen wir unsere Scope-3-Emissionen erheblich senken. In diesem Zusammenhang werden Wasserstoff und CCS eine entscheidende Rolle spielen - für uns und für eine erfolgreiche Energiewende.

Wir werden Technologien, die es uns ermöglichen, unser gasbetontes Portfolio noch stärker zu nutzen, weiterentwickeln und in diese investieren. Hierzu gehören insbesondere CCS und Wasserstoff. Wir sind der festen Überzeugung, dass Erdgas eine entscheidende Rolle bei der Dekarbonisierung spielen kann und muss - kurzfristig als

Ersatz für Kohle und als Ergänzung zu erneuerbaren Energien, langfristig als Rohstoff für die Wasserstoffproduktion.

2020 war ein Jahr voller Veränderungen, doch wir haben entschlossen reagiert und konnten uns gleichzeitig für die Herausforderungen der Zukunft wappnen. Eine Zukunft, in der wir unsere Strategie und unseren klaren Finanzkurs weiterverfolgen werden. Eine Zukunft, in der wir unser Wachstum mit Dividendenzahlungen an unsere Anteilseigner in Einklang bringen und gleichzeitig eine starke Bilanz beibehalten wollen.

Ich danke unserem Team bei Wintershall Dea, allen unseren Partnern und unseren Stakeholdern für ihren immensen Beitrag zu unserem Erfolg in diesem außergewöhnlichen Jahr.

Wir haben bewiesen, dass Wintershall Dea robust, flexibel und für die Zukunft gerüstet ist, was diese auch bringen mag. Mit einem kostenoptimierten und stark gasbetonten Portfolio. Und bereit für die Energiewende.

Wir werden den Herausforderungen der Zukunft auf unsere eigene Art und Weise begegnen - als Wintershall Dea. Denn das ist unser Selbstverständnis: Minds of pioneers, engineers at heart.

Mario Mehren

BERICHT DES AUFSICHTSRATS DER WINTERSHALL DEA GMBH

Für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2020

Der Aufsichtsrat nahm im Geschäftsjahr die ihm nach Gesetz und Satzung obliegenden Aufgaben wahr und überwachte laufend die Geschäftsführung des Unternehmens. Im Berichtszeitraum informierte der Vorstand regelmäßig, sowohl schriftlich als auch in den Sitzungen des Aufsichtsrats, über die Unternehmensaktivitäten und Fragen der Unternehmenspolitik. Die vom Vorstand geplante Geschäftspolitik sowie die Lage und Entwicklung des Unternehmens wurden ausführlich besprochen. Darüber hinaus erhielt der Aufsichtsrat regelmäßige Berichte über laufende Projekte. Der Vorsitzende des Aufsichtsrats erörterte zudem mit dem Vorstand wichtige geschäftspolitische Angelegenheiten und ließ sich in Einzelgesprächen über die Lage und Entwicklung des Unternehmens informieren.

In einem sehr frühen Stadium innerhalb des Berichtszeitraums adressierte der Aufsichtsrat gegenüber dem Vorstand die COVID-19-Pandemie hinsichtlich der operativen Geschäftsentwicklung, der zu erwartenden Auswirkungen auf das Geschäftsergebnis sowie der wirtschaftlichen Gesamtsituation des Unternehmens. Zusätzlich erhielt der Aufsichtsrat vom Vorstand regelmäßige Berichte über die Auswirkungen der Pandemie.

Vier turnusmäßige Sitzungen des Aufsichtsrats fanden im Geschäftsjahr in Kassel statt. Angesichts der außer-

gewöhnlichen Umstände, die sich aus den COVID-19-Entwicklungen und den damit verbundenen Reiseempfehlungen ergaben, vereinbarten die Aufsichtsratsmitglieder zusätzlich zur physischen Sitzungsteilnahme auch die Möglichkeit der virtuellen Teilnahme per Videokonferenz. Die Gesellschafter haben vereinbart, den Vorsitz im Aufsichtsrat der Wintershall Dea GmbH alle 15 Monate zwischen BASF und LetterOne zu wechseln. Daher hat der Aufsichtsrat in einem zusätzlich durchgeführten schriftlichen Umlaufverfahren beschlossen, dass mit Wirkung zum 1. August 2020 der derzeitige Aufsichtsratsvorsitzende Dr. Hans-Ulrich Engel 1. Stellvertretender Aufsichtsratsvorsitzender und der derzeitige 1. Stellvertretende Aufsichtsratsvorsitzende Edmund John Philip Browne, The Lord of Madingley, Vorsitzender des Aufsichtsrats werden. Der Aufsichtsrat besteht außerdem aus Michael Winkler als 2. Stellvertretenden Vorsitzenden sowie Birgit Böhl, Sabine Brandt, Saori Dubourg, Dr. Wolfgang Haas, Michael Heinz und German Khan.

Der Aufsichtsrat hat die Rechnungslegungsprozesse, die Wirksamkeit des internen Kontrollsystems, des Risikomanagementsystems und des internen Revisionssystems sowie der Abschlussprüfung überwacht und sich mit der Auswahl und Unabhängigkeit des Abschlussprüfers befasst.

Zudem hat sich der Aufsichtsrat mit dem Geschäftsverlauf, der Produktions-, Kosten- und Erlösentwicklung sowie der Ertragslage, der Planung und allen wichtigen Geschäftsvorfällen des Unternehmens beschäftigt. Zusätzlich erhielt der Aufsichtsrat Berichte in Bezug auf das Marktumfeld für Öl- und Gaspreise, zu Maßnahmen zur Absicherung von Geschäftsrisiken, zur Unternehmensentwicklung, zum Geschäftsmodell und zur Unternehmensstrategie.

Darüber hinaus wurde der Aufsichtsrat im Rahmen der HSE-Berichterstattung auch über die HSE-Ergebnisse informiert, wozu die persönliche Sicherheit, die Prozesssicherheit und die Ergebnisse in Umweltangelegenheiten gehören. Weiterhin wurden im Detail die Finanzergebnisse und der Stand der Vorbereitungen für den Börsengang erörtert. Die dem Zusammenschluss mit DEA folgende Integration war ein weiteres Schwerpunktthema und wurde vom Aufsichtsrat genau überwacht.

Der vom Vorstand aufgestellte Jahresabschluss und Konzernabschluss für die Wintershall Dea GmbH für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2020 sowie die Lageberichte der Wintershall Dea-Gruppe sowie der Wintershall Dea GmbH sind von der zum Abschlussprüfer bestellten KPMG AG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, Frankfurt, geprüft worden. Der Abschlussprüfer hat den uneingeschränkten Bestätigungsvermerk erteilt. Der Jahres- und der Konzernabschluss der Wintershall Dea GmbH für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2020, die Lageberichte der Wintershall Dea-Gruppe und der Wintershall Dea GmbH sowie die entsprechenden Prüfungsberichte des Abschlussprüfers wurden dem Aufsichtsrat rechtzeitig vor der Bilanzsitzung am 19. Februar 2021 vorgelegt.

Der Abschlussprüfer nahm an der Beratung über den Jahres- und Konzernabschluss für das Geschäftsjahr teil. Er berichtete über die wesentlichen Ergebnisse seiner Prüfung und stand zur Beantwortung von Fragen zur Verfügung. Der Aufsichtsrat nahm den Bericht und die Erläuterungen zustimmend zur Kenntnis.

Der Aufsichtsrat stimmte dem Prüfungsergebnis in Bezug auf den Jahres- und Konzernabschluss für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2020 zu.

Der Aufsichtsrat hat den vom Vorstand aufgestellten Jahres- und Konzernabschluss sowie die Lageberichte der Wintershall Dea-Gruppe und der Wintershall Dea GmbH für das Geschäftsjahr geprüft. Die Abschlussprüfung hat keinen Anlass zu Beanstandungen gegeben. Der Aufsichtsrat hat den Jahresabschluss und den Konzernabschluss für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2020 gebilligt.

Der Aufsichtsrat dankt den Vorstandsmitgliedern, Betriebsräten und allen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern für ihren Einsatz und die geleistete Arbeit in diesem außergewöhnlichen Jahr.

Für den Aufsichtsrat
Lord Browne of Madingley

KONZERNLAGEBERICHT

10	Über Wintershall Dea
13	Die Energielandschaft - Unser Ausblick
18	Unsere Strategie
21	Nachhaltigkeit bei Wintershall Dea
34	Corporate Governance
39	Compliance
41	Ein Arbeitgeber mit Verantwortung
44	Portfolio
82	Das Geschäftsjahr von Wintershall Dea
112	Ausblick und Risiken

Folgende Symbole verweisen auf wichtige Informationen:

 Die Inhalte dieses Abschnitts sind ungeprüfte
freiwillige Inhalte, die vom Abschlussprüfer kritisch
gelesen wurden.

ÜBER WINTERSHALL DEA

Wintershall Dea ist Europas führendes unabhängiges Gas- und Ölunternehmen, dessen Aktivitäten durch ein stabiles Midstream-Geschäft ergänzt werden.

Wintershall Dea ist im Mai 2019 durch den Zusammenschluss der Wintershall Holding GmbH (der Öl-, Gas- und Midstream-Geschäfte und jeweiligen Tochtergesellschaften von BASF) und der DEA Deutsche Erdoel AG (dem Öl- und Gasgeschäft und jeweiligen Tochtergesellschaften von LetterOne) entstanden.

Dieser Zusammenschluss hat zwei deutsche Traditionsunternehmen mit jeweils mehr als 120 Jahren Firmengeschichte zusammengebracht. Beide Vorgängerunternehmen konnten bei Projekten in aller Welt ein breitgefächertes Know-how erwerben und Kompetenzen entwickeln, die Wintershall Dea unserer Meinung nach heute zu einem herausragenden Betriebsführer und gefragten Partner bei den Stakeholdern machen. Wir sind überzeugt, dass wir in unserer neuen Aufstellung das Beste aus beiden Unternehmen vereinen und etwas wirklich Einzigartiges geschaffen haben – ein zukunftsfähiges Unternehmen, das in Zeiten der Energiewende erfolgreich wachsen wird.

Als das größte unabhängige europäische Explorations- und Produktionsunternehmen (gemessen an Produktion und Reserven) sind wir stolz auf unsere technische Kompetenz, unsere Erfahrungen und unsere Leidenschaft für unsere Arbeit. Wir glauben, dass wir gemeinsam eine Position am Markt einnehmen, die bisher unbesetzt war: mit genug Substanz, um Großprojekte in Angriff zu nehmen, und gleichbleibender Agilität und Flexibilität. Wir glauben, dass unser Geschäft durch eine starke Unternehmenskultur untermauert wird, die für kontinuierliche Verbesserung

und Exzellenz sowie für die zuverlässige Lieferung sicherer und effizient erzeugter Energie an die Gemeinden, in denen wir tätig sind, Sorge trägt, wobei höchste Standards eingehalten werden.

Wir passen uns unserem Marktumfeld, das einem ständigen Wandel unterliegt, laufend an und haben es uns auf die Fahne geschrieben, diesen Wandel tatkräftig zu unterstützen. Angesichts einer sich beschleunigenden Energiewende verändern auch wir unsere Strategie, um diesen Wandel federführend zu begleiten. Ein Beleg dafür sind unsere ehrgeizigen Ziele bei den Treibhausgasen: Wir wollen bis 2030 zu einem Unternehmen mit Netto-null-Emissionen (Scope 1 und 2) in unseren Upstream-Aktivitäten werden. Wir richten unseren Blick auch weiter in die Zukunft und investieren bedeutende Mittel in unsere neuen Geschäftsbereiche wie z. B. Carbon Capture & Storage (CCS) und Wasserstoff. Darüber hinaus erfüllen wir im Rahmen unserer Aktivitäten strengste Umwelt-, Gesundheits-, Sicherheits- und Qualitätsstandards.

Deutsche Ingenieurskunst liegt in unserer DNA und wir blicken auf eine lange und belegbare Erfolgsbilanz in Sachen Onshore- und Offshore-Technologie zurück. Heute eröffnet uns die Digitalisierung der Branche zusätzliche Möglichkeiten, unser Geschäft zu automatisieren, die Betriebskosten durch den Einsatz künstlicher Intelligenz nachhaltig zu senken und die Betriebseffizienz stetig zu verbessern.

Wir erwarten in den kommenden Jahrzehnten eine weiterhin stabile Nachfrage nach unseren Produkten – insbesondere nach Erdgas, das für die Industrie und die Gesellschaft eine wichtige Rolle bei der Umstellung auf eine kohlenstoffarme Wirtschaft spielt.

Vor dem Hintergrund der Pandemie unterstreicht die starke Leistung des Unternehmens im Jahr 2020 die Vorteile unseres Zusammenschlusses und unserer Strategie.

Mario Mehren – Vorstandsvorsitzender

Da Erdgas rund 70 % unserer Produktion und Reserven ausmacht und wir uns stark auf das Emissionsmanagement unseres Geschäftes und unserer Produkte ausrichten, sind wir der festen Überzeugung, dass unser Portfolio bereits heute gut für diesen Wandel gerüstet ist.

Die Wintershall Dea GmbH, mit Sitz der Hauptverwaltung in Kassel und Hamburg, ist das Mutterunternehmen der Wintershall Dea-Gruppe.

Die Geschäftsaktivitäten der Gruppe sind in sechs Segmente gegliedert:

- › Nordeuropa
- › Russland
- › Naher Osten/Nordafrika (MENA)
- › Lateinamerika (LATAM)
- › Midstream
- › Sonstige

Die Segmente Nordeuropa, Russland, MENA und LATAM bilden das E&P-Geschäft und sind, ausgehend von den Ländern der jeweiligen Region, in elf weitere Bereiche unterteilt. Die E&P-Segmente umfassen Exploration, Aufschluss, Feldesentwicklung und Produktion in den folgenden Bereichen:

- › **Nordeuropa:** Deutschland, Norwegen sowie Dänemark/Niederlande/Großbritannien
- › **Russland:** Russland
- › **Naher Osten/Nordafrika:** Ägypten, Libyen, Algerien und die Vereinigten Arabischen Emirate (VAE)
- › **Lateinamerika:** Argentinien, Mexiko und Brasilien

Das Midstream-Segment umfasst die Gastransportaktivitäten in Europa im Onshore- und Offshore-Bereich.

Das Segment Sonstige umfasst den Vorstand, zentrale Gruppenfunktionen wie Strategie, Global Exploration, Carbon Management und Wasserstoff, Technologie & Innovation und Digital, die Holding-Gesellschaften und die Handelsaktivitäten unter Leitung der Zentrale.

Die aktive Phase der Integration von Wintershall und DEA war in 2020 vollendet. Drei Bereiche verbleiben dabei im Fokus: Unternehmenskultur, operatives Modell sowie das Erzielen von Wertsteigerungen.

- › Schaffung einer neuen, gemeinsamen und unternehmerisch geprägten Firmenkultur, die auf unseren Werten basiert.
- › Ein neues Betriebsmodell wurde entwickelt, um das bestehende Portfolio zu optimieren und um weiteres Wachstum zu generieren.
- › Die Wertsteigerung zielt darauf ab, alle identifizierten Synergien bis 2022 zu heben.

Bis 2022 will das Unternehmen Einsparungen in Höhe von mehr als 200 Millionen € vor Steuern jährlich realisieren. Diese sollen sich aus operativen Synergien, Investitionen und sonstigen Synergien ergeben.

UNSERE WERTE

Werte, die uns leiten

Wir sind uns bewusst, dass wir als Unternehmen auf allen Ebenen an unserem Handeln gemessen werden. Unsere vier Unternehmenswerte Vertrauen, Fürsorge, Aufgeschlossenheit und Mut sind daher für uns in allen unseren Beziehungen – innerhalb und außerhalb des Unternehmens – von größter Bedeutung. Unsere Werte leiten unser Handeln und legen fest, wie wir zusammenarbeiten wollen – als Team, mit unseren Stakeholdern und mit unseren Partnern. Sie gestalten und prägen die Kultur von Wintershall Dea.



Vertrauen ist das Fundament unserer Werte und gleichzeitig deren Ergebnis. Wir glauben an Respekt und Nachhaltigkeit als Grundlage für unseren Erfolg. Wir glauben an Vertrauen als Basis für das Erreichen unserer Ziele und das Befähigen unserer Organisation. Wir vertrauen darauf, dass Menschen fundierte Entscheidungen treffen.

Wir sorgen für unsere Mitarbeiter, unsere Umwelt, unsere Assets und unser Kapital. Wir akzeptieren Verantwortung und handeln danach. Wir drücken uns nicht vor schwierigen Gesprächen und wägen unsere Entscheidungen sorgfältig ab. Sichere Arbeitsabläufe, die Mensch und Umwelt keinen Schaden zufügen, sind immer unsere höchste Priorität.

Wir sind überzeugt, dass Aufgeschlossenheit der Schlüssel ist, um innovativ zu sein und eine robuste Organisation, spannende Projekte und eine inspirierende Arbeitsumgebung zu schaffen. Wir gehen davon aus, dass wir von jedem Menschen und aus jeder Erfahrung etwas lernen können.

Wir sind bereit, große Herausforderungen anzunehmen – seien es anspruchsvolle Felder, neue Möglichkeiten oder unsere Rolle bei der Weiterentwicklung der Gas- und Ölindustrie. Wir haben eine starke Leistungsorientierung und streben nach Exzellenz in allem, was wir tun. Wir ergreifen Chancen und managen Risiken intelligent.

DIE ENERGIELANDSCHAFT – UNSER AUSBLICK

Der weltweite Energiemix aus historischer Sicht

Der Umbau der Energiesysteme in Richtung einer kohlenstoffarmen Wirtschaft hat begonnen. Wir bei Wintershall Dea wollen in dieser dynamischen und sich schnell verändernden Umgebung weiter wachsen und gedeihen. Auch wenn sich der Energiemix bereits verändert, bleibt noch viel zu tun, um die Energiewende tatsächlich umzusetzen.

Gemäß der International Energy Agency (IEA)¹ führen die wachsende Weltbevölkerung und weltweit steigende Lebensstandards zu einem immer größeren Energiebedarf. Von 2000 bis 2019 ist die Energienachfrage um fast 50 % gestiegen, insbesondere in den Entwicklungsländern. Wir glauben, dass sich dieser deutliche und langfristige Trend trotz der verbesserten Energieeffizienz fortsetzen wird.

Wirtschaftliche Schocks wie die Finanzkrise 2008 oder die Pandemie im Jahr 2020 gelten zwar als bedeutende Ereignisse, unserer Meinung nach sind sie jedoch eher kurzfristige Unterbrechungen eines starken und langfristigen Wachstumstrends. Historisch betrachtet hat die steigende Energienachfrage zu steigenden Emissionen geführt, welche wiederum den Klimawandel verursachen. Eine zentrale Herausforderung für alle Energieunternehmen ist es daher, diese Verkettung zu durchbrechen.

Im letzten Jahrzehnt haben Erdgas und erneuerbare Energien das stärkste Wachstum im Verbrauch verzeichnet. Aufgrund der insgesamt steigenden Energienachfrage ist die Produktion von kohlenstoffintensiven Energieträgern wie Kohle und Erdöl dennoch weiter gestiegen. Die Treibhausgasemissionen sind seit dem Jahr 2000 um fast 40 % auf 47 Milliarden Tonnen im Jahr 2019 gestiegen.¹

Nach Angaben der IEA wird der weltweite Energiebedarf nach wie vor weitgehend durch fossile Brennstoffe gedeckt, wobei Kohle, Öl und Erdgas im Jahr 2019 einen Anteil von etwa 80 % am Energiemix hatten. Der Rest

stammt aus Energiequellen mit sehr niedrigen CO₂-Emissionen. Dies sind z. B. Kern- und Wasserkraft sowie erneuerbare Energien einschließlich Wind- und Solarkraft und herkömmliche Biomasse. Trotz ihres rapiden Wachstums machen ‚moderne‘ erneuerbare Energien wie Wind- und Solarkraft mit etwa 2–3 % des Versorgungsmixes nach wie vor nur einen kleinen Bruchteil der weltweiten Primärenergieversorgung aus.²

Der ununterbrochene Zugang zu kostengünstiger, bezahlbarer und zuverlässig verfügbarer Energie ist nach wie vor die Grundlage für ein nachhaltiges Wachstum der Weltwirtschaft – und für den steigenden Lebensstandard vieler Menschen weltweit. Deshalb sehen wir auch in Zukunft einen direkten Zusammenhang zwischen steigendem Energiebedarf und BIP-Wachstumsprognosen.

Seit der Unterzeichnung des Pariser Klimaschutzabkommens im Jahr 2015 setzen viele Länder auf Strategien und Maßnahmen zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen, um die Auswirkungen des Klimawandels zu begrenzen. Wir bei Wintershall Dea unterstützen diese Initiativen und sind entschlossen, unsere Ziele zu erreichen.

Vor diesem Hintergrund und trotz der negativen wirtschaftlichen Auswirkungen der COVID-19-Pandemie gehen wir davon aus, dass ein kräftiges Wirtschaftswachstum in den Entwicklungsländern, das gezielt auf die Verbesserung der Lebensstandards hinwirkt, die Energienachfrage weiter in die Höhe treiben wird. Dabei ist zu erwarten, dass sich der Energiemix weiterhin in Richtung einer kohlenstoffarmen Zukunft entwickeln wird.

¹ IEA Energy Technology Perspective, 2020
<https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-primary-energy-demand-by-fuel-1925-2019>

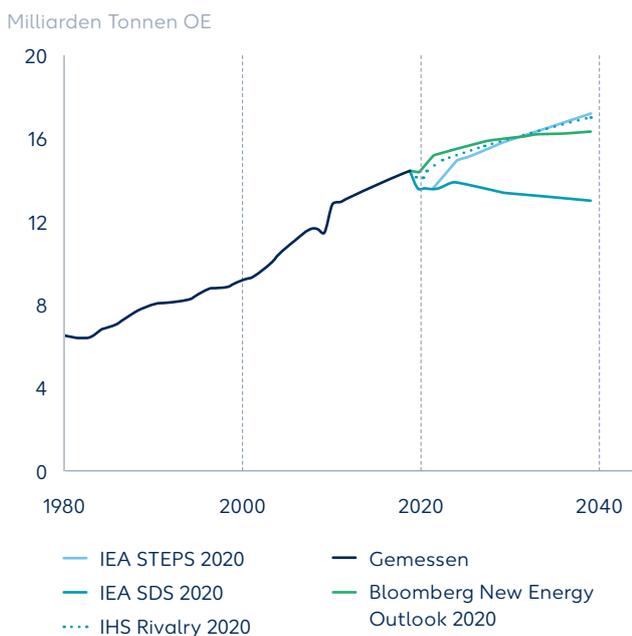
² IHS Energie & Klima Szenarien 2020

Energiewende

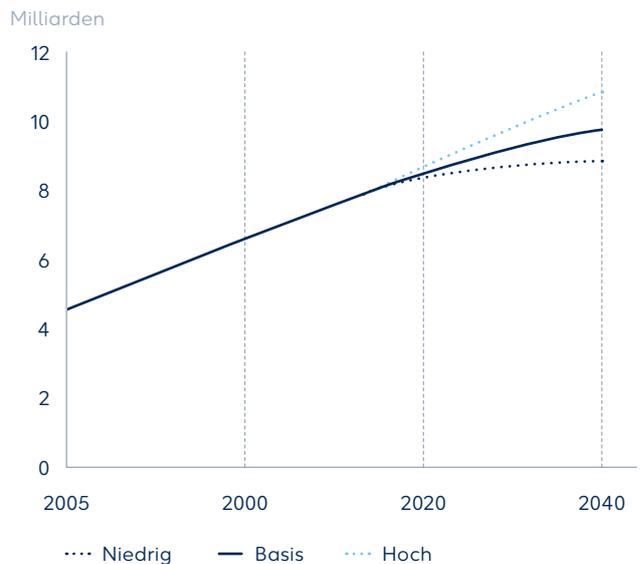
Die IEA hat in ihrem World Energy Outlook 2020 mögliche Entwicklungen der Energieversorgung in verschiedenen Zukunftsszenarien skizziert. Das ‚Stated Policies‘-Szenario (STEPS) der Internationalen Energie Agentur macht die Auswirkungen bestehender politischer Rahmenbedingungen sowie aktueller Politikplanung deutlich und bezieht dabei aktuelle Entwicklungen mit ein. Dabei handelt es sich nicht um ein Standard-Szenario, vielmehr werden massive Fortschritte bei der Energieeffizienz und Änderungen am Energiemix vorausgesetzt. Dennoch wird in diesem Szenario von einer weiteren Zunahme der Energienachfrage um fast 20 % in den Jahren 2019 bis 2040 ausgegangen, die auf einer weiterhin bestehenden historischen Verknüpfung von BIP-Wachstum und Energieverbrauch basiert.

Das ‚Sustainable Development‘-Szenario (SDS) der IEA zeigt, wie die Ziele des Pariser Klimaabkommens erreicht werden können, mit denen die durchschnittliche Erderwärmung deutlich unter 2° C gegenüber dem vorindustriellen Niveau gehalten werden soll. Gemäß dem ‚Sustainable Development‘-Szenario geht man davon aus, dass sich die Energienachfrage zwischen 2019 und 2040 um insgesamt rund 10 % erhöhen wird, wobei von bedeutend höheren Energieeffizienzen als denjenigen, die wir aktuell haben, ausgegangen wird.

Steigende Energienachfrage

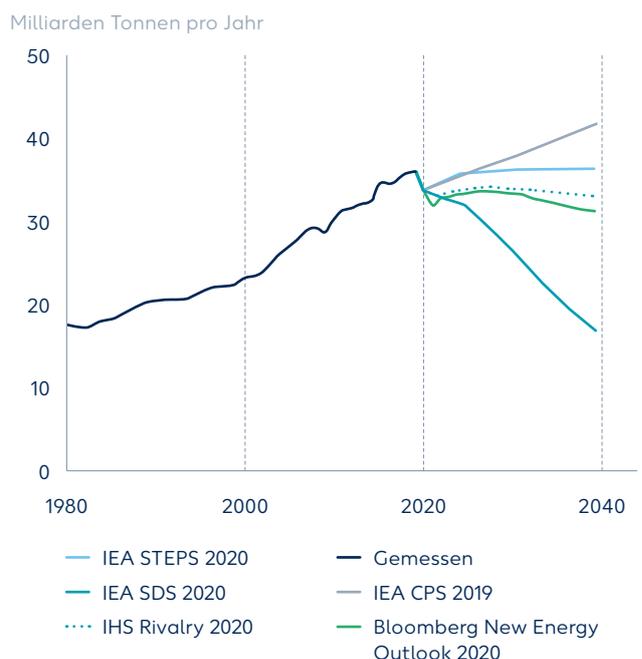


Bevölkerungswachstum



Das ‚Stated Policies‘-Szenario der IEA unterstellt, dass die Nachfrage nach Erdgas bis 2040 im Vergleich zu 2019 um ein Drittel steigen wird, während die Nachfrage nach Öl im gleichen Zeitraum langsamer (um rund 6 %) steigt. Im ‚Sustainable Development‘-Szenario geht die IEA davon aus, dass die Nachfrage nach Öl künftig zurückgehen wird, während die Nachfrage nach Gas gegenüber dem Jahr 2030 weitgehend unverändert bleiben und danach langsam abnehmen wird.

Steigende Emissionen (CO₂), ohne konsequente Gegenmaßnahmen



Quelle: IEA WEO, BP statistical review, HIS, Bloomberg

Hinweis: IEA Stated Policies Scenario (STEPS), Sustainable Development Scenario (SDS), Current Policies Scenario (CPS), Net Zero Emissions (NZE)

Wir glauben, dass es unterschiedlicher Energieträger, stabiler regulatorischer und steuerlicher Rahmenbedingungen, einer effektiven CO₂-Bepreisung sowie nachhaltiger Investitionen in neue Technologien, Kapazitäten und Infrastruktur bedarf, um die zukünftige Nachfrage bedienen zu können.

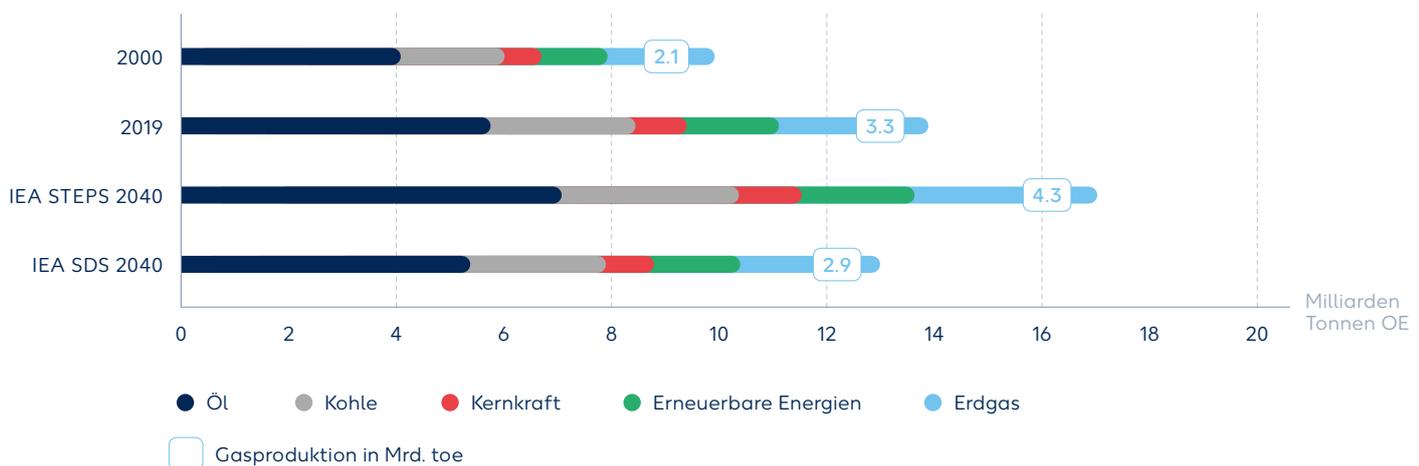
In allen IEA-Szenarien spielen Öl und Gas als Energieträger und Rohstoffe für die chemische Produktion eine bedeutende Rolle im Versorgungsmix der kommenden Jahrzehnte, auch wenn die Welt gleichzeitig den Wandel zu einem kohlenstoffarmen Energiesystem vollzieht.

Gerade Erdgas spielt bei der Energiewende eine wichtige Rolle. Erdgas ist in großen Mengen kostengünstig verfügbar. Es ist eine verlässliche Ressource für die Stromproduktion und ein Rohstoff für die Wasserstoffproduktion in den Sektoren, die schwer zu dekarbonisieren sind. Zudem

gibt es bereits eine gut ausgebaute Infrastruktur für den Gastransport zu den Kunden, und bei der Erzeugung von Strom und Wärme aus Gas werden deutlich weniger Emissionen freigesetzt als zum Beispiel bei Kohle. Beim Einsatz von Technologien wie Methanpyrolyse oder CO₂-Abscheidung und -Speicherung kann Erdgas künftig mit noch weniger Emissionsausstoß als heute verwendet werden, z .B. durch Auffangen der Emissionen und/oder Umwandlung zum Wasserstoff.

Die Nachfrage nach Öl wird zwar weiterhin von den verschiedenen Bereichen des Transportsektors gestützt, die nach und nach elektrifiziert werden, doch für zahlreiche Produkte wie chemische Grundstoffe und Kunststoffe wird Öl nach wie vor als Rohstoff benötigt.

Auch in den kommenden Jahrzehnten wird Erdgas eine wichtige Rolle für unsere Energieversorgung spielen.



Quelle: IEA WEO
Hinweis: IEA Stated Policies Scenario (STEPS), Sustainable Development Scenario (SDS)

Was häufig nicht berücksichtigt wird, sind die Kapitalintensität der Öl- und Gasförderung und das Erfordernis, nachhaltig zu investieren, um eine kostengünstige und zuverlässige Versorgung zu gewährleisten.

Öl- und Gaslagerstätten unterliegen einem natürlichen Förderrückgang von 3–5 % pro Jahr, der auf den förderprozessbedingten Druckverlust in den Lagerstätten zurückzuführen ist. Dieser Vorgang ist als ‚natürlicher Förderrückgang‘ bekannt und ist in allen Öl- und Gaslagerstätten weltweit vorzufinden.

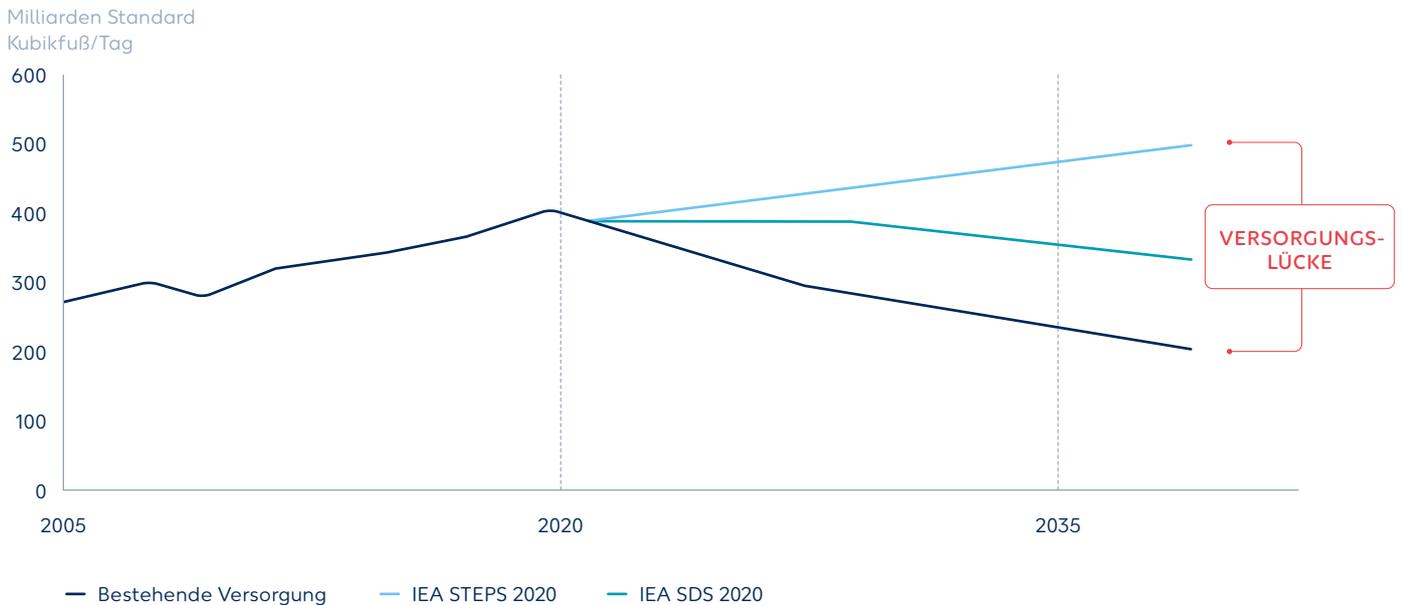
Um diesen Rückgang auszugleichen, sind nachhaltige Investitionen in bestehende Felder erforderlich. So wird der Lagerstättendruck durch neue Bohrungen, Infill-Produktionsbohrungen und Erschließung neuer Vorkommen unterstützt.

Würden die entsprechenden Investitionen eingestellt, hätte dieser natürliche Förderrückgang einen starken Einbruch der Erdöl- und Erdgasversorgung zur Folge, was zu einem Rückgang der Ölbestände im Jahr 2040 um mindestens 50 % führen würde. Dies wiederum würde eine erhebliche Lücke zwischen Angebot und Nachfrage erzeugen und zu Verknappungen und wahrscheinlich höheren Preisen führen.

Aufgrund dieser Szenarien und unserer eigenen Studien gehen wir davon aus, dass Erdöl und insbesondere Erdgas mit der dazugehörigen Infrastruktur auch in den kommenden Jahrzehnten eine zentrale Rolle im globalen Energiemix spielen. Die Energiewende hin zu einer kohlenstoffarmen Wirtschaft hat begonnen, und unsere Strategie bei Wintershall Dea ist darauf ausgerichtet, aktiv zu der Energiewende und einer erschwinglichen und verlässlichen Energieversorgung beizutragen.

siehe 'Unsere Strategie'

Erforderliche Investitionen zur Schließung der potenziellen Versorgungslücke



Quelle: IEA WEO; Hinweis: IEA Stated Policies Scenario (STEPS), IEA Sustainable Development Scenario (SDS)

Auswirkungen der COVID-19-Pandemie auf Energieinvestitionen

Die COVID-19-Pandemie hat historisch einzigartige Auswirkungen auf die Gesellschaft und Weltwirtschaft gehabt, und die Auswirkungen werden noch viele Jahre spürbar sein.

Im Energiesektor führten pandemiebedingte starke Kürzungen in Reiseverkehr und Industrie zu heftigen Nachfrage- und Preisrückgängen bei Erdöl und Erdgas. Die Weltwirtschaft ist jedoch ungeachtet der bestehenden Herausforderungen wieder auf dem Weg der Erholung.

Wir sind der Überzeugung, dass die Öl- und Gaswirtschaft, wie andere Branchen auch, einer massiven Unsicherheit gegenübersteht. Der starke Einbruch der Energiepreise als Folge des Nachfragerückgangs hat zu einer historisch einmaligen Abnahme der Brancheninvestitionen in die Erschließung neuer Lagerstätten sowie zu Förderkürzungen seitens der OPEC+ und weiterer Länder geführt.

Es wird erwartet, dass die Investitionen in Erdöl und Erdgas 2020 weltweit um ein Drittel abgenommen haben. Dabei wird für die nordamerikanische Schiefergas- und -ölproduktion, die zuletzt ein starkes Wachstum erzielt hatte, ein Investitionsrückgang um 50 % erwartet.¹

Es handelt sich hier um erhebliche Rückgänge, die wahrscheinlich weitreichende und langfristige Auswirkungen wie geringere Branchen- und Lieferkettenkosten nach sich ziehen werden. Außerdem ist es gut möglich, dass der starke Investitionsrückgang in der Branche in 2020 den Ausbau der Energieversorgung in den nächsten Jahren einschränken wird. Sollte sich die Energienachfrage rasch erholen, besteht das Potenzial für mögliche Preispitzen, wenn das Versorgungswachstum mit der steigenden Nachfrage nicht mehr Schritt halten kann.

COVID-19-Pandemie beschleunigt die Energiewende

Im Jahr 2020 stand die politische Entwicklung in den meisten Regionen der Welt zweifellos unter dem Einfluß der COVID-19-Pandemie.

Dennoch bleiben die Umsetzung der COP-21-Versprechen und die Verwirklichung der Energiewende hin zu einer kohlenstoffarmen Wirtschaft wichtige Themen für die Regierungen weltweit, die versuchen, die COVID-19-Pandemie zu überwinden und Pläne und Budgets für die Zukunft aufzustellen.

Das Tempo der Umsetzung politischer Maßnahmen hat sich durch die Pandemie insofern beschleunigt, als die Regierungen einem erhöhten gesellschaftlichen Druck ausgesetzt sind, einerseits den Klimawandel abzuwenden und gleichzeitig das Wirtschaftswachstum durch Investitionen in die kohlenstoffarmen Technologien zu stimulieren. Die Herausforderungen bleiben dennoch bestehen und alle Stakeholder, wir miteingerechnet, müssen zur Veränderung beitragen.

Der in mehreren Stufen im Jahr 2020 angekündigte europäische Green Deal ist eine richtungsweisende politische Maßnahme mit dem Ziel, die Nutzung von Ressourcen effizienter zu gestalten, indem man sich verstärkt einer sauberen Kreislaufwirtschaft, der Wiederherstellung biologischer Vielfalt und der Eindämmung von Umweltverschmutzung widmet. Die EU plant bis 2050 klimaneutral zu sein und ihre Treibhausgasemissionen bis 2030 um mindestens 55 % zu senken, was von Wintershall Dea unterstützt wird.

Im Jahr 2020 verpflichteten sich Japan und Korea, bis 2050 kohlenstoffneutral zu werden, und China verpflichtete sich, dies bis 2060 zu schaffen.

Ein weiteres Beispiel: Im September 2020 erließ der kalifornische Gouverneur Gavin Newsom eine Durchführungsverordnung, den Verkauf neuer Pkw im Bundesstaat ab 2035 nur dann zu genehmigen, wenn die Fahrzeuge emissionsneutral sind. Außerdem wurden zusätzliche Maßnahmen zur Eindämmung schädlicher Emissionen durch den Transportsektor erlassen. Der Amtsantritt des neuen US-Präsidenten Joe Biden wird wahrscheinlich zu einer Reihe neuer politischer Maßnahmen in den USA führen, wozu auch Pläne für Kohlenstoffneutralität bis 2050 und die Rückkehr der USA zum Pariser Abkommen gehören.

¹ IEA World Energy Investment 2020

UNSERE STRATEGIE

1. PROFITABLES WACHSTUM FÜR EINE WETTBEWERBSFÄHIGE AKTIONÄRSVERGÜTUNG

Unsere Geschäftsstrategie zielt darauf ab, über den gesamten Zyklus der Rohstoffpreise wettbewerbsfähige Renditen für unsere Gesellschafter zu erwirtschaften. Trotz des branchenweiten Rückgangs der Investitionstätigkeit durch die COVID-19-Pandemie sind die Wachstumsportfolios der Wintershall Dea bereit, kurzfristig für solides und langfristig für moderates Produktionswachstum zu sorgen.

Unsere Aktivitäten umfassen die gesamte Wertschöpfungskette von der Exploration und Produktion bis zu Beteiligungen an der Gastransportinfrastruktur. Wir profitieren von einer niedrigen Kostenbasis sowie einer starken geografischen und preislichen Diversifizierung als Grundlage für unsere Fähigkeit, über den gesamten Zyklus hinweg Cashflow in wettbewerbsfähiger Höhe zu generieren.

2. STARKE FINANZDISZIPLIN

Wir verteilen unsere liquiden Mittel nach folgenden Prioritäten:

1. **Nachhaltige und verantwortungsbewusste Investitionen** – Zu unseren wichtigsten Zielen gehört, die bestehende Produktion aufrechtzuerhalten und unseren Pflichten im Rahmen laufender Entwicklungsprojekte nachzukommen. So können wir auch soliden Cashflow generieren und die betriebliche Integrität unserer Assets gewährleisten.
2. **Bilanz** – Unsere starke Bilanz steht für das von uns angestrebte Investment Grade-Rating in Zeiten hoher Rohstoff-Preisvolatilität. Die starke Bilanz stellt einen zentralen Wettbewerbsvorteil des Unternehmens dar.

3. **Dividende** – Unsere Dividendenpolitik belohnt unsere Investoren mit einer wettbewerbsfähigen Dividendenzahlung. Unser Anspruch ist, attraktive Dividende durch unser krisenfähiges Geschäft im gesamten Konjunkturzyklus zu liefern.

4. **Wachstum** – Unsere Strategie geht von einem moderaten, aber profitablen Wachstum aus, wobei der Schwerpunkt auf Wertsteigerung liegt.

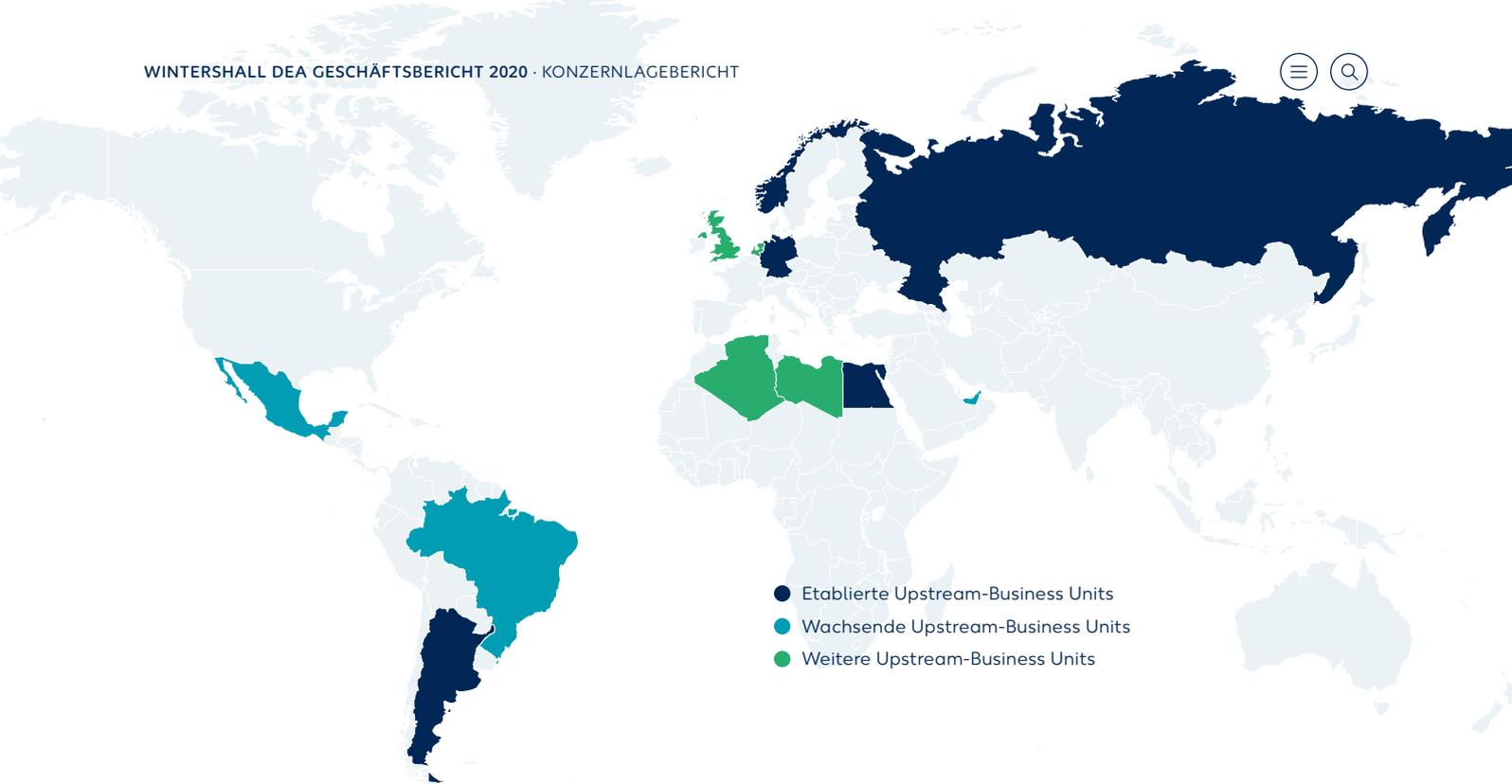
3. FOKUS AUF NACHHALTIGKEIT

Unser Streben nach Nachhaltigkeit, Transparenz und einer kohlenstoffarmen Zukunft bildet die wesentlichen Säulen unserer Strategie. Wir sind der Überzeugung, dass kostengünstiges Erdgas und kohlenstoffarmes Öl eine wichtige Rolle im Zuge der weltweiten Energiewende spielen werden.

Im Jahr 2020 haben wir unsere Pläne hinsichtlich unseres Beitrags zur Bekämpfung des Klimawandels überarbeitet. Es ist unser Ziel, die Treibhausgas-Emissionen im Scope 1 und 2 unserer gesamten eigenoperierten und nicht eigenoperierten Upstream-Aktivitäten entsprechend der anteiligen Produktion von Wintershall Dea bis 2030 auf netto-null zu reduzieren. Darüber hinaus werden wir unsere Methanintensität bis zum Jahr 2025 auf unter 0,1% senken. Darüber hinaus werden wir unsere Verpflichtung zur Weltbankinitiative ‚Zero Routine Flaring by 2030‘ durch Eliminieren des routinemäßigen Abfackelns von Begleitgas weiterhin aufrechterhalten.

BB **Durch die rechtzeitige und entschiedene Reaktion auf die Pandemie und auf Grundlage unserer strikten Finanzpolitik waren wir in der Lage, unsere starke Bilanzposition zu erhalten, die uns für profitables Wachstum gut positioniert.**

Paul Smith – CFO



Längerfristig planen wir eine Reduzierung unserer Treibhausgas-Emissionen im Scope 3. In den kommenden zehn Jahren wollen wir rund 400 Millionen € in kohlenstoffarme Initiativen und Technologien investieren, mit Fokus auf die Carbon Capture & Storage und die Produktion von Wasserstoff, um unsere Ambitionen und Ziele hinsichtlich des Klimaschutzes zu unterstreichen.

4. VORTEILHAFTES UPSTREAM-PORTFOLIO

Wir glauben, dass vor dem Hintergrund hoher Rohstoff-Preisvolatilität unsere gute Wettbewerbsposition durch unsere Größenvorteile, unsere operative Stärke und unsere wettbewerbsfähigen Betriebskosten gestützt wird.

Mit dem Zusammenschluss der Portfolios von Wintershall und DEA wurde eine bessere Plattform für neue Synergien geschaffen. Unsere Produktionskosten haben wir auf branchenführende 3,5 €¹ pro Barrel Öläquivalent im Jahr 2020 reduziert, ohne dabei Kompromisse bei der Sicherheit einzugehen. Durch die weitere Umsetzung der operativen Exzellenz und anhaltende Verbesserungen rechnen wir mit weiteren Kosteneinsparungen in der Zukunft.

Unser Portfolio wird derzeit mit dem Ziel umstrukturiert, jede Business Unit im Unternehmen so zu dimensionieren, dass neue Wachstumschancen und Initiativen zur Steigerung der betrieblichen Effizienz ergriffen werden können und sie darüber hinaus als bedeutender und wirkungsvoller Partner von Stakeholdern vor Ort fungieren können.

- **Etabliert** Seit Jahrzehnten in diesen etablierten Kohlenwasserstoff-Regionen positioniert, leisten wesentlichen Beitrag zur Produktion des Unternehmens und erheblichen Beitrag zum Cashflow. Unsere Positionierungen in diesen Ländern spielen in unserem heutigen Portfolio eine wichtige Rolle, dabei dient uns die Diversifizierung als Schlüsselfaktor zur Risikostreuung.
- **Wachstum** Hohes Skalierungspotenzial und viele Möglichkeiten für profitables Wachstum. Exploration und Appraisal in Brasilien und Mexiko. Großentwicklungsprojekt Ghasha in den VAE. Diese Einheiten verfügen über ausreichend Wachstumspotenzial, um eine mit etablierten Business Units vergleichbare Größe zu erreichen.
- **Sonstige** Moderate Beiträge zu unserer Produktion. Entscheidungsfindung hinsichtlich Ausbau oder Veräußerung läuft.

5. EIN HOCHWERTIGES UND STABILES MIDSTREAM-BUSINESS

Wintershall Dea ist seit den neunziger Jahren im deutschen Onshore- und Offshore-Erdgastransport aktiv. Die stabilen und prognostizierbaren Erträge und liquiden Mittel aus diesen Aktivitäten ergänzen das von Natur aus zyklischere Upstream-Geschäft und leisten damit einen Beitrag zu unserem finanziellen Handlungsspielraum und der Vergütung unserer Aktionäre.

Mit unseren Erdgastransport-Beteiligungen tragen wir entscheidend zur Energieversorgung in Deutschland und Europa bei und schaffen ein zuverlässiges Transportmittel für kostengünstiges, emissionsarmes Erdgas aus Nordwest-Sibirien für die wachsenden Märkte in Europa.

¹ ohne Sondereffekt in Q4 2020

UNSER LEITSATZ

Unser Ziel

Wintershall Dea als Europas führendes unabhängiges Gas- und Ölunternehmen produziert Erdgas und Erdöl auf möglichst effiziente und umweltschonende Art und Weise. Wir sehen es als unsere Verantwortung, Lösungen zu einer der größten Herausforderungen unserer Zeit beizutragen: den weltweit wachsenden Energiebedarf zu decken.

WAS WIR TUN

Wir sind Europas führendes unabhängiges Gas- und Ölunternehmen. Wir suchen und fördern Gas und Öl weltweit auf die effizienteste und verantwortlichste Weise.

WARUM WIR TUN, WAS WIR TUN

Wir glauben, dass wir zu einer besseren Welt für heutige und künftige Generationen beitragen, indem wir zwei der größten Herausforderungen gleichzeitig angehen: den weltweit wachsenden Energiebedarf zu decken und den globalen Klimawandel zu bekämpfen. Wir setzen uns dafür ein, die Energieversorgung zu sichern und gleichzeitig dazu beizutragen, die Klimaziele zu erreichen.

WIE WIR TUN, WAS WIR TUN

Zuverlässiger Partner

Als Europas führendes unabhängiges Gas- und Ölunternehmen sind wir der langfristige und verlässliche Partner für alle unsere Stakeholder. Wir setzen Standards in der Industrie – für Sicherheit und Umwelt wie auch für operative und finanzielle Leistung.

Ambitionierte Menschen

Menschen sind unsere bedeutendste Ressource. Wir schaffen Unternehmergeist, befähigen unsere Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter und heißen Vielfalt willkommen. Wir fördern ein offenes und teamorientiertes Arbeitsumfeld, immer auf der Suche nach den besten Lösungen.

Erfahrener Pionier

Deutsche Ingenieurskunst ist unsere Tradition. Wir treiben Innovationen voran, nutzen die Chancen der digitalen Revolution und streben ständig danach, unseren Horizont zu erweitern. Wir sind Experten für herausfordernde Felder – heute und in der Zukunft.

NACHHALTIGKEIT BEI WINTERSHALL DEA

Unsere Branche und unser Unternehmen spielen bei der Entwicklung hin zu einer kohlenstoffarmen Wirtschaft eine zentrale Rolle. Gleichzeitig steht die Energiewirtschaft bei vielen ökologischen und sozialen Themen sowie hinsichtlich der Corporate Governance unter kritischer Beobachtung durch verschiedene Interessengruppen. Bei Wintershall Dea engagieren wir uns dafür, den steigenden Energiebedarf durch innovative und nachhaltige Lösungen auf verantwortungsvolle Art und Weise zu decken.

Wintershall Deas Nachhaltigkeitsansatz beruht auf der festen Überzeugung, dass die Nachfrage nach unseren Produkten, insbesondere Erdgas, auch in den kommenden Jahrzehnten anhalten wird, in denen sich Industrie und Gesellschaft im Zuge der Energiewende auf eine kohlenstoffarme Wirtschaft umstellen. Unser Portfolio ist für die Energiewende gut positioniert, da Erdgas sowohl rund 70 % unserer Produktion als auch unserer Reserven ausmacht.

Im Branchenvergleich führende Standards im Bereich Nachhaltigkeit zu implementieren ist ein wesentlicher Schwerpunkt unseres Geschäftsmodells. Unser Ziel ist,

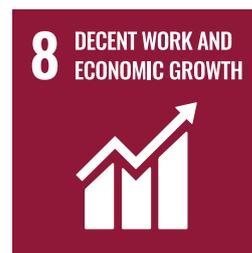
das Unternehmen verantwortungsbewußt zu führen, erkannte Risiken zu minimieren und auf transparente Weise zu kommunizieren. Hierdurch erhalten wir gesellschaftliche Akzeptanz und bleiben für unsere Aktionäre eine attraktive Investition.

Unser Beitrag zum Erreichen der Nachhaltigkeitsziele der Vereinten Nationen

Wir unterstützen die Nachhaltigkeitsziele der Vereinten Nationen (SDGs), die sich mit den größten Herausforderungen unserer Zeit wie Armut, Gleichberechtigung und Klimawandel befassen. Wintershall Dea ist überzeugt, dass die Wirtschaft bei der Problemlösung aktiv mitwirken muss, und trägt in ihren Betriebsstätten schon heute zum Erreichen vieler dieser Ziele bei.

Nach einer internen Prüfung haben wir uns dazu entschlossen, uns auf die vier unten aufgeführten Ziele zu konzentrieren, zu denen wir einen besonders wirksamen Beitrag leisten können.

DIE ZIELE DER VEREINTEN NATIONEN ZUR NACHHALTIGEN ENTWICKLUNG BEI WINTERSHALL DEA



Wir beschreiben unseren Beitrag zu den Nachhaltigkeitszielen der Vereinten Nationen in einem separaten Nachhaltigkeitsbericht 2020.

Unser Ansatz für Umwelt, Soziales und Unternehmensführung (ESG-Ansatz)¹

Wir setzen uns klare und branchenweit führende Standards im Bereich unternehmerische und soziale Verantwortung und legen eindeutige Prioritäten und Maßnahmen für das Unternehmen fest.

Unsere Nachhaltigkeitsstrategie umfasst verantwortungsvolles Handeln in den Bereichen Umwelt, Soziales und Governance und ist in unserer Unternehmensstrategie verankert. Diese Aspekte wollen wir bei allen unseren Aktivitäten berücksichtigen. Über einen konsequenten HSEQ-Ansatz (Gesundheits-, Sicherheits-, Umwelt- und Qualitätsmanagement) hinaus haben wir folgende

Prioritäten im Bereich der Nachhaltigkeit gesetzt: Klima- und Umweltschutz, die Förderung verantwortungsbewusster Partnerschaften und wirksames Nachhaltigkeitsmanagement.

Wir fördern Gas und Öl so effizient und verantwortungsvoll wie möglich. Wir wollen die Umweltauswirkungen unserer Geschäftstätigkeit so gering wie möglich halten und Ressourcen effizient nutzen. Wir setzen uns für hohe Sozialstandards ein, arbeiten mit vielen verschiedenen Stakeholdern zusammen und wollen durch Transparenz Vertrauen schaffen.²

ÜBERBLICK NACHHALTIGKEITSSTRATEGIE: LANGFRISTIGER ERFOLG DURCH VERANTWORTUNG



¹ Environment, Social & Governance

² Scope 1 und 2 für eigenoperierte und fremdoperierte Aktivitäten auf Equity-Basis

³ 100% der Methanemissionen von Wintershall Deas eigenoperierten Assets geteilt durch den Anteil am vermarkteten Gas

⁴ Bis zu zwei Ebenen unterhalb des Vorstands

ESG

UMWELTSCHUTZ



Unser Ansatz für den Klimaschutz

Die Bekämpfung des Klimawandels und die damit einhergehenden Umstellungen gehören zu den größten Herausforderungen, vor denen die Welt heute steht. Wir erleben die miteinander wetteifernden Kräfte einer durch das Bevölkerungswachstum und einen immer höheren Lebensstandard steigenden Nachfrage nach Energie einerseits und einer von der Gesellschaft geforderten Dekarbonisierung der Wirtschaft andererseits.

Die aktuelle Energiewende hin zu einer kohlenstoffarmen Wirtschaft ist tiefgreifend und komplex. Sie bedarf politischer Veränderungen und fordert den Verbrauchern schwierige Entscheidungen ab. Die Energieversorgung sollte ausreichend, erschwinglich und kohlenstoffeffizient sein und dabei den Wohlstand der Menschen nicht gefährden.

Mehr bezahlbare Energie bereitzustellen und gleichzeitig die Treibhausgasemissionen und andere Formen der Umweltverschmutzung einzudämmen setzt erhebliche Veränderungen im derzeitigen Energiemix voraus.

Unsere Rolle bei der Energiewende

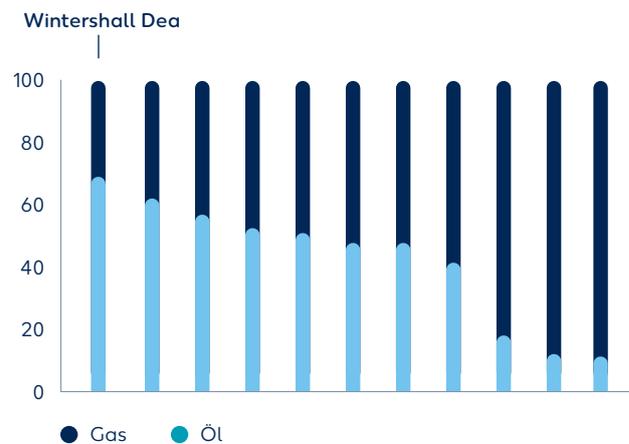
Bei Wintershall Dea sind wir fest entschlossen, unseren Beitrag zur Energiewende zu leisten und unsere Kunden mit preisgünstiger und zuverlässiger Energie zu versorgen. Wir haben uns ehrgeizige und messbare Ziele für die Senkung unserer Emissionen gesetzt. Unser Portfolio ist für das Wachstum im Bereich Erdgas gut aufgestellt. Wir glauben, dass der europäische Green Deal zu importpolitischen Richtlinien und Prioritäten führen wird, die unser Denken und unsere Strategie weiterhin prägen werden. Unsere Investitionspläne fordern weiteres Wachstum im Upstream-Bereich, insbesondere beim Erdgas, und zugleich auch die Umsetzung klarer und messbarer politischer Maßnahmen und Pläne zur weiteren Senkung unserer Treibhausgasemissionen. Im Laufe des kommenden Jahrzehnts wird Wintershall Dea rund 400 Millionen € in verschiedene Initiativen zur Senkung unserer Treibhausgasemissionen investieren. Dazu werden auch Investitionen in Projekte wie die Speicherung von Kohlendioxid und die Wasserstoffproduktion gehören.

Unser Portfolio hat im Vergleich zu den anderen Unternehmen unserer Branche den höchsten Erdgasanteil.

Erdgas erfüllt eine wichtige Aufgabe bei der Energiewende, etwa bei der Umstellung von Kohle auf Gas im nächsten Jahrzehnt oder bei der Herstellung von Wasserstoff in den nächsten Jahren.

GAS- UND ÖLANTEIL AN DER GESAMTFÖRDERUNG IM BRANCHENINTERNEN VERGLEICH

(Anteil an der Produktion im Jahr 2019 in %)



Auch wenn unsere THG-Emissionen im Branchenvergleich bereits sehr niedrig sind, haben wir weitere Maßnahmen eingeleitet, um die Emissionen noch weiter zu senken. So haben wir beispielsweise in 2020 die Stromversorgung in unserem Feld Mittelplate in Deutschland auf zu 100 % zertifizierten Strom aus erneuerbaren Energien umgestellt.

SCOPE 1 THG-INTENSITÄT DER VERGLEICHSGRUPPE IN DER ÖL- UND GASINDUSTRIE¹

(2019 kg CO₂ e/boe)



¹ Zur Vergleichsgruppe gehören Aker BP, Lundin, Galp, OMV, BP, ENI, Equinor, Shell und Total. Die Zahlen basieren auf veröffentlichten Daten der Vergleichsgruppe inkl. Beteiligungen an ausschließlich eigenoperierten Assets oder an eigen- und fremdoperierten Assets

² International Association of Oil and Gas Producers (IOGP)

Unser gasgewichtetes und emissionsarmes Portfolio profitiert auch von sehr niedrigen Produktionskosten, die 2020 durchgehend unter 4 €/boe lagen. Das hat es unserem Unternehmen ermöglicht, in dieser Umbruchphase widerstandsfähig und wettbewerbsfähig zu bleiben.

**PRODUKTIONSKOSTEN IM
BRANCHENINTERNEN VERGLEICH¹**
(2019)



Wintershall Dea bekennt sich ausdrücklich zu dem Ziel der Europäischen Union, bis 2050 klimaneutral zu werden. Als Europas führendes unabhängiges Gas- und Ölunternehmen wollen auch wir mit ehrgeizigen Zielsetzungen und dem Einsatz moderner Technologien zur Senkung der Treibhausgasemissionen einen Beitrag leisten.

Die Abscheidung, Speicherung und Nutzung von Kohlendioxid (CC(U)S) sowie die Herstellung von Wasserstoff gelten als die wichtigsten Bausteine für das Erreichen des Ziels der Europäischen Union. Laut einer Analyse von Wintershall Dea könnten rund 70 % der europäischen Emissionen von über 4,1 Gigatonnen CO₂ pro Jahr (Stand 2017) durch den Einsatz der CC(U)S-Technologie und die Förderung von Wasserstoff als wichtigem Energieträger der Zukunft eingespart werden. Davon würden Industriezweige wie z. B. Stahl, Zement, Raffinerien, Chemie und der Schwerlastverkehr profitieren. Das anfallende CO₂ könnte für die Beheizung und Kühlung von Gebäuden genutzt werden.

Aufgrund unseres innovativen Ansatzes bei der Ermittlung neuer Marktchancen unter Nutzung unserer vorhandenen Assets, Fähigkeiten und Kompetenzen glauben wir, dass CC(U)S und Wasserstoff künftig ein Teil der DNA von Wintershall Dea sein werden.

Wintershall Dea hat bereits damit begonnen, sich an CCS- und Wasserstoffprojekten zu beteiligen und in diese zu investieren. Dies ist von großer Bedeutung für eine Senkung der Scope 3-Emissionen und ein möglicher Weg, wie wir unseren mittel- bis langfristigen Beitrag zur Erreichung der Pariser Klimaziele leisten können.

Im Jahr 2020 lag unser Fokus im Bereich CCS und Wasserstoff auf den vier wichtigsten europäischen Ländern in unserem Portfolio: Deutschland, Niederlande, Dänemark und Norwegen.

¹ Die Produktionskosten umfassen ausschließlich für die Produktion relevante Aufwendungen.

UNSERE ZIELE UND AMBITIONEN FÜR DAS KLIMA

Wir wollen die anteiligen THG-Emissionen (Scope 1 und 2) unserer Upstream-Aktivitäten¹ auf Equity-Basis bis 2030 auf netto-null reduzieren.

Netto-null-Aktivitäten
bis 2030

Wir wollen die Eliminierung des routinemäßigen Abfackelns von Begleitgas beibehalten.

Null
routinemäßiges Abfackeln bis 2030³

Wir wollen unsere Methanintensität² bis zum Jahr 2025 auf unter 0,1% senken.

0,1%
Methanintensität bis 2025

Reduktion
Netto-Kohlenstoffintensität

Wir streben an, die Netto-Kohlenstoffintensität für Scope 1, 2 und 3 von Treibhausgasemissionen zu überwachen und zu reduzieren.

¹ Scope 1 und 2 für eigenoperierte und fremdoperierte Aktivitäten auf Equity-Basis

² 100 % der Methanemissionen von Wintershall Deas eigenoperierten Assets geteilt durch den Anteil am vermarkteten Gas

³ Verpflichtung zur Initiative der Weltbank „Zero Routine Flaring by 2030“

WINTERSHALL DEAS AKTUELLE CCS- UND WASSERSTOFFPROJEKTE

Projekt Greensand

Wintershall Dea, INEOS, Maersk Drilling und die Geologische Forschungsanstalt für Dänemark und Grönland (GEUS) haben sich zusammengeschlossen, um unser ausgefördertes Nini-Offshore-Ölfeld in der dänischen Nordsee für die Einlagerung von CO₂ weiter zu nutzen und damit einen erheblichen Beitrag zur angestrebten Senkung der CO₂-Emissionen in Dänemark zu leisten. Die Einlagerung zur langfristigen Speicherung soll über einen Zeitraum von zehn Jahren erfolgen. Die erste Projektphase ist im Gang, und es liegt bereits die Bestätigung der unabhängigen Zertifizierungsstelle DNV GL vor, dass die Lagerstätte für die sichere Speicherung von CO₂ geeignet ist.

CCS Niederlande

Wir planen, unsere Aktivitäten in den Niederlanden mit einer großen Anzahl an maturaenen eigenoperierten Feldern zu einem Musterbeispiel für die beschleunigte Umsetzung unserer CCS-Strategie zu machen. Die ausgeförderten Felder unserer Joint-Venture-Gesellschaft Wintershall Noordzee haben ein erhebliches Potenzial für die CO₂-Speicherung und befinden sich in der Nähe von CO₂-Produzenten an Land. Das regulatorische System in den Niederlanden gehört zu den fortschrittlichsten in Europa.

CCS Norwegen

Wintershall Dea Norge führt zur Zeit eine Machbarkeitsstudie im Feld Brage durch, um zu prüfen, wie sich die Fördermenge durch EOR-Maßnahmen erhöhen lässt, indem CO₂ zur Druckerhöhung in das Reservoir verpresst wird. Wir planen, das Projekt in 2021 abzuschließen, und erwarten Rückschlüsse über die Nutzung maturaener Reservoirs wie dem Brage-Feld ziehen zu können. Die Ergebnisse helfen dabei zu ermitteln, wie CO₂ dauerhaft gespeichert werden kann, nachdem maturaene Felder ausproduziert wurden. In der Studie wird angenommen, dass das CO₂ mit dem Schiff zur Injektion in das Reservoir geliefert wird.

Hydrogen Mittelplate

Auch im Feld Mittelplate in Deutschland werden Wasserstoffprojekte durchgeführt. Dort wollen wir das Gas zunächst in Wasserstoff umwandeln, um die Versorgungsschiffe, die die Förderinsel Mittelplate beliefern, mit klimaschonendem Treibstoff zu versorgen.

Pilotprojekt für türkisen Wasserstoff

Darüber hinaus entwickeln wir zusammen mit dem Karlsruher Institut für Technologie (KIT) die Technologie zur Herstellung von türkisen Wasserstoff weiter, um die Voraussetzungen für eine Pilotanlage zur Erzeugung von Wasserstoff durch Methanpyrolyse zu schaffen.

Wasserstoff für lokale Märkte

Wintershall Dea und das Partnerunternehmen VNG planen einen Schulterchluss zur Gründung eines Wasserstoffprojekts in Deutschland, das dem Nachweis des wirtschaftlichen Potenzials dieser Energiequelle dient. Das Projekt soll zeigen, dass Erdgas eine geeignete und zuverlässige Basis für die Versorgung des heimischen Marktes mit dekarbonisiertem Wasserstoff ist, wovon die gesamte Wertschöpfungskette profitieren wird.



Flip the switch, Mittelplate, 2020

Wir verfolgen innovative Projekte, die Wasserstoff und CCS als kommerziell nutzbare Lösungen in der Energiewende voranbringen.

Hugo Dijkgraaf – CTO

Wie wir unsere Ziele für die Energiewende erreichen

Unser Beitrag zur Energiewende soll zu einer nachhaltigen, verantwortungsbewussten und profitablen Gas- und Ölförderung in einer kohlenstoffarmen Umgebung führen. Wir fokussieren uns auf vier Säulen, die uns helfen, auf die Herausforderungen des Klimawandels zu reagieren.

Zunächst werden wir unser Portfolio immer wieder genau prüfen und uns auf kohlenstoffeffiziente Projekte und Aktivitäten konzentrieren. Anschließend werden wir ein strenges Emissionsmanagement bei all unseren Betriebs-

tätigkeiten einführen, indem wir für mehr Energieeffizienz sorgen, die Elektrifizierung unserer Anlagen vorantreiben und neueste Technologien einsetzen. Emissionen, die nicht mit vertretbarem Aufwand vermieden werden können, werden durch Investitionen in naturbasierte Lösungen kompensiert, wie z. B. Aufforstungs- oder Naturschutzprojekte und die Entwicklung und Nutzung von CCS und Aktivitäten im Bereich Wasserstoff.

Unser Vier-Säulen-Ansatz für das Klima



¹ Task Force on Climate-related Financial Disclosures

² Oil and Gas Methane Partnership 2.0



ESG
SOZIALE VERANTWORTUNG

Soziale Verantwortung

Gesundheit und Sicherheit

Gesundheit und Sicherheit haben höchste Priorität. Wir haben strenge Gesundheits- und Sicherheitsmanagementsysteme eingerichtet, um unsere ‚Zero harm‘-Zielerreichung weiter voranzutreiben. Außerdem verfügen wir über die erforderlichen Systeme und Prozesse, um unsere Leistung weiter zu verbessern und aus Zwischenfällen zu lernen. Unser Fokus liegt dabei sowohl auf der Gesundheit und Sicherheit unserer Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter und deren Gesundheitsvorsorge als auch auf der Prozesssicherheit in allen unseren Anlagen.

Menschenrechte

Wir haben uns verpflichtet, unser Geschäft auf eine Art und Weise durchzuführen, die die Würde und Menschenrechte aller Personen respektiert, die von unserer Geschäftstätigkeit betroffen sind, also unsere Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter, Kontraktoren und externen Stakeholder. Wir sind Unterzeichner des Global Compact der Vereinten Nationen, und unsere Verpflichtung zum Schutz der Menschenrechte basiert auf den UN-Leitprinzipien für Wirtschaft und Menschenrechte, den OECD-Leitsätzen für multinationale Unternehmen und der dreigliedrigen Grundsatzerklärung über multinationale Unternehmen und Sozialpolitik (MNE-Erklärung). Darüber hinaus beruht unser Ansatz auf der Internationalen Menschenrechtscharta und der Kernarbeitsnorm laut Erklärung der Internationalen Arbeitsorganisation (ILO).



Eröffnungsfeier des Winiklusia Kindergartens in Novy Urengoy, welches von Wintershall Dea unterstützt wird.

Mitarbeiter

Unsere Mitarbeiter bringen das erforderliche Wissen und Engagement mit, um die Führungsposition unseres Unternehmens in der Branche weiter auszubauen. Um die besten Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter für unser Unternehmen zu gewinnen und zu halten, wollen wir ein attraktiver Arbeitgeber sein, indem wir die besten Arbeitsbedingungen, berufliche Entwicklungsmöglichkeiten und eine solide Work-Life-Balance bieten. Wir sind davon überzeugt, dass eine integrative Unternehmenskultur eine wichtige Voraussetzung ist, um von der Vielfalt unserer Belegschaft profitieren zu können. Deshalb ist es unser erklärtes Ziel, die Vielfalt innerhalb der weltweiten Arbeitsteams von Wintershall Dea zu fördern und dafür zu sorgen, dass wir die unterschiedlichen Perspektiven nutzen, indem wir ihnen Raum zur Entfaltung geben und Vielfalt damit zu einem zentralen Element unserer Unternehmenskultur und Geschäftsstrategie machen.

Nachbarn

Wir wissen, dass unsere Geschäftstätigkeit direkte und indirekte Auswirkungen auf die Menschen in unserem unmittelbaren Umfeld hat. Daher glauben wir, dass ein offener und verantwortungsvoller Dialog mit den betreffenden Nachbarn und anderen relevanten Stakeholdern sowie der Aufbau von vertrauensvollen Beziehungen zu diesen für erfolgreiche Partnerschaften unerlässlich ist. Wenn wir die Anliegen unserer Stakeholder verstehen und gemeinsam mit ihnen Lösungen suchen, erhalten wir unsere gesellschaftliche Akzeptanz.

Wir setzen auf einen kontinuierlichen und offenen Dialog mit den unterschiedlichen Stakeholdergruppen und informieren regelmäßig über unsere Aktivitäten. Wir tragen zur nachhaltigen Entwicklung der Regionen bei, in denen wir tätig sind. Darum arbeiten wir eng mit der lokalen Bevölkerung, den politischen Entscheidungsträgern und der Wirtschaft zusammen und unterstützen Projekte zur nachhaltigen Entwicklung in den umliegenden Gemeinden unserer Betriebe und Anlagen.

Wir engagieren uns auf der ganzen Welt für lokale Initiativen zur Förderung nachhaltiger Entwicklung und einer wohlhabenden Gesellschaft. Unser gesellschaftliches Engagement umfasst Spenden und Sponsoring von Projekten im Bereich Bildung, Wissenschaft, Kultur und Soziales sowie langfristige Entwicklungsprogramme.



‘Offen für Vielfalt – Geschlossen gegen Ausgrenzung’

2018 rief Wintershall Dea zusammen mit anderen großen Unternehmen in Kassel die Initiative ‚Offen für Vielfalt – Geschlossen gegen Ausgrenzung‘ ins Leben. Die Ereignisse in Deutschland, bei denen Menschen aufgrund ihrer Herkunft, ihrer Religion oder ihres Einsatzes für Demokratie zur Zielscheibe von Angriffen wurden, machten uns deutlich: Wir können und wollen das nicht akzeptieren.

Wintershall Dea wollte mehr tun und ein klares Zeichen für eine vielfältige Gesellschaft setzen – indem wir zeigen, dass sich unser Unternehmen Werten wie Respekt, Toleranz und Dialogbereitschaft verpflichtet fühlt und dass Unternehmen gerade auch für ihren Erfolg auf Vielfalt angewiesen sind.

Uns wurde schnell klar: Es reicht nicht, sich klar gegen rechte Gewalt zu positionieren, denn das betrifft nur einen Teil des Problems. Nachdem die Initiative ins Leben gerufen war, beschlossen die Teilnehmer bald, ihr Engagement auf sechs Dimensionen der Vielfalt auszuweiten und für diese in gleichem Maße einzutreten: Geschlecht, ethnische Herkunft, Behinderung, Alter, sexuelle Orientierung und Religion/Weltanschauung.

Unsere Kampagnenschilder wurden bereits mehr als 10.000 Mal angefordert. [↗](#)



ESG

UNTERNEHMENSFÜHRUNG

Nachhaltigkeitsregeln und Transparenz

Ein effektives Nachhaltigkeitsmanagement ist für die Entwicklung unseres Unternehmens von großer Bedeutung. Wir haben wir Richtlinien, Prozesse und Ziele festgelegt und überwachen unseren Fortschritt. Die Gesamtverantwortung für die entsprechenden Themen liegt beim Vorstandsvorsitzenden und dem gesamten Vorstand.

Ein Nachhaltigkeitsteam sorgt für die strategische Integration von Nachhaltigkeit in unsere Kerngeschäftsprozesse und koordiniert unternehmensweite Maßnahmen. Das Team wird von einer internen Expertengruppe, der Sustainability Community, unterstützt. Neben dem regulären Austausch mit dem Vorstand werden jährlich mindestens zwei dezidierte Sitzungen gehalten, in denen die Nachhaltigkeitsthemen diskutiert und entsprechende Maßnahmen abgestimmt werden. Die Verantwortung für die Implementierung regionaler und themenbezogener Maßnahmen liegt bei den entsprechenden Facheinheiten und Länderorganisationen. Sie sind am besten dafür geeignet, den Bedarf und die Erwartungen ihrer spezifischen Bereiche und Regionen zu beurteilen.

Die Verantwortung für strategische Klimathemen liegt bei unserem Nachhaltigkeitsteam. Innerhalb des Teams koordiniert der Klimamanager die im Klimaschutzkonzept festgelegten Maßnahmen unter strategischen Gesichtspunkten und in enger Abstimmung mit relevanten Corporate und Business Units. Der Klimamanager ist zusätzlich für die Überwachung des gesamten Prozesses, der Zielerfüllung und der regulären Berichterstattung an den Vorstand verantwortlich.

Aufgrund der strategischen Bedeutung von CCS und Wasserstoff haben wir zusätzlich einen neuen Bereich ‚Carbon Management und Wasserstoff‘ in der Organisation eingeführt. Der Bereichsleiter dieser Einheit berichtet direkt an den Chief Technology Officer im Vorstand.

Wir sehen die Nachhaltigkeitsperformance als ein Schlüsselement unserer Strategie, und diese Einstellung ist im gesamten Unternehmen verankert. Geleitet durch unseren Vorstand haben wir uns zur effektiven Unternehmensführung, zur Einhaltung der Gesetze und zu einer Kultur der Ethik und Compliance in der gesamten Organisation verpflichtet. Wintershall Dea ist ebenso einem hohen Level an Transparenz und Implementierung der führenden Systeme der Berichterstattung und Governance verpflichtet. Transparenz stärkt das Vertrauen, und Vertrauen ist ein grundlegender Wert für uns.

Dabei liegt der Schwerpunkt auf den folgenden drei Bereichen:

- › **Governance:** Wir achten darauf, laufend Nachhaltigkeitsaspekte und -prozesse in unseren bestehenden Governance-Elementen wie z. B. Compliance, Risikomanagement und interne Revision zu verankern.
- › **Dialog/Austausch:** Wir legen großen Wert auf den laufenden Dialog und Austausch mit unseren Stakeholdern, um deren Anliegen und Erwartungen zu verstehen.
- › **Offenlegung:** Um dem Informationsbedürfnis unserer Stakeholder nachzukommen, bauen wir die Nachhaltigkeitsberichterstattung kontinuierlich aus. Neben dem bereits genutzten Reportingstandard der Global Reporting Initiative wollen wir nach weiteren internationalen Standards, wie z.B. TCFD berichten.

CORPORATE GOVERNANCE

Starke Corporate-Governance-Struktur

Die Wintershall Dea ist eine Gesellschaft mit beschränkter Haftung (GmbH, Sitz in Celle), deren Corporate Governance sich nach deutschem Recht richtet.

Wintershall Dea ist die oberste Muttergesellschaft verschiedener Tochtergesellschaften weltweit, die das Geschäft der Wintershall Dea-Gruppe betreiben.

Gemäß deutschem Recht besteht die Corporate Governance der Wintershall Dea aus folgenden grundlegenden Elementen: dem dualen Leitungssystem mit einer transparenten und effektiven Aufteilung der Unternehmensleitung und deren Überwachung durch Vorstand

und Aufsichtsrat, der Mitbestimmung im Aufsichtsrat durch zwei Drittel an Gesellschaftervertretern sowie einem Drittel an Arbeitnehmervertretern sowie den Gesellschafterrechten in Gesellschafterversammlung und Gesellschafterausschuss. Einzelheiten zur Corporate-Governance-Struktur finden sich in der Satzung des Unternehmens, in den Geschäftsordnungen für Vorstand und Aufsichtsrat sowie in der Gesellschaftervereinbarung zwischen BASF und LetterOne als Gesellschafter, die zwischen den Gesellschaftern und dem Unternehmen vereinbart wurde. Es ist vorgesehen, dass das Unternehmen zunächst in eine Aktiengesellschaft (AG) umgewandelt wird, bevor ein Börsengang stattfindet.

“ Eine robuste Corporate Governance ist uns sehr wichtig. So stellen wir sicher, dass unsere Unternehmensführung höchsten Standards genügt und damit langfristig Wert schafft – im Interesse unserer Stakeholder, Partner, Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter und der Öffentlichkeit. Die Struktur unserer Corporate Governance positioniert uns als unabhängiges Unternehmen auf dem Weg an die Börse.

Mario Mehren – Vorstandsvorsitzender

Gesellschafterausschuss	<ul style="list-style-type: none"> > Setzt sich aus Vertretern der Gesellschafter BASF und LetterOne sowie zwei unabhängigen Beobachtern zusammen. > Zustimmungsbedürftige Geschäfte im Gesellschafterausschuss: Genehmigung von Jahresbudgets, Markteintritt in neue Länder, wesentliche Investitionszusagen und Änderung der Corporate Governance.
Aufsichtsrat	Verantwortlich für die Überwachung des Vorstands
Vorstand	<p>Eigenverantwortliche Umsetzung der Strategie und des laufenden Geschäfts</p> <ul style="list-style-type: none"> > Vorstandsvorsitzender (CEO) > Chief Operating Officer (COO) > Chief Financial Officer (CFO) > Head of Russia, LATAM und Midstream > Chief Technology Officer (CTO)

Die Gesellschafter des Unternehmens

BASF hält 67 % der Stammanteile der Wintershall Dea, und LetterOne hält 33 %. Im Gegenzug für den Wert des Midstream-Geschäfts von Wintershall Dea erhielt BASF zusätzlich Vorzugsanteile, sodass die Gesamtbeteiligung der BASF am gesamten Grundkapital der Wintershall Dea 72,7 % und die Gesamtbeteiligung der LetterOne 27,3 %

ausmacht. Die Vorzugsanteile werden entweder am 1. Mai 2022 oder vor dem Börsengang in Stammanteile umgewandelt, wobei der frühere der beiden Zeitpunkte maßgeblich ist.



Die BASF SE mit Sitz in Ludwigshafen ist ein weltweit führendes Chemieunternehmen.

Als weltweit führendes Chemieunternehmen vereint BASF wirtschaftlichen Erfolg mit Umweltschutz und sozialer Verantwortung. Das Portfolio der BASF ist in sechs Segmente gegliedert: Chemicals, Materials, Industrial Solutions, Surface Technologies, Nutrition & Care und Agricultural Solutions.

Das Unternehmen ist in fast jedem Land der Welt tätig und hat mehr als 110.000 Mitarbeiter.



L1 Energy ist Teil der LetterOne Holdings, einer Gesellschaft der LetterOne Group.

LetterOne wurde 2013 mit Sitz in Luxemburg gegründet. Die internationale Investmentgesellschaft wird von erfolgreichen Unternehmern und früheren CEOs mit einer internationalen Belegschaft geführt. Im Jahr 2015 erwarb LetterOne DEA und E.ON Norge.

Das Unternehmen konzentriert sich innerhalb unterschiedlicher Geschäftseinheiten auf Beteiligungen in den Bereichen Energie, Telekommunikation und Technologie, Gesundheit und Einzelhandel.

Gesellschafterversammlung

Die Organe der Gesellschaft umfassen ferner die Gesellschafterversammlung, in der die Gesellschafter Beschlüsse im Hinblick auf die Gesellschaft fassen.

Eine ordentliche Gesellschafterversammlung wird mindestens einmal in den ersten acht Monaten jedes Geschäftsjahres des Unternehmens abgehalten. Der Vorstand ist verpflichtet, eine außerordentliche Gesellschafterversammlung einzuberufen, wenn dies rechtlich erforderlich ist oder von einem Gesellschafter verlangt wird. Den Vorsitz der Gesellschafterversammlungen übernimmt ein Mitglied des Aufsichtsrates, das von den Aufsichtsratsmitgliedern bestimmt wird, die in der Gesellschafterversammlung gewählt wurden. Jeder Stammannteil mit einem Nominalwert von 1 € gewährt dem Anteilseigner eine Stimme. Sofern die Satzung oder gesetzliche Vorschriften nichts anderes vorsehen, erfolgen die Beschlüsse der Gesellschafter mit einfacher Mehrheit der abgegebenen Stimmen.

Im Rahmen der Gesellschafterversammlung wird unter anderem über die Verwendung des Bilanzgewinns, die Entlastung der Mitglieder des Vorstands und des Aufsichtsrats, die Bestellung eines Abschlussprüfers, die Wahl der Mitglieder des Aufsichtsrats und, soweit gesetzlich vorgesehen, die Feststellung des Jahresabschlusses entschieden. Darüber hinaus befasst sich die Gesellschafterversammlung mit bestimmten Transaktionen und in der Geschäftsordnung für den Vorstand enthaltenen Maßnahmen, die der vorherigen Genehmigung durch die Gesellschafterversammlung unterliegen, sowie mit bestimmten zusätzlichen Angelegenheiten, die der Gesellschafterversammlung kraft geltenden Rechts zugewiesen sind.

Gesellschafterausschuss

Zudem wurde ein Gesellschafterausschuss eingerichtet, der bei bestimmten relevanten Angelegenheiten berät und die Interessen der Gesellschafter mit denen des Unternehmens abstimmt, insbesondere, bevor ggf. relevante Entscheidungen in der Gesellschafterversammlung getroffen werden.

Der Gesellschafterausschuss koordiniert die Interessen der Gesellschafter im Hinblick auf Wintershall Dea und ist für alle Angelegenheiten verantwortlich, die von den Gesellschaftern an ihn herangetragen werden, insbesondere zur Beschlussfassung über zustimmungsbedürftige Geschäfte wie die Genehmigung der Jahresbudgets, den Markteintritt in neue Länder, wesentliche Investitionszusagen und Änderung der Corporate Governance. Dem Ausschuss gehören sechs Mitglieder an, darunter vier Mitglieder der Gesellschafter (je zwei von BASF und LetterOne) und zwei von den Gesellschaftern gemeinsam als unabhängige Beobachter ernannte Mitglieder. Den unabhängigen Beobachtern werden vollumfängliche Rechte als Mitglieder des Gesellschafterausschusses eingeräumt, einschließlich Stimmrechte, und zwar sechs Monate vor dem geplanten Börsengang oder nach Ablauf eines Zeitraumes von 24 Monaten nach dem Zusammenschluss von Wintershall und DEA, wobei der frühere der beiden Zeitpunkte maßgeblich ist.

Der Gesellschafterausschuss hat zwei Co-Vorsitzende, je einen von BASF und LetterOne. Nach jeder Versammlung wechselt der Versammlungsleiter. Die aktuellen Mitglieder des Gesellschafterausschusses sind Dr. Hans-Ulrich Engel, Lord Browne of Madingley, German Khan und Michael Heinz sowie Scott Nyquist und Matti Lievonen als unabhängige Berater.

Aufsichtsrat

Der Aufsichtsrat ist verantwortlich für die Überwachung des Vorstands und handelt im Interesse der Gesellschaft. Auch wenn der Aufsichtsrat keine Managementfunktionen ausüben darf, benötigt der Vorstand für bestimmte wichtige, in der Satzung festgelegte Transaktionen und Maßnahmen die Zustimmung des Aufsichtsrats.

Der Aufsichtsrat setzt sich aus neun Mitgliedern zusammen, darunter drei Arbeitnehmervertreter und sechs von den Gesellschaftern zu bestimmende Mitglieder. Vier dieser sechs Mitglieder werden von BASF, die übrigen zwei Mitglieder von LetterOne nominiert. Der Vorsitz des Aufsichtsrates wechselt alle 15 Monate zwischen einem von BASF bzw. LetterOne ernannten Mitglied.

Die folgende Übersicht zeigt die derzeitige Zusammensetzung des Aufsichtsrats von Wintershall Dea.

NAME	POSITION
Lord Edmund John Philip Browne of Madingley	Vorsitzender (seit dem 1. August 2020, Erster Stellvertretender Vorsitzender bis 31. Juli 2020); Executive Chairman L1 Energy (UK) LLP, London, Vereinigtes Königreich
Dr. Hans-Ulrich Engel	Erster Stellvertretender Vorsitzender (seit dem 1. August 2020, Vorsitzender bis 31. Juli 2020); Stellvertretender Vorstandsvorsitzender der BASF SE, Ludwigshafen am Rhein
Michael Winkler	Zweiter Stellvertretender Vorsitzender; Gewerkschaftssekretär IG BCE, Hannover
Birgit Böl	Vorsitzende des Gesamtbetriebsrats der Wintershall Dea GmbH, Kassel
Sabine Brandt	Fachreferentin HSE, Mitglied des Gesamtbetriebsrats der Wintershall Dea Deutschland GmbH, Barnstorf
Saori Dubourg	Mitglied des Vorstands der BASF SE, Ludwigshafen am Rhein
Dr. Wolfgang Haas	General Counsel and Chief Compliance Officer, President Legal, Compliance, Tax and Insurance, BASF SE, Ludwigshafen am Rhein
Michael Heinz	Mitglied des Vorstands der BASF SE, Ludwigshafen am Rhein
German Khan	Director LetterOne Holdings S.A., London, Vereinigtes Königreich

Vorstand

Der Vorstand verantwortet die Umsetzung der Unternehmensstrategie und den laufenden Betrieb. Er besteht aus fünf Mitgliedern, darunter der Vorstandsvorsitzende und vier weitere Mitglieder.

Die Vorstandsmitglieder führen das Tagesgeschäft des Unternehmens in eigener Verantwortung und sind für die Gesamtleitung der Unternehmensgruppe gemeinsam verantwortlich. Der Vorstand entscheidet über alle Angelegenheiten nach Maßgabe des geltenden Rechts, der Satzung und der Geschäftsordnung für den Vorstand.



Mario Mehren
Vorstandsvorsitzender

Der Vorstandsvorsitzende Mario Mehren verantwortet die Bereiche Personal, Recht, Compliance, Unternehmenskommunikation, HSEQ, Strategie und M&A sowie Investor Relations und Integration. Nach einem Studium der Betriebswirtschaftslehre an der Universität des Saarlandes in Saarbrücken begann er 1998 seine berufliche Laufbahn als Referent im Konzernrechnungswesen der BASF. Nach verschiedenen Stationen innerhalb der BASF-Gruppe wechselte er im Jahr 2006 zur Wintershall und wurde 2011 in den Vorstand berufen. Herr Mehren war CEO der Wintershall, bevor er 2019 CEO der Wintershall Dea wurde.



Paul Smith
Chief Financial Officer

Paul Smith verantwortet die Bereiche Rechnungswesen und Reporting, Finanzen und Treasury, Informationstechnologie, Beschaffung, interne Revision sowie Marketing und Vertrieb. Er studierte Business Organisation an der Heriot-Watt University Edinburgh und begann seine Karriere 1993 bei BP in Aberdeen. Während seiner 15 Jahre bei BP hatte er verschiedene Positionen im Management in den Regionen Nordsee, Trinidad und Tobago sowie Russland inne. Darüber hinaus verbrachte er zehn Jahre in Kanada, wo er bei Talisman Energy zuerst als Executive Vice President für Nordamerika und später als CFO fungierte.



Dawn Summers
Chief Operating Officer

Dawn Summers ist verantwortlich für Europa, den Nahen Osten und Nordafrika. Sie hat einen Abschluss als Chemieingenieurin der Universität Edinburgh und in Executive Management der MIT Sloane School of Management. Während ihrer zwanzigjährigen Karriere bei BP hatte sie verschiedene operative, projektlenkende und leitende Positionen inne, bevor sie in das Führungsteam von Genel Energy und später als COO zu Origin Energy und Beach Energy wechselte. Zusätzlich ist sie derzeit Präsidentin von Gas Naturally und Präsidentin von IOGP Europe.



Thilo Wieland
Vorstandsmitglied, Region Russland, Lateinamerika und Midstream

Thilo Wieland ist verantwortlich für Russland, Lateinamerika und Midstream. Nach einem Studium des Wirtschaftsingenieurwesens an der TU Berlin arbeitete er ab 1999 beim Wintershall Erdgas Handelshaus in Berlin. Danach war er in unterschiedlichen Positionen in der Wintershall Gruppe tätig und zeichnete u. a. für den Bereich Strategy & M&A, Nord Stream und andere Gastransportprojekte verantwortlich. Im Jahr 2015 wurde Thilo Wieland in den Vorstand der Wintershall berufen.



Hugo Dijkgraaf
Chief Technology Officer

Hugo Dijkgraaf ist zuständig für digitale Transformation, Technologie und Innovation, Integrated Reservoir Management, globale Exploration, globale Feldesentwicklung und Engineering, globale Produktion und operative Exzellenz sowie Major Projects. Er hat einen Masterabschluss in Erdölingenieurwesen der Technischen Universität Delft und begann seine Tätigkeit bei Wintershall im Jahre 2000. Er hatte verschiedene technische, operative und leitende Positionen in fünf Ländern inne. Im Jahr 2017 übernahm er die Verantwortung für die Aktivitäten in Norwegen als Geschäftsführer.

COMPLIANCE

Compliance-Programm

Unser Compliance-Programm basiert auf unserem Verhaltenskodex, der weltweit gültig ist. Seine Regeln leiten sich aus weltweit anerkannten Werten sowie internationalen Standards ab und umfassen den Umgang mit Menschen, Umwelt und Vermögenswerten, mit Informationen sowie mit Geschäftspartnern und Dritten. Zuallererst soll unser Compliance-Programm Verstöße verhindern, sei es in rechtlicher oder anderer Hinsicht in Bezug auf unseren Verhaltenskodex.

Aus diesem Grund sind alle Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter verpflichtet, zeitnah nach ihrem Eintritt in das Unternehmen und später regelmäßig an Schulungen teilzunehmen.

Verhaltenskodex

Mit ihrer langen Tradition hat Wintershall Dea die heutige Energiebranche entscheidend mitgeprägt. Diese Reputation kann jedoch nur dann dauerhaft bestehen, wenn wir uns bei unserem unternehmerischen Handeln an die durch den Verhaltenskodex gesetzten Maßstäbe halten und bereit sind, uns daran messen zu lassen.

Der Verhaltenskodex ist Grundlage aller unserer Geschäftsaktivitäten. Wintershall Dea setzt höchste Maßstäbe an ihre Geschäftspartner und erwartet, dass diese den Grundsätzen und vergleichbaren Leitlinien des Unternehmens gerecht werden. Entspricht ein Geschäftspartner diesen Anforderungen nicht, können wir geeignete Maßnahmen, bis hin zur Beendigung der Geschäftsbeziehung, ergreifen.

Compliance-Management

Unsere weltweite Compliance-Funktion setzt sich aus dem Chief Compliance Officer und der Abteilung Compliance und Datenschutz, die als globale Compliance-Manager fungieren, sowie aus lokalen Compliance-Managern in den Geschäftseinheiten zusammen. Der Chief Compliance Officer berichtet regelmäßig direkt an den Vorstandsvorsitzenden sowie an den Gesamtvorstand der Wintershall Dea über die Umsetzung von Compliance-Initiativen, über Schulungen und ggf. auch über Compliance-Vorfälle und wichtige Erkenntnisse.

Die Abteilung Compliance und Datenschutz ist verantwortlich für die Einhaltung weltweit geltender Vorschriften, das Compliance-Management-System sowie für Schulungsmaßnahmen. Lokale Compliance-Manager in den verschiedenen Business Units sind dafür verantwortlich, die Einhaltung unserer Bestimmungen und Standards vor Ort und in Abstimmung mit der globalen Compliance-Funktion sicherzustellen.

„Unser Verhaltenskodex zeigt, wie wir sein wollen und wie wir als verantwortungsvolles Unternehmen handeln. Unsere Unternehmenswerte und Prinzipien sind dabei nicht verhandelbar.“

Mario Mehren – Vorstandsvorsitzender

Compliance-Verstöße

Bei möglichen Verdachtsfällen sind unsere Mitarbeiter angehalten, frühzeitig Maßnahmen zu ergreifen und Rat zu suchen. Hierzu können sie sich an ihre Vorgesetzten, die Rechtsabteilung und die Compliance-Manager des Unternehmens wenden. Mitarbeiter und Dritte können auch – auf Wunsch anonym – unser digitales Hinweisgebersystem nutzen, um potenzielle Verstöße gegen Gesetze oder Unternehmensvorschriften zu melden. Unser Hinweisgeberportal ‚SpeakUp‘ ist in allen Sprachen der Länder verfügbar, in denen Wintershall Dea tätig ist.

Menschenrechte

Die Achtung der Menschenrechte in unseren Geschäftsbeziehungen ist eine wichtige Grundlage dafür, wie wir unsere gesellschaftliche Verantwortung wahrnehmen. Unsere Standards entsprechen den bestehenden Gesetzen und Vorschriften und orientieren sich an international anerkannten Grundsätzen.

Wintershall Dea strebt an, weltweit gemäß den international anerkannten Menschenrechten sowie wesentlichen Arbeits- und Sozialstandards zu handeln. Dazu gehören die Allgemeine Erklärung der Menschenrechte, die OECD-Leitsätze für multinationale Unternehmen, die ILO-Kernarbeitsnormen und die dreigliedrige Grundsatzklärung über multinationale Unternehmen und Sozialpolitik.

Als Mitglied des UN Global Compact unterstützen wir die zehn universellen Prinzipien, die nachhaltigen Entwicklungsziele der Vereinten Nationen und die Leitlinien der Vereinten Nationen zu Wirtschaft und Menschenrechten. Bei der Ausgestaltung unserer internen Regelungen und Prozesse orientieren wir uns an diesen Zielen und Prinzipien.

Daten- und Informationssicherheit

Beim Schutz von Informationen und Daten legt Wintershall Dea hohe Maßstäbe an, denn der Wert eines Unternehmens wird heute mehr denn je durch seinen Wissensbestand und sein Know-how bestimmt. Alle unsere Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter müssen sich daher bewusst sein, dass ihr eigenes gewissenhaftes Verhalten eine entscheidende Rolle für die Wahrung unserer Cybersicherheit spielt. Darüber hinaus sind wir gerade dabei, ein neues Schulungsprogramm für unsere Mitarbeiter zum Thema Cyber Security zu implementieren.

Partnerschaft mit Lieferanten

Wir setzen auf ein partnerschaftliches Miteinander, auch mit unseren Auftragnehmern. Wir streben langfristige Geschäftsbeziehungen an und haben ein zentrales Interesse daran, unsere Leistung durch gute Zusammenarbeit kontinuierlich zu verbessern. Unsere Lieferanten und Auftragnehmer wählen wir nicht nur nach wirtschaftlichen Kriterien aus. Auch Umweltschutz, Arbeitssicherheit und Sozialstandards fließen in die Bewertung neuer und bestehender Vertragsbeziehungen ein. Bei der Einhaltung dieser Standards stellt Wintershall Dea genauso hohe Anforderungen an ihre Auftragnehmer wie an die eigenen Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter. Daher ist für die Zusammenarbeit mit einem Lieferanten auch bedeutsam, dass er unseren Verhaltenskodex für Lieferanten akzeptiert.!

EIN ARBEITGEBER MIT VERANTWORTUNG

Alle Beschäftigten bei Wintershall Dea haben eine Mitverantwortung, den Wert des Unternehmens zu sichern und zu steigern. Eine leistungsfähige Produktion – sicher, effizient und zuverlässig – ist die Grundlage unseres Unternehmens. Wir arbeiten kontinuierlich daran, unseren wirtschaftlichen Erfolg durch ein aktives Asset-Management zu maximieren. Dabei erfüllen wir strengste Umwelt-, Gesundheits- und Sicherheitsstandards.

Unsere Personalstrategie spiegelt unsere Unternehmensstrategie und unsere Werte wider und setzt dabei drei Schwerpunkte: Wir fördern engagierte Mitarbeiter, kompetente Führungskräfte und zeitgemäße Arbeitsbedingungen. Wintershall Dea lebt als internationales Unternehmen eine Kultur der Integration und Chancengleichheit. So wollen wir das Leistungsvermögen unserer Mitarbeiter fördern und neue Talente für uns begeistern.

Unternehmenskultur

Wir legen großen Wert auf eine respektvolle Zusammenarbeit und ein angenehmes Arbeitsumfeld. Wir leben eine inklusive und vielfältige Unternehmenskultur, unterstützen unsere Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter zielgerichtet und individuell und ermöglichen eine gute Work-Life-Balance, sodass wir glauben, ihnen eine attraktive langfristige Perspektive bieten zu können.

Unsere Führungskräfte spielen bei der täglichen Umsetzung unserer Unternehmenskultur eine wichtige Rolle. Von ihnen erwarten wir, dass sie als Vorbilder agieren und für ein Umfeld sorgen, in dem unsere Belegschaft ihre Fähigkeiten, Kompetenzen und Karriereplanungen weiterentwickeln kann.

Mit Blick auf Vereinigungsfreiheit, Tarifverhandlungen und Sozialpartnerschaften gehen wir mit unserem Engagement über das hinaus, was der Gesetzgeber verlangt. Unsere betrieblichen Sozialleistungen entsprechen den lokalen Marktbedingungen und wir bieten flexible Arbeitszeiten, bezahlten Jahresurlaub und eine angemessene Ausübung disziplinarischer Befugnisse. Unsere vier Unternehmenswerte Vertrauen, Fürsorge, Aufgeschlossenheit und Mut legen fest, wie wir zusammenarbeiten wollen – als Team, mit unseren Stakeholdern und unseren Partnern. Deshalb prägen diese Werte die Kultur von Wintershall Dea und bilden die Basis hierfür.



Menschen befähigen
 Teamorientiert handeln
 Leidenschaft für
 Vielfalt pflegen

Beschäftigung

Wir verfügen über ein starkes und eingespieltes Team hochkompetenter Fachleute in allen maßgeblichen Disziplinen. Einige unserer Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter in Deutschland, Norwegen und Argentinien sind gewerkschaftlich organisiert. Wintershall Dea ist von ihrem guten Verhältnis zu ihren Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern und den beteiligten Gewerkschaften überzeugt. Die Anzahl der Mitarbeiter (Vollzeitäquivalente) der Wintershall Dea-Gruppe einschließlich aller vollkonsolidierten und anteilig konsolidierten Unternehmen ist um 334 von 2.847 zum 31. Dezember 2019 auf 2.513 zum 31. Dezember 2020 gesunken. Die Gesamtmitarbeiterzahl schloss zum 31. Dezember 2020 29 Trainees und 56 Auszubildende ein. Der Rückgang ist im Wesentlichen auf Umstrukturierungen zurückzuführen, insbesondere in Deutschland und Norwegen.

MITARBEITER NACH REGION 2020



¹ schließt FTEs in den Zentralen in Deutschland sowie in weiteren Konzernfunktionen ein

Betriebliche Altersversorgung

Durch unsere arbeitgeberfinanzierte betriebliche Altersversorgung leisten wir einen Beitrag zum Altersunterhalt unserer Mitarbeiter und bieten Unterstützung im Falle von Invalidität und Tod. Über unsere betriebliche Altersversorgung erhält jeder Mitarbeiter der Wintershall Dea GmbH nach Ablauf der Wartezeit eine persönliche Altersvorsorge. Die Höhe der betrieblichen Rente hängt von der Länge der Betriebszugehörigkeit und der Höhe des Arbeitsentgeltes ab.

Bei der Wintershall Dea GmbH und einigen der deutschen Konzernunternehmen wird die Grundversorgung unter anderem über die BASF Pensionskasse VVaG geleistet, einem rechtlich unabhängigen Versicherungsverein. Höhere betriebliche Versorgungszusagen werden über Pensionsrückstellungen beim entsprechenden Konzernunternehmen finanziert.

Ergänzend zur arbeitgeberfinanzierten Altersversorgung haben unsere Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter die Möglichkeit, über den Weg der Entgeltumwandlung eine arbeitnehmerfinanzierte Altersvorsorge zu treffen und so ihren Lebensstandard im Alter zusätzlich abzusichern. Bei Wintershall Dea können die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter Bruttoentgeltbestandteile wahlweise in den Anlageformen Pensionsfonds, Pensionskasse, Direktlebensversicherung und Direktzusage anlegen. Auch in einigen unserer Auslandsgesellschaften profitieren unsere Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter von Altersversorgungsregelungen.

“ Wir begrüßen Diversität und Inklusion. Denn Menschen arbeiten gerne für Unternehmen, in denen jeder Einzelne zählt und allen die gleichen Möglichkeiten geboten werden.

Thilo Wieland – Vorstandsmitglied

Vielfalt ist willkommen

Unterschiede machen uns stärker

Wir begrüßen und fördern Vielfalt, weil sie unsere Organisation stärkt. Unternehmen, die Menschen mit unterschiedlichen Werdegängen, Perspektiven und Herangehensweisen zusammenbringen, sind ihrer Konkurrenz in der Regel voraus. Wir stellen Menschen mit technischem als auch nichttechnischem Hintergrund ein, die einen Mehrwert für Wintershall Dea bringen – unabhängig von Nationalität, ethnischer Zugehörigkeit, Geschlecht, sexueller Orientierung, Alter, Behinderungen oder Religion/Weltanschauung.

Vielfalt und Integration

Wir bei Wintershall Dea sind überzeugt, dass Vielfalt zum Erfolg unseres Unternehmens beiträgt. Deshalb fördern wir eine integrative Unternehmenskultur und beschäftigen Menschen aus über 60 Nationen. Wir glauben, dass Mitarbeiter motivierter sind und sich stärker mit einem Unternehmen identifizieren, wenn ihr individueller Hintergrund respektiert und wertgeschätzt wird. So stärken wir die Leistungsfähigkeit und die Innovationskraft unserer Belegschaft und letztlich den Erfolg unseres Unternehmens.

Vielfalt und Gleichberechtigung sind Teil des Verhaltenskodex von Wintershall Dea. Durch die Unterzeichnung der Charta der Vielfalt in Deutschland im Mai 2019 haben wir auch öffentlich ein Zeichen für Vielfalt gesetzt. Das heißt in der Konsequenz, dass wir Diskriminierung oder die Ausgrenzung von Menschen aufgrund ihrer persönlichen Eigenschaften oder Vorlieben nicht tolerieren. Schulungen für Mitarbeiterinnen, Mitarbeiter und Führungskräfte zu Themen wie ‚Unbewusste Vorurteile erkennen‘ helfen, ein Bewusstsein für den Wert von Vielfalt und Integration zu schaffen.

Gleichstellung

Die Öl- und Gasindustrie ist traditionell eine Männerdomäne. Bei Wintershall Dea liegt der Frauenanteil bei ungefähr 30 % (Stand 31. Dezember 2020). Bis 2025 wollen wir den Anteil von Frauen in Führungspositionen (Top-2-Führungsebenen unterhalb des Vorstands) auf mehr als 30 % steigern. Eine der fünf Vorstandspositionen ist mit einer Frau besetzt.

Internationalität

Unsere Branche ist ausgesprochen international ausgerichtet. Für viele Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter gehört der Einsatz im Ausland zum Berufsalltag. Dies ist unverzichtbar für die Weiterentwicklung unseres Unternehmens. Heute arbeiten bei uns Menschen aus mehr als 60 Nationen. Diese Vielfalt soll sich auch auf der Führungsebene widerspiegeln. Es ist unser Ziel, einen hohen Anteil von Führungskräften aus anderen Ländern aufrechtzuerhalten (> 35 %).



Mehr zu Work-Life-Balance, Gesundheitsmanagement und Familie in unserem Nachhaltigkeitsbericht.



PORTFOLIO

NORDEUROPA

Wintershall Dea ist in Nordeuropa in den Ländern Deutschland, Norwegen, Großbritannien, den Niederlanden und Dänemark aktiv. Die gemeinsame Produktion lag 2020 bei 206 Tausend boe/Tag, als 2P-Reserven werden 820 Millionen boe ausgewiesen.



Historisch liegen unsere Wurzeln in Deutschland. Hier setzt Wintershall Dea seit mehr als einem Jahrhundert internationale Maßstäbe in der Erdgas- und Erdölförderung.

Mario Mehren – Vorstandsvorsitzender

Deutschland

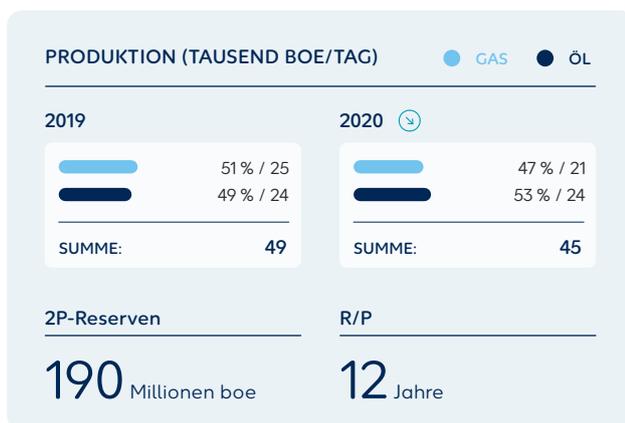
ÜBERSICHT

Die deutsche Öl- und Gasbranche sieht sich mit rückläufigen Fördermengen konfrontiert. Wir haben unsere Aktivitäten auf die wichtigsten von Wintershall Dea Deutschland betriebenen Förderstätten in Norddeutschland konzentriert: das Erdölfeld Mittelplate in Schleswig-Holstein, die Erdgasförderung in der Region Verden und die Ölförderung in Emlichheim (beide Standorte liegen in Niedersachsen). Unsere Förderstätten in Süddeutschland haben wir veräußert. Zusätzlich werden wir in Zukunft kleinere Beteiligungen in anderen Lizenzen veräußern entsprechend unserer Strategie für die Region.

WICHTIGSTE ASSETS

Mittelplate

Seit 1987 haben wir auf Mittelplate über 260 Millionen boe Öl gefördert. Die Produktion in einem sensiblen Ökosystem stellt besonders hohe Anforderungen an uns, denen wir jedoch in vollem Umfang gerecht werden. Mittelplate ist ein internationales Vorzeigeprojekt. 2020 lag der Schwerpunkt unserer Aktivitäten auf der Entwicklung der südlichen Ausprägung der bekannten Lagerstätte. Die Bohrtätigkeit in der Lagerstätte Dogger Beta wurde in 2020 fortgesetzt. Die Bohrung A-30 ist eine weitreichende, sogenannte Extended-Reach-Bohrung mit einer Länge von 7.920 Metern – eine der längsten Bohrungen, die jemals von unserer Bohrinnsel realisiert wurde. Wir planen hier im größten Ölfeld Deutschlands weitere Infill-Bohrungen niederzubringen, um Produktion und Reserven zu maximieren. Die im Rahmen solcher technisch komplexen Projekte auf der Mittelplate gewonnene Expertise liefert uns entscheidendes Know-how für internationale Folgeprojekte und wird von unseren Partnern weltweit hoch geschätzt.





Völkersen

Völkersen

Das Gasfeld Völkersen ist das größte Feld des Förderbetriebs Gas Nord und mit einem Anteil von rund 12 % an der deutschen Gasproduktion das produktivste Gasfeld in Deutschland. 1994 begann die Förderung in diesem Feld.

Das Hauptaugenmerk beim Gasfeld Völkersen liegt auf der Optimierung der Produktionsprozesse und der Fördermengen. Entscheidend für das Erreichen dieser Ziele ist der kontinuierliche Ausbau von untertägiger Ausrüstung und obertägigen Anlagen, z. B. durch die Installation von Velocity-Strings und die Bereitstellung zusätzlicher Gasverdichtungskapazitäten vor Ort. Unterstützt werden alle Maßnahmen durch die Automatisierung und Digitalisierung von Prozessen, sodass wir die Anlagen aus der Ferne überwachen und steuern können. 2020 wurde die Produktivität der Förderung aus diesem Feld durch Aufwältigung und Reperforationen für die nächsten Jahre gesichert.

Emlichheim

In Emlichheim an der deutsch-niederländischen Grenze liegt eines der ältesten Erdölfelder Deutschlands. Wintershall Dea fördert dort als Betriebsführer seit über 70 Jahren Erdöl. 2020 wurde eine 2019 begonnene Bohrkampagne mit vier neuen Bohrungen fortgesetzt, welche die Erdöllagerstätte Bentheimer Sandstein in einer Tiefe von 800 bis 900 Metern erschließen. Mit den neuen Bohrungen soll auch weiterhin eine stabile Produktion auf dem aktuellen Niveau gesichert werden. Wir erreichen dieses Ziel durch unsere weitreichenden Kenntnisse im Management alternder Ölfelder, durch optimiertes Lagerstättenmanagement und die fortlaufende Verbesserung der Produktionsprozesse. Im Sommer 2020 haben wir damit begonnen, eine neue Ölpipeline zwischen Emlichheim und Osterwald zu bauen. Diese ca. 14 Kilometer lange Ölpipeline wird den Bahntransport des Rohöls zur Raffinerie ersetzen. Durch die Pipeline werden die Betriebskosten reduziert und gleichzeitig die Umwelt- und Sicherheitsstandards verbessert.]

ÜBERBLICK DER WICHTIGSTEN ASSETS

FELD	Anteil WI	Produktionsstart	Betriebsführer
In Produktion			
Mittelplate	100 %	1987	Wintershall Dea
Völkersen	100 %	1994	Wintershall Dea
Emlichheim	90 %	1944	Wintershall Dea

CASE STUDY:
MITTELPLATE, GERMANY



EIN LEUCHTTURMPROJEKT FÜR INNOVATION

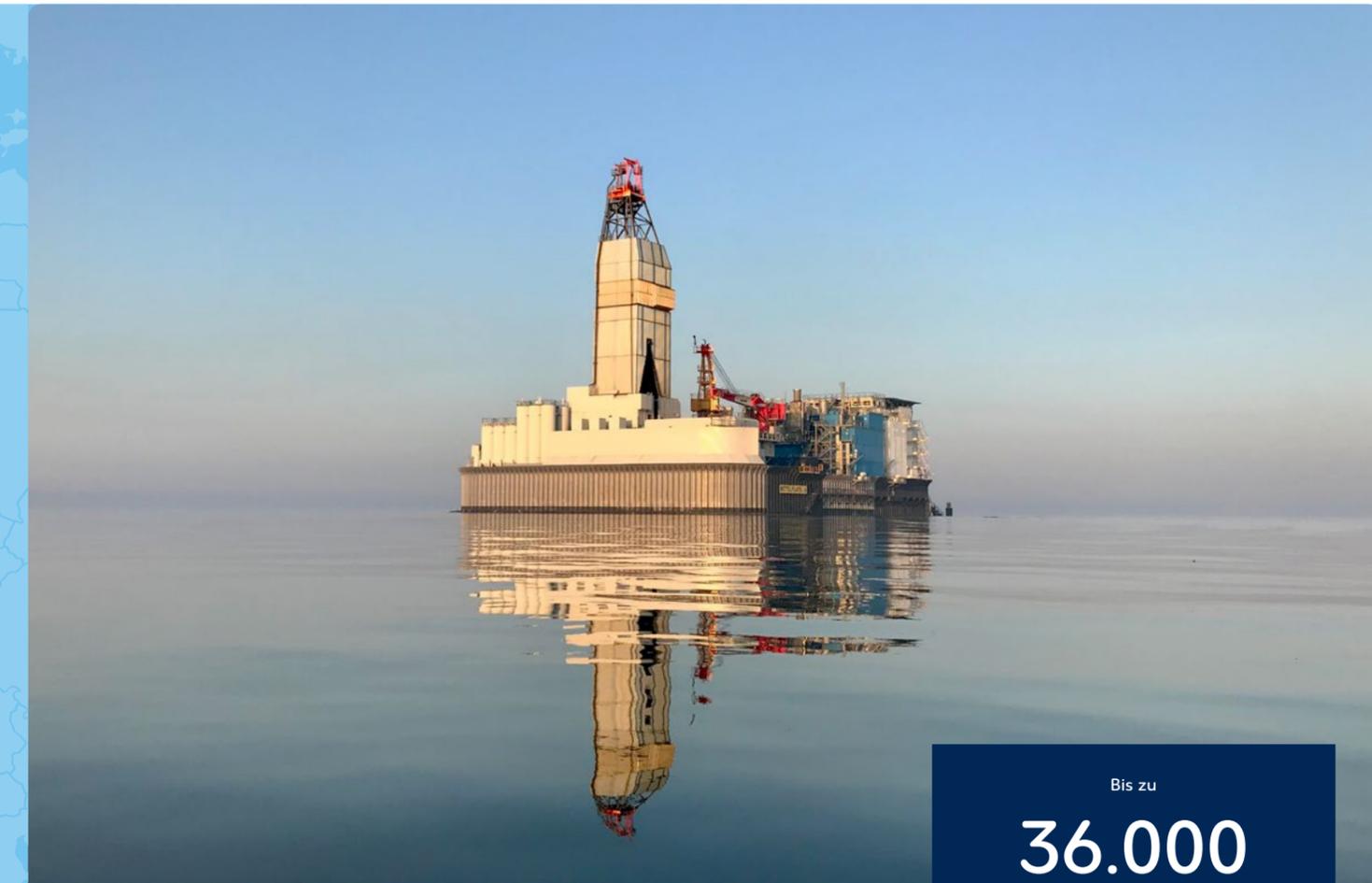
Seit mehr als 30 Jahren zeigen wir durch den störungsfreien Betrieb der Bohr- und Förderinsel Mittelplate im Nationalpark Schleswig-Holsteinisches Wattenmeer, wie sich die Grenzen des technisch Machbaren verschieben lassen. Das reibungslose Zusammenspiel von hochqualifiziertem Personal, modernster Technik und Digitalisierung gewährleistet eine effiziente Produktion bei niedrigen Betriebskosten, die die Umwelt so wenig wie möglich belastet.

Intelligentes Bohren:

Unsere besondere Expertise im Bereich der Echtzeit-Geosteuerung gewährleistet im Zusammenspiel mit intelligenten Tools, dass abgelenkte Bohrungen mit einer Länge von mehr als 7 km sehr präzise durchgeführt werden können. Hierdurch werden Bohrzeit und Kosten minimiert und eine genaue Platzierung der Bohrung in der Lagerstätte sichergestellt, wodurch die Umweltbelastung gesenkt wird.

Digitale Modellierung und Betriebsprozesse:

Digitale, dreidimensionale Darstellungen von Objekten oder Prozessen, sogenannte ‚Digitale Zwillinge‘, unterstützen die Betriebsabläufe und die weitere Entwicklung der Lagerstätte Mittelplate. Dies hilft uns dabei, potenzielle Probleme frühzeitig zu erkennen und zu vermeiden und künftige Bohrziele in der Lagerstätte zu ermitteln. Die Folge sind deutlich niedrigere Betriebs- und Wartungskosten.



Bis zu

36.000

Tonnen CO₂ werden pro Jahr durch die Umstellung der Stromversorgung von einer Gasturbine auf Ökostrom vom Festland eingespart.

Optimierte Betriebsabläufe:

Intelligente Cloud-Lösungen, die die integrierten Funktionen des Data Hub von Wintershall Dea nutzen, erleichtern die Steuerung und Überwachung der Bohraktivitäten aus der Ferne, senken die Personal- und Betriebskosten und erhöhen die Sicherheit deutlich.

Künstliche Intelligenz & maschinelles Lernen:

Komplexe Machine-Learning-Algorithmen erleichtern Vorhersagen dazu, wie sich Übertage- und Untertageanlagen in verschiedenen Einsatzbereichen verhalten. So können zum Beispiel Ausfallanzeichen von elektrischen Pumpen (ESP) frühzeitig erkannt und entsprechende Maßnahmen ergriffen werden. Durch diese und viele andere Anwendungen werden Wartungszyklen optimiert, die Betriebskosten gesenkt und die Produktion maximiert.

Null Emissionen:

Entsprechend unserem Null-Emissionen-Konzept haben wir kürzlich die Stromversorgung von Mittelplate von Gasturbinen auf erneuerbaren Landstrom umgestellt, wodurch jährlich 36.000 Tonnen CO₂ eingespart werden. Das entspricht der Menge, die entsteht, wenn man mit einem Durchschnittsfahrzeug mit einem CO₂-Ausstoß von 157 Gramm pro Kilometer die Erde 5.700 Mal umrundet. Die Versorgung von Mittelplate erfolgt künftig durch geräuschlose Logistikschiiffe mit Wasserstoffantrieb, die zu den ersten emissionsfreien Schiffen überhaupt gehören, die im Weltnaturerbe Wattenmeer eingesetzt werden. Hierdurch werden jährlich 275.000 Liter Dieselkraftstoff oder 700 Tonnen CO₂ eingespart.



☞ Norwegen stellt einen wesentlichen Teil unseres Portfolios dar und das wird auch so bleiben.

Dawn Summers – COO

Norwegen

ÜBERSICHT

Norwegen ist der zweitwichtigste Erdgas- und Erdöllieferant für Europa. Wintershall Dea engagiert sich seit über 45 Jahren auf dem norwegischen Kontinentalschelf und ist heute eines der führenden Gas- und Ölunternehmen im Land. Die Wintershall Dea-Gruppe hält aktuell mehr als 100 Lizenzen zur Aufsuchung und Erschließung von Kohlenwasserstoffen und ist in 33 dieser Lizenzen Betriebsführer. Das Portfolio wird mit intelligenten technischen Lösungen weiter ausgebaut. Hierzu gehören modernste Unterwassertechnologie für die Entwicklung und Produktion sowie energiesparende Hybrid-Batterielösungen, die wir auf unseren Bohranlagen und Schiffen einsetzen.

Im Rahmen ihrer Feldesaktivitäten in Norwegen hat die Wintershall Dea bedeutende technische Fähigkeiten in den Bereichen Projektmanagement, Offshore-Betrieb, Unterwassertechnologie und Digitalisierung entwickelt.

Unser Portfolio in Norwegen umfasst eine Reihe von produzierenden Feldern in unterschiedlichen Lebenszyklusphasen sowie die wichtigen Entwicklungsprojekte Nova, Dvalin und Njord.

AUSGEWÄHLTE, WICHTIGE ASSETS

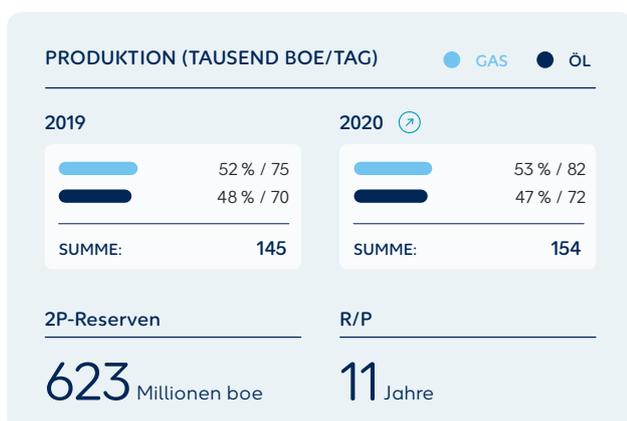
Vega

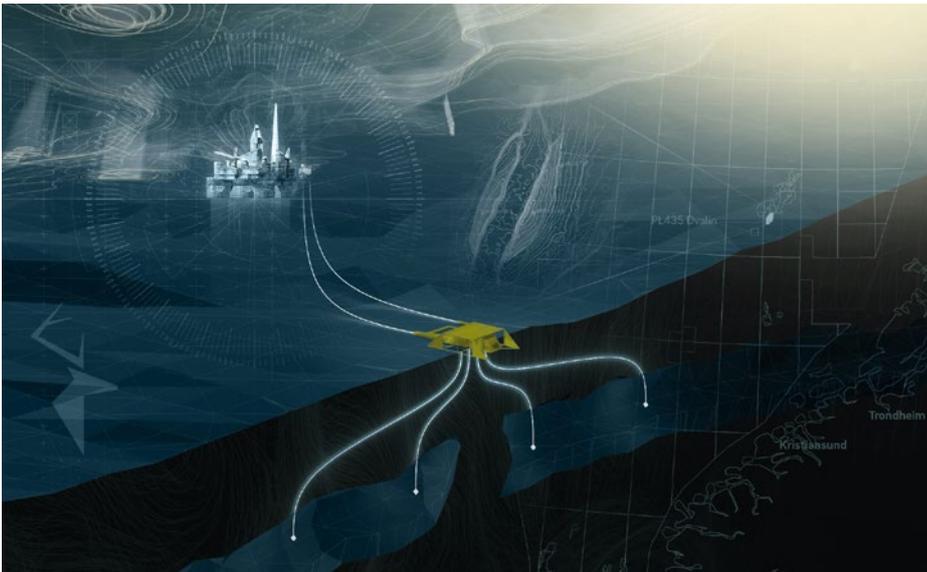
Vega ist ein von Wintershall Dea operiertes Gas- und Gas-kondensatfeld im nördlichen Teil der Nordsee und liegt 28 km westlich des Gjøa-Feldes. Die Wassertiefe in diesem Gebiet beträgt 370 Meter. Vega wurde 1981 entdeckt und besteht aus drei separaten Lagerstätten: Vega North, Vega Central und Vega South. Das Feld wurde mit drei Subsea-Templates mit je vier Slots erschlossen, die alle mit der Verarbeitungsanlage auf dem Gjøa-Feld verbunden sind. Insgesamt wurden sechs Produktionsbohrungen abgeteuft. Seit 2010 werden hier Gas und Öl gefördert. Vega zeichnet sich besonders durch seine sehr geringen Treibhausgasemissionen aus, die auf dem Entwicklungskonzept und dem sehr effizienten Betrieb basieren.

In den Jahren 2021 und 2022 ist es geplant, drei Infill-Bohrungen über die bestehenden Subsea-Templates abzuteufen, um die Produktion aus dem Feld zu erhöhen und vollständig auszuschöpfen.

Brage

Brage ist ein eigenoperiertes Feld im nördlichen Teil der Nordsee. Seit 1993 fördert die Bohranlage Brage Erdöl aus diesem Feld. Das Öl wird per Pipeline ins nahe gelegene Oseberg-Feld transportiert. 2013 übernahm Wintershall Dea die Betriebsführung. Die seitdem durchgeführten Bohrungen gehören zu den bislang effizientesten ihrer Art und dienen auch zur Erschließung neuer Bereiche des Feldes. Dank optimierter Förderprozesse und effizienter Infill-Bohrungen ist davon auszugehen, dass das Feld bis mindestens 2030 in Betrieb bleiben wird.!





Schematische Darstellung
des an die Heidrun-Plattform
angeschlossenen Dvalin-Feldes

Seit Übernahme der Betriebsführerschaft wurden die Produktionskosten von über einer Milliarde NOK pro Jahr um etwa 35 % reduziert. Dies wurde durch Optimierung und Priorisierung der zu erledigenden Arbeiten erreicht. Des Weiteren kommen neue Technologien, wie Digitalisierung und Methoden zur vorausschauenden Instandhaltung, zum Einsatz, die zu reduzierten Kosten führen. Operative Aufgaben werden durch verbesserte Planung und Ausführung in einer auf Kollaboration beruhenden Arbeitsweise der On- und Offshore-Teams optimiert und führen zu reduzierten Mannstunden. Zudem hat die enge Zusammenarbeit mit unseren externen Dienstleistern im Bereich der Offshore-Aufgabenteilung zu verringerten Offshore-Mannstunden geführt.

Aasta Hansteen

Aasta Hansteen (Betriebsführer: Equinor) ist das tiefste Feld auf dem norwegischen Kontinentalschelf. Es liegt im nördlichen Teil der Norwegischen See, und die Wassertiefe in diesem Gebiet beträgt etwa 1.270 Meter. Das Feld besteht aus vier auf dem Meeresgrund installierten Fördereinrichtungen, sogenannten Subsea-Templates, die an eine am Meeresboden verankerte, schwimmende SPAR-Plattform mit einem vertikalen zylindrischen Rumpf angebunden sind. Hierbei handelt es sich um die größte SPAR-Plattform der Welt. Die Förderung begann im Dezember 2018, und die Verarbeitungskapazität wurde kontinuierlich durch Prozessoptimierungen erhöht, wodurch der tägliche Gasexport von der Plattform gestiegen ist. Es gibt Entwicklungspläne für künftige Anbindungen, einschließlich künftiger und bestehender Fündigkeiten, wie zum Beispiel das Feld Asterix, an dem Wintershall Dea ebenfalls Anteile hält.

Gjøa

Gjøa (Betriebsführer: Neptune Energy) ist ein Gas- und Ölfeld in der Nordsee, das im Jahr 1989 entdeckt wurde. Die Wassertiefe in diesem Gebiet beträgt 360 Meter. 2010 wurde mit der Förderung begonnen. Das Projekt umfasst vier Unterwasser-Templates mit elf Produktionsbohrungen, die an eine Halbtancheranlage zur Ölförderung und -verarbeitung angebunden sind. Die Gjøa-Anlage wird zum Teil von Land aus mit Strom versorgt und weist deshalb geringe Emissionen und einen niedrigen CO₂-Ausstoß auf. Unsere eigenoperiertes Vega-Feld ist zur Verarbeitung und zum Export an die Gjøa-Anlage angebunden.

Weitere Projekte, die sich aktuell in der Entwicklung befinden, sind unser eigenoperiertes Feld Nova, das Gjøa P1-Projekt und das nahegelegene Duva-Projekt. Alle drei werden ebenfalls an die Gjøa-Anlage angebunden und werden voraussichtlich in den Jahren 2021/2022 die Produktion aufnehmen.



Ein Schiff liefert Templates für das Nova-Projekt in der norwegischen Nordsee. Im Hintergrund die Plattform Gjøa.

Skarv

Das Einzugsgebiet des Skarv-Feldes (Betriebsführer: AkerBP) umfasst mehrere Gas- und Ölvorkommen: Skarv, Idun, Ærfugl und Gråsel. Skarv liegt in der Norwegischen See, etwa 45 km nördlich des Heidrun-Felds. Skarv wurde 1998, Idun im Jahr 1999 entdeckt. Die Förderung begann im Dezember 2012. Die Wassertiefe in diesem Gebiet beträgt zwischen 350 und 450 Meter.

Die Erschließung von Skarv besteht aus einer speziell angefertigten großen FPSO-Anlage zur schwimmenden Förderung und Entladung, fünf Unterwasser-Templates mit 24 Förderstellen und derzeit 15 Unterwassererschließungsbohrungen. Die Gasverarbeitungskapazitäten der FPSO-Anlage wurden ausgebaut, um weitere Anbindungen zu ermöglichen und die Lebensdauer des Feldes zu verlängern. Zu den Projekten, die künftig angebunden werden sollen, gehören unter anderem das Entwicklungsprojekt Ærfugl Phase 2 mit zwei zusätzlichen Unterwasserbohrungen und das Ende 2020 genehmigte Entwicklungsprojekt Gråsel, das eine Produktionsbohrung und eine Injektionsbohrung umfasst.

Ærfugl

Das Gasfeld Ærfugl ist an die Skarv-Einheit angebunden. Der Entwicklungs- und Betriebsplan (PDO) wurde im April 2018 vom Energieministerium genehmigt. Die Wassertiefe in diesem Gebiet beträgt zwischen 350 und 450 Meter.

Die Entwicklung des Ærfugl-Projekts erstreckt sich über zwei Phasen. In Phase 1 wurde der südliche Teil des Ærfugl-Feldes erschlossen und im November 2020 mit der Produktion begonnen. In Phase 2, die sich auf den nördlichen Teil des Feldes erstreckt, ist die erste Bohrung früher als ursprünglich geplant im April 2020 in Produktion genommen worden. Die übrigen beiden Bohrungen für Phase 2 sollen 2021 in Produktion gehen. Das Projekt liegt

im Zeit- und Budgetrahmen und trägt zu einer Senkung der bei der Förderung im Skarv-Feld anfallenden CO₂-Emissionen um 30–40 % je gefördertem Fass Öläquivalent bei.

Snorre

Das Snorre-Feld wurde 1979 in der Tampen-Region in der nördlichen Nordsee, rund 140 Kilometer westlich von Florø, entdeckt und besteht aus Snorre A und B. Die Wassertiefe in diesem Gebiet beträgt 300–350 Meter. Snorre A im südlichen Teil des Feldes ist eine schwimmende ‚Tension Leg Platform‘ (TLP) auf Stützfüßen und dient als Unterkunft für das Bohrpersoneel und als Bohr- und Verarbeitungsbetrieb. Die Förderung auf Snorre A wurde im Jahr 1992 aufgenommen. 2001 begann die Förderung aus Snorre B im nördlichen Bereich des Feldes auf einer Halbtancheranlage mit integriertem Bohr- und Verarbeitungsbetrieb sowie Unterkünften für das Personal. 2018 erhielten Snorre A und Snorre B die Genehmigung, die Anlagen bis 2040 weiter nutzen zu dürfen. 2018 wurde das Snorre-Expansionsprojekt genehmigt und ging im Dezember 2020 mit den ersten fünf Bohrungen in den Förderbetrieb über. Diese Unterwasseranbindung an Snorre A besteht aus sechs Subsea-Templates mit je vier Bohrungen, sodass sich die Förderdauer von Snorre erheblich verlängert.

Die Energieversorgung in Snorre wird künftig durch erneuerbare Energie aus der schwimmenden offshore Windanlage ‚Hywind Tampen‘ erfolgen. Das Projekt befindet sich aktuell in der Entwicklung und wir rechnen mit der Inbetriebnahme in 2022. [↓](#)



Das Nova-Topside-Modul

AUSGEWÄHLTE WACHSTUMSPROJEKTE

Nova

Nova ist unser eigenoperiertes Feld im nördlichen Teil der Nordsee, 17 km südwestlich des Gjøa-Feldes. Die Wassertiefe in diesem Gebiet beträgt 370 Meter. Für die Erschließung werden zwei Subsea-Templates mit vier Slots, die an die Gjøa-Plattform angebunden sind, zum Einsatz kommen. Von den beiden Templates mit jeweils drei Bohrungen ist eins für die Ölförderung und eins für die Wasserinjektion vorgesehen. Die Kohlenwasserstoffe aus dem Feld werden mittels Druckunterstützung durch Wasser- und Gasinjektion gefördert, wofür Gjøa das benötigte Wasser und Gas bereitstellt. Das Öl wird zur Verarbeitung und zum Export per Pipeline an die Gjøa-Plattform geleitet. Von dort erfolgt der Weitertransport über die Troll-Öl-Pipeline II nach Mongstad. Das geförderte Gas wird über die FLAGS-Pipeline nach St. Fergus in Großbritannien exportiert.

2020 haben wir mehrere wichtige Meilensteine für Nova innerhalb des Zeitplans erreicht. Wir haben die Unterwasseranlagen auf sichere Weise installiert, ein 740 Tonnen schweres Verarbeitungsmodul auf Gjøa in Betrieb genommen und die erforderlichen Steigleitungen zur Gjøa-Plattform verlegt. Die nötigen Bohraktivitäten wurden aufgenommen und Nova soll voraussichtlich in der zweiten Hälfte des Jahres 2022 in Produktion gehen.

Dvalin

Dvalin ist unser eigenoperiertes Gasfeld im zentralen Teil der Norwegischen See, nördlich der Heidrun-Plattform, und besteht aus den beiden separaten Strukturen Dvalin East und Dvalin West. Die Wassertiefe beträgt 400 Meter. Das Entwicklungsprojekt besteht aus einem Subsea-Template mit vier Gasbohrungen, die an die Heidrun-Plattform angeschlossen sind. Das Gas wird zur Heidrun-Plattform transportiert, wo es in einem neuen speziellen Gasverarbeitungsmodul verarbeitet wird. Anschließend wird es über eine neue Pipeline von Heidrun zur Polarled-Pipeline

weitertransportiert, die das Gas zur Erdgasaufbereitungsanlage Nyhamna exportiert. Die Produktionsbohrungen wurden im August 2020 erfolgreich abgeschlossen. Der Förderbeginn erfolgte wie vorgesehen Ende 2020. Während der Inbetriebnahme ergaben Messungen jedoch, dass der Quecksilbergehalt im geförderten Gas den im System maximal zulässigen Wert übersteigt. Zurzeit wird an einer technischen Lösung gearbeitet. Es wird erwartet, dass die kommerzielle Produktion in der zweiten Hälfte des Jahres 2022 erfolgen wird.

In der Umgebung von Dvalin haben wir weitere Projekte ermittelt, die sich für möglichen Anbindungen eignen, z. B. nördlich des Dvalin-Feldes. Hier werden wir in 2021 eine Bohrung abteufen. Im Falle einer Fündigkeit erwarten wir signifikante, zusätzliche Volumina, die bei Erschließung aufgrund der Nähe zu Dvalin von Synergieeffekten profitieren werden.

Njord

Njord Future ist ein großes, von Equinor betriebenes Wiedererschließungsprojekt, das die Förderung aus dem Njord-Feld für weitere 20 Jahre sichern soll. Die im Feld eingesetzte Plattform Njord A ist eine schwimmende Stahlplattform und verfügt über ein integriertes Deck zur Bohrung und Verarbeitung sowie Unterkünfte für die Besatzung. Njord B ist ein Lagerschiff (FSU). Aufgrund umfangreicher Modernisierungen der Plattform und des Lagerschiffs an Land liegt die Produktion im Njord-Feld seit 2016 still. Sobald die Produktion im Feld wieder anlaufen kann, erfolgen im Rahmen des Njord-Future-Projekts die Wiederanbindung des fremdoperierten Feldes Hyme und die Neuansbindung der beiden fremdoperierten Felder Bauge und Fenja an die Njord-Plattform. Die Inbetriebnahme der Njord-Infrastruktur wird voraussichtlich in der ersten Hälfte des Jahres 2022 erfolgen.!

EXPLORATION

Wir sind derzeit in Norwegen an 56 Explorationslizenzen beteiligt. 18 davon liegen in der Nordsee (sechs als Betriebsführer) und 28 in der Norwegischen See (elf als Betriebsführer). Weitere zehn Lizenzen befinden sich in der Barentssee (eine als Betriebsführer). Neun dieser Explorations-Lizenzen wurden im Rahmen der APA-Lizenzrunde 2019 im Januar 2020 vom Norwegischen Energieministerium an Wintershall Dea vergeben, drei davon als Betriebsführer. Des Weiteren erhielten wir zusätzlich 16 Lizenzen im Rahmen der APA-Lizenzrunde 2020 im Januar 2021 zugeteilt.

2019/2020 hat die Wintershall Dea-Gruppe insgesamt 15 Explorations- und Appraisalbohrungen abgeteuft und an zwei Lizenzrunden teilgenommen. 2019/2020 war die Gruppe zudem an sieben möglicherweise wirtschaftlich förderbaren Fündigkeiten beteiligt (bisherige kommerzielle Erfolgsrate: 47 %).

Wir haben unsere Explorationsaktivitäten aus den Vorjahren fortgesetzt und 2019 sieben Bohrungen abgeschlossen, von denen zwei zu möglicherweise wirtschaftlich förderbaren Fündigkeiten in der Nähe des Edvard-Grieg-Feldes (Wintershall Dea Anteil 15 %) und einer im Lizenzgebiet PL782S führten. 2020 war die Gruppe an acht Explorations- und Appraisalbohrungen beteiligt, die zu vier möglicherweise wirtschaftlich förderbaren Funden führten. Zwei dieser Fündigkeiten liegen in der Nähe der Lizenz PL089 und der Felder Snorre, Tordis und Vigdis. Die beiden anderen Fündigkeiten waren die erfolgreichen Explorationsbohrungen Iving und Bergknapp - bei letzterer ist Wintershall Dea Betriebsführer.

Im Einklang mit unserem aktiven, globalen Portfoliomanagement haben wir auch Anteile an einigen Explorationslizenzen veräußert.

ÜBERBLICK AUSGEWÄHLTER ASSETS

FELD	Anteil WI	Produktionsstart	Betriebsführer
In Produktion			
Vega	57 %	2010	Wintershall Dea
Brage	35 %	1993	Wintershall Dea
Maria	50 %	2018	Wintershall Dea
Aasta Hansteen	24 %	2018	Equinor
Gjøa	28 %	2010	Neptune Energy
Skarv	28 %	2012	Aker BP
Ærfugl	28 %	2020	Aker BP
Snorre	9 %	1992	Equinor
Edvard Grieg	15 %	2018	Lundin
In Entwicklung			
Dvalin	55 %		Wintershall Dea
Nova	45 %		Wintershall Dea
Njord	50 %		Equinor

Großbritannien, Niederlande und Dänemark

ÜBERSICHT

Der Großteil unserer Aktivitäten in Großbritannien, den Niederlanden und Dänemark basiert auf Wintershall Deas 50-prozentiger Beteiligung an Wintershall Noordzee (ein 50:50-Joint-Venture mit Gazprom International). Diese Aktivitäten sind in der Bilanz von Wintershall Dea nach der Equity-Methode ausgewiesen.

Niederlande

Wintershall Dea ist seit über 50 Jahren in der niederländischen Nordsee aktiv. Das Unternehmen gehört als Betreiber von 15 Produktionsplattformen und vier Unterwasseranlagen zu den größten Erdgasproduzenten der Niederlande. Wintershall Noordzee ist ein vollwertiger Betriebsführer mit Wertschöpfung entlang des kompletten E&P-Lebenszyklus. Zum Portfolio des Unternehmens gehören die kürzlich erschlossenen, eigenoperierten Erdgasfelder Sillimanite und Sillimanite South, die sich entlang der Seegrenze zwischen den Niederlanden und Großbritannien erstrecken. Im Februar 2020 begann die Gasförderung aus der ersten Bohrung im Feld Sillimanite. Hierbei werden die Aufbauten der stillgelegten niederländischen Plattform E18-A weiterverwendet. Im Juli 2020 wurde eine weitere Feldesentwicklungsbohrung abgeteuft und angebunden, um die Produktion zu steigern. Im Dezember 2020 wurde eine erfolgreiche Explorationsbohrung im Feld Sillimanite South, die nach der zweiten Sillimanite-Bohrung fündig wurde, in Produktion genommen.

Wintershall Noordzee ist federführend in Bezug auf niedrige Betriebskosten und eine effiziente Betriebsführung offshore. Unterstützt wird dies durch das hochmoderne Kontrollzentrum in Den Helder, von dem die Offshore-Anlagen gesteuert werden.

Im Laufe der Jahre hat Wintershall Noordzee außerdem eine Führungsrolle bei der Wiederverwertung und Stilllegung von Anlagen übernommen. So wurden in jüngster Zeit die Aufbauten von acht Plattformen an neuen Standorten wiederverwendet und acht weitere Anlagen vollständig stillgelegt und rückgebaut. 2020 wurden die Produktionsplattformen F16-A und A6-A nach mehr als 20 Jahren zuverlässigem Betrieb stillgelegt und in den Lighthouse-Modus überführt. Da Wintershall Noordzee in einem weitgehend erschlossenen Gebiet in der niederländischen Nordsee tätig ist, stehen weiterhin die sichere Stilllegung von Plattformen und die Straffung der betrieblichen Aktivitäten im Vordergrund.

Wintershall Dea sieht ihre weiteren betrieblichen Aktivitäten in den Niederlanden als Prototyp für die Umsetzung von CCS-Projekten und die künftige Gestaltung der Energiewende an. Die ausgeförderten Felder unserer Tochtergesellschaft Wintershall Noordzee haben ein bedeutendes Speicherpotenzial für CO₂ und liegen in der Nähe zu den CO₂-Verursachern an Land. Die Projektrealisierung wird durch das regulatorische System in den Niederlanden, das eines der fortschrittlichsten in Europa ist, unterstützt.



Austausch des Oberdecks
auf der Plattform
Sillimanite

Dänemark

Wintershall Noordzee ist bereits seit Jahrzehnten vor der Küste Dänemarks aktiv. Die südliche Nordsee spielt nach wie vor eine wichtige Rolle in der europäischen Energieversorgung. Wintershall Noordzee evaluiert derzeit die weiteren Phasen der ‚Greater Ravn‘-Entwicklung. Wintershall Noordzee verfügt zudem über zwei hochinteressante Prospekte in unmittelbarer Nähe des Ravn-Felds.

Zusätzlich zu den von Wintershall Noordzee in Dänemark gehaltenen Lizenzen ist Wintershall Dea an drei kleineren Ölfeldern (Cecilie, Nini und Nini East) im dänischen Zentralgraben beteiligt. Im Nini-Feld planen wir mit der Umsetzung des Greensand-Projektes unsere CCS-Aktivitäten in Dänemark aufzunehmen.

Großbritannien

Wintershall Noordzee hält mehrere Lizenzen in Großbritannien und ist jeweils Betriebsführer. Im Zentrum der Produktion steht das 2008 entdeckte, eigenoperierte Feld Wingate, in dem mithilfe einer normalerweise unbemannten Plattform Gas gefördert wird.

In Zukunft wird die Erweiterung der ‚Greater Wingate Area‘ der wichtigste Bestandteil des britischen Portfolios von Wintershall Noordzee sein. Dem Unternehmen wurden im September 2020 im Rahmen der 32. Lizenzrunde in Großbritannien drei neue Lizenzen in diesem Gebiet zugesprochen, die das Potenzial haben, neues Gas zur Produktionsplattform D12-B und damit in die Niederlande zu bringen.

ÜBERBLICK DER WICHTIGSTEN ASSETS

FELD	Land	Anteil WI	Produktionsstart	Betriebsführer
In Produktion				
Wingate	Großbritannien	25 %	2011	Wintershall Noordzee ¹
Nini	Dänemark	43 %	2003	INEOS
Cecilie	Dänemark	44 %	2003	INEOS
Sillimanite	Niederlande	40 %	2020	Wintershall Noordzee ¹

¹ Joint Venture zwischen Wintershall Dea (50 %) und Gazprom International (50 %)



PORTFOLIO

RUSSLAND

In Russland ist Wintershall Dea in Westsibirien und in Südrussland aktiv, mit einer Gesamtproduktion von 295 Tausend boe/Tag und einer 2P-Reservenbasis von 2.155 Millionen boe.



Wintershall Dea ist seit 30 Jahren in Russland aktiv, insbesondere durch die sehr erfolgreiche Partnerschaft mit Gazprom.

Thilo Wieland – Vorstandsmitglied

ÜBERSICHT

Russland ist eines der rohstoffreichsten Länder der Erde. Es verfügt über die weltweit größten bekannten Erdgasvorkommen und die sechstgrößten Ölreserven.

Wintershall Dea ist in mehreren Joint-Venture-Projekten in der Exploration und Produktion von Kohlenwasserstoffen in Westsibirien und in Südrussland aktiv.

Mit Gazprom verbindet uns seit 30 Jahren eine erfolgreiche Partnerschaft, die zunächst den gemeinsamen Erdgashandel sowie den Bau von Erdgaspipelines und -speichern in Westeuropa umfasste. Später kamen auch E&P-Projekte in Russland und auf der ganzen Welt hinzu. Beide Gesellschaften sind erfolgreich an drei Gemeinschaftsunternehmen beteiligt. Zwei davon haben ihren Betrieb im Urengoy-Feld, einer der drei weltweit größten Lagerstätten für Gas und Kondensat, die in Westsibirien rund 3.500 Kilometer nordöstlich von Moskau liegt. Um das Kerngeschäft der Joint Ventures voranzubringen, setzen Wintershall Dea und Gazprom auf den gegenseitigen Austausch von Erfahrungen und Know-how.

AO Achimgaz ist ein Joint Venture der Gazprom-Tochter Gazprom Dobycha Urengoy und Wintershall Dea, an dem beide mit je 50 % beteiligt sind. Das Gemeinschafts-

unternehmen produziert Erdgas und Kondensat aus der technisch anspruchsvollen Achimov-Formation. Das Joint Venture arbeitet nach einem risikobasierten Servicemodell: Achimgaz arbeitet für den Feldlizenznehmer LLC Gazprom Dobycha Urengoy und erhält eine Gebühr für die Produktion von Achimov Block 1A. Außerdem erhält es eine Gebühr für Entwicklungsdienstleistungen als Generalunternehmer für LLC Achim Development (ein Joint Venture zwischen Gazprom und Wintershall Dea zur Entwicklung und Inbetriebnahme der Achimov-Blöcke 4A und 5A). Die Ergebnisse von Achimgaz werden anteilig im Konzernabschluss von Wintershall Dea konsolidiert (50 %).

PJSC LUKOIL ist ein weiterer Partner von Wintershall Dea in Russland. Mit LUKOIL ist Wintershall Dea am Joint Venture Wolgodeminoil in der Nähe von Wolgograd beteiligt.

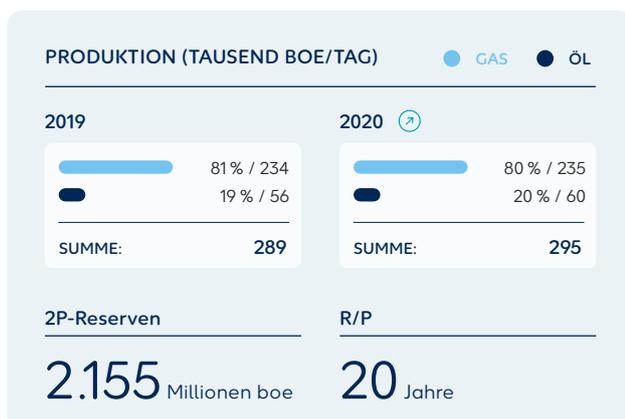
WICHTIGSTE ASSETS

Achimov 1A

Achimov 1A ist das nach Reserven und Produktion größte Feld im Portfolio von Wintershall Dea.

2020 hat Achimgaz seine Kohlenwasserstoffproduktion weiter ausgebaut und sein jährliches Produktionsplateau von rund 11 Milliarden Kubikmeter Erdgas und über 4 Millionen Tonnen Gaskondensat erreicht. Zum Erreichen dieses Rekordniveaus wurden die Kapazitäten der Achimgaz-Aufbereitungsanlage UKPG-31 erweitert und ein zusätzlicher Prozessstrang in Betrieb genommen. Seit dem Produktionsbeginn im Jahr 2008 hat das Joint Venture insgesamt mehr als 50 Milliarden Kubikmeter Erdgas und 20 Millionen Tonnen Gaskondensat gefördert.

Wintershall Dea hat einen signifikanten Beitrag zur Wertsteigerung im Achimov-Feld geleistet. Dieser zeigt sich im Besonderen durch das Einbringen technischer Expertise, wie beispielsweise durch anspruchsvolle Bohrloch-Simulationen und Produktionsoptimierungsmaßnahmen.





Achimov: Im Urengoy-Feld steigern wir weiterhin auch unter extremen Bedingungen unsere Produktion

Achimov 4A und 5A

LLC Achim Development ist ein Joint Venture zwischen Gazprom (74,99 %) und Wintershall Dea (25,01 %) zur Entwicklung der Achimov-Blöcke 4A und 5A im Urengoi-Feld. Das Joint Venture fördert Erdgas und Kondensat, wobei Achim Development für den Feldlizenznehmer LLC Gazprom Dobycha Urengoy tätig ist.

Im April 2018 wurde Achim Development gegründet, um mit der ersten Bauphase mit 40 Produktionsbohrungen zu beginnen. Aufgrund der umfassenden Erfahrung und Expertise aus der Feldesentwicklung von Achimov 1A wurde Achimgaz beauftragt, als Generalunternehmer die erste Entwicklungsphase zu übernehmen. Der erfolgreiche Produktionsstart der ersten Entwicklungsphase erfolgte im Januar 2021 und das Projekt befindet sich in der Phase der Inbetriebnahme. Die vollständige Feldesentwicklung begann bereits im Jahr 2020 und umfasst die Durchführung und Anbindung von mehr als 100 zusätzlichen Produktionsbohrungen in den kommenden Jahren. Die Entwicklung dieser Bohrungen stellt einen wichtigen Meilenstein in der erfolgreichen Erschließung der Achimov-Formation dar und wird die Produktionszahlen von Wintershall Dea in Russland erheblich steigern.

Juschno Russkoje

OAO Severneftegazprom, ein Joint Venture von Gazprom, Wintershall Dea und OMV, hält die Juschno-Russkoje-Lizenz und betreibt das Juschno-Russkoje-Feld. Das Feld wurde vor gut 50 Jahren, im November 1969, in der Nähe des Polarkreises entdeckt. Seit seiner Inbetriebnahme im Jahr 2007 wurden bereits nahezu 300 Milliarden Kubikmeter Gas gefördert.

Die Förderung aus 139 Bohrungen in der Cenoman-Schicht und aus den Bohrungen in der Turon-Schicht in diesem Feld wird ausschließlich an Gazprom verkauft. Die Ergebnisse von Severneftegazprom sind in den Abschlüssen von Wintershall Dea nach der Equity-Methode ausgewiesen. Wir verkaufen unseren Anteil an der Produktion über unsere Handelsgesellschaft YRGM Trading an Gazprom und konsolidieren dieses Ergebnis in der Wintershall Dea-Gruppe vollständig.

Bisher hat Severneftegazprom Gas überwiegend aus der sogenannten Cenoman-Schicht der Lagerstätte gefördert, doch derzeit läuft die Erschließung weiterer Schichten. Ende 2011 unternahm das Joint Venture erste Testbohrungen in der Turon-Schicht. Zwischen 2020 und 2033 sollen im Rahmen des Förderbeginns aus dieser Schicht über 120 neue Bohrungen (22 wurden bereits im Jahr 2020 realisiert) abgeteuft werden, um die Plateauförderung aus dem Feld Juschno Russkoje zu verlängern.¹

Derzeit bereiten die Joint-Venture-Partner die Umsetzung eines digitalen Zwillings vor, um die Gasproduktion aus der Cenoman- und Turon-Schicht der Lagerstätten zu optimieren. Ein digitaler Zwilling – oder auch Digital Twin – ist eine dynamische, digitalisierte Abbildung der Lagerstätte und der oberirdischen Anlagen, mit deren Hilfe die Betriebskosten reduziert und gleichzeitig Zuverlässigkeit und Produktion gesteigert werden können. Für optimierte Entscheidungsprozesse im Betrieb sorgt der Einsatz von künstlicher Intelligenz.

Wintershall Dea hat sich zu der fortgesetzten Steigerung der Fördermengen verpflichtet, indem sie den Einsatz modernster Technologien aktiv unterstützt, etwa durch die Entwicklung eines Modells zur Optimierung der Produktion.

EXPLORATION

Seit April 2014 testet Severneftegazprom auch die bis zu 4.000 Meter tiefen Sandsteinschichten in der Unterkreide und dem Jura. 2017 wurden sechs Explorationsbohrungen abgeschlossen. 2020 wurde eine neue Explorationsbohrung in den Jura abgeteuft, die 2021 abgeschlossen sein wird. Mit diesen Explorationsaktivitäten sollen weitere Kohlenwasserstoffvorkommen bestätigt und die Lebensdauer des Feldes verlängert werden.

ÜBERBLICK DER WICHTIGSTEN ASSETS

FELD	Anteil WI	Produktionsstart	Betriebsführer
In Produktion			
Achimov 1A	50 %	2011	Achimgaz ²
Yuzhno Russkoye	35 % ¹	2007	Severneftegazprom ³
Achimov 4A & 5A	25 %	2021	Achim Development ⁴

¹ Entspricht der Beteiligung am wirtschaftlichen Erfolg; die Beteiligung am Stammkapital von Wintershall Dea am Joint Venture beträgt 25 %.

² Joint Venture zwischen Gazprom (50 %) und Wintershall Dea (50 %)

³ Joint Venture zwischen Gazprom (40 %), Wintershall Dea (35 %) und OMV (25 %)

⁴ Joint Venture zwischen Gazprom (75 %) und Wintershall Dea (25 %)



PORTFOLIO

NAHER OSTEN UND NORDAFRIKA

In der Region Naher Osten und Nordafrika ist Wintershall Dea in Ägypten, Algerien, Libyen und in den Vereinigten Arabischen Emiraten aktiv. 2020 betrug die gemeinsame Förderung 48 Tausend boe/Tag, und die 2P-Reservenbasis lag bei 367 Millionen boe.



“ Wintershall Dea ist seit 45 Jahren in Ägypten aktiv. Ein Land, das gute Voraussetzungen hat, zu einer Energiedrehscheibe in der Region zu werden.

Dawn Summers – COO

Ägypten

ÜBERSICHT

Ägypten ist der zweitgrößte Erdgas- und der größte Ölproduzent in Afrika, der nicht zur OPEC gehört. Wintershall Dea ist seit 45 Jahren in Ägypten aktiv und hält dort Beteiligungen an fünf Onshore- und Offshore-Konzessionen. Unsere Aktivitäten in Ägypten konzentrieren sich im Wesentlichen auf drei Assets:

Erstens sind wir mit dem West-Nile-Delta-Projekt an einem der bedeutendsten Energieprojekte in Ägypten beteiligt. Hier fördern wir inzwischen aus allen der fünf geplanten Felder. Zweitens fördern wir seit mehr als 35 Jahren im Golf von Suez Erdöl, wo wir die Produktion nach einem kürzlich erfolgten Re-Development-Programm noch einmal intensiviert haben. Drittens fördern wir seit 2013 Gas aus dem Disouq-Feld und haben zudem wieder damit begonnen, Explorationstätigkeiten in einem nahe gelegenen Onshore-Block des Nildeltas aufzunehmen.

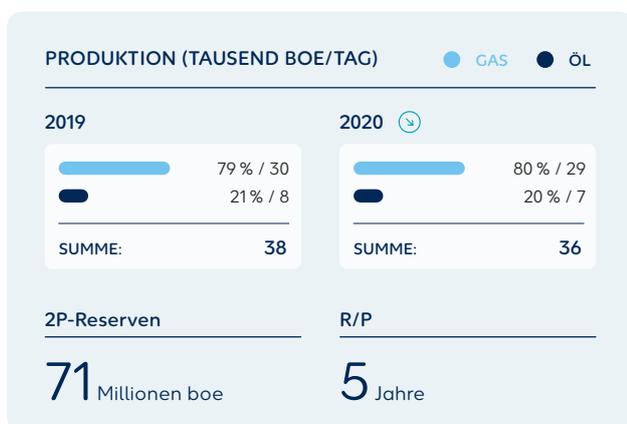
WICHTIGSTE ASSETS

West Nile Delta

West Nile Delta (WND) ist eines der größten Erschließungsvorkommen vor der ägyptischen Mittelmeerküste und ein wichtiger Gaslieferant für den nationalen Markt. Es ist das erste von einem privatwirtschaftlichen, internationalen Konzern (BP) betriebene Gasprojekt in Ägypten und bietet einzigartige Governance-Bedingungen ohne herkömmliche Joint-Venture-Betriebs- oder Cost-Recovery-Struktur. Das Projekt umfasst die Unterwasserentwicklung der fünf Felder Taurus, Libra, Giza, Fayoum und Raven. Die Felder Taurus und Libra wurden in einem beschleunigten Verfahren mittels Offshore-Anbindung an die Unterwasserleitung und das Onshore-Terminal der Burullus Gas Co. angeschlossen. Taurus und Libra produzieren seit März 2017, und seit 2019 wird auch aus den Feldern Giza und Fayoum gefördert. Giza und Fayoum sind wie auch Raven integrierte Feldesentwicklungen mit gemeinsamen MEG- und Unterwassereinheiten, gemeinsamer Pipeline-Anlandung, jedoch separaten Leitungen und zusätzlichen Greenfield-Anlagen für Raven. Im Sinne einer höheren Effizienz nutzen Giza und Fayoum ebenfalls die Burullus-Infrastruktur an Land. Das Feld Raven, dem größten der fünf Felder, befindet sich in der Inbetriebnahme.

Die fünf Felder verfügen zusammen über eine Förderkapazität von rund 1 bscf/Tag, was etwa 20 % der ägyptischen Gasproduktion (Stand: Ende 2018) entspricht. Das gesamte geförderte Gas fließt in die Versorgung des ägyptischen Marktes.

Die weitere Erschließung des Potenzials von WND wird durch die laufende Aktualisierung der seismischen Kartierung des Gebietes unterstützt. Die Erschließung der Miozän-schichten wird für die zweite Phase des Projekts erwartet.





Sonnenuntergang
auf einer Plattform
im Nildelta

Disouq

Aus dem Feld Disouq wird seit 2013 Gas gefördert. Disouq verfügt derzeit über 19 produzierende Bohrungen. Die 322 km² große Konzession liegt in der sehr ertragreichen Nildelta-Provinz und umfasst zwei Erschließungsgebiete: Disouq Area-1 und North West Khilala.

Die Entwicklungsaktivitäten im Disouq-Feld führten zu einer im Vergleich zu 2019 deutlich höheren Produktion.

Die Erschließung eines kondensatreichen Gasfeldes in der Disouq-Konzession steht vor der Umsetzung und soll im Jahr 2023 das erste Gas liefern.

Die Kompetenzen der Wintershall Dea in den Bereichen Kondensatfelder und Digitalisierung sind bei Anwendung der Digital-Rocks-Technologie zur Senkung der Projektrisiken zum Einsatz gekommen.

Wintershall Dea plant im Jahr 2021 bis zu drei Explorationsbohrungen in der Nähe des Disouq-Feldes niederzubringen.

Golf von Suez

Im Golf von Suez fördert Winterhall Dea in einem Joint Venture mit EGPC seit 40 Jahren erfolgreich Erdöl. Für die Felder Ras Budran und Zeit Bay wurden die Konzessionen im März 2019 mit besseren kommerziellen Rahmenbedingungen bis 2022 verlängert.

ÜBERBLICK DER WICHTIGSTEN ASSETS

FELD	Anteil WI	Produktionsstart	Betriebsführer
In Produktion			
Disouq	100 %	2013	DISOUCO ¹
Gulf von Suez	100 %	1983	SUCO ²
West Nile Delta	17 %	2017	BP

¹ Joint Venture zwischen Wintershall Dea (50 %) und EGAS (50 %)

² Joint Venture zwischen Wintershall Dea (50 %) und EGPC (50 %)

Wintershall Dea ist ein angesehener Partner im Ghasha-Projekt, einem der größten Entwicklungsprojekte der VAE zur Gas- und Kondensaterschließung.

Dawn Summers – COO

Vereinigte Arabische Emirate

ÜBERSICHT

Die Vereinigten Arabischen Emirate (VAE) verfügen über eine der größten Öl- und Gasreserven der Welt und sind für die Energieproduktion von globaler Bedeutung. Genau deshalb ist Wintershall Dea hier aktiv. Im Jahr 2010 eröffneten wir eine Repräsentanz in den VAE und gründeten ein Gemeinschaftsprojekt mit dem staatseigenen Unternehmen ADNOC und unserem internationalen Partner OMV. Unserem Eintritt in die VAE ging eine gründliche Vorbereitung und Projektplanung voraus. Unser erstes Projekt war das technisch anspruchsvolle Sauergasfeld Shuwaihat, das wir mit zwei Appraisalbohrungen erfolgreich getestet haben. Im November 2018 ist es Wintershall Dea gelungen, sich mit 10 % an der Ghasha-Konzession zu beteiligen. Neben ADNOC (55 %) und Wintershall Dea sind auch ENI, OMV und LUKOIL Partner in diesem Großprojekt.

WICHTIGSTES ASSET

Ghasha

Die Ghasha-Konzession vor der Küste Abu Dhabis besteht aus mehreren großen Projekten zur Öl-, Gas- und Kondensatproduktion, zu denen auch das gleichnamige Hail & Ghasha-East-Sauergas-Feld gehört. Dabei handelt es sich um eines der größten noch zu entwickelnden Gasfelder in den Vereinigten Arabischen Emiraten. Die 40-jährige Lizenzlaufzeit stärkt die langfristigen Wachstumsambitionen von Wintershall Dea, untermauert unsere Stellung in Abu Dhabi im Hinblick auf Produktion und Technologieinsatz und festigt unsere Partnerschaft mit ADNOC und anderen internationalen Partnern.

Die insgesamt neun Felder werden in unterschiedlichen Phasen erschlossen. Das erste Projekt ist Dalma Gas Development, es umfasst die Erschließung von drei Gasfeldern über vier Bohrtürme, die an eine Offshore-Anlage zur Trennung von Gas, Öl und Kondensat angebunden sind. Die endgültige Investitionsentscheidung für das Projekt wurde 2019 getroffen und wir haben mit der Bohrkampagne begonnen. Aktuell läuft das Verfahren für

die Vergabe von zwei EPC-Paketen (Engineering, Procurement, Construction).

Das größte Projekt ist die Entwicklung von Hail & Ghasha-East. Im Rahmen des Projekts werden insgesamt zehn künstliche Inseln errichtet, auf denen neun Bohrzentren entstehen, die an eine Offshore-Anlage zur Trennung von Gas, Öl und Kondensat angebunden sind. Die Bauarbeiten an den Inseln sind bisher zu etwa 40 % abgeschlossen. Gas, Öl und Kondensat werden zur weiteren Verarbeitung über Rohrleitungen zu neuen Aufbereitungsanlagen an Land transportiert. Wintershall Dea bringt ihre technische Expertise und Erfahrung, wie z. B. in der Geomechanik, und ihr Wissen, das sie in mehr als 30 Jahren erfolgreicher Betriebsführerschaft auf der Bohr- und Förderinsel Mittelplate gewonnen hat, aktiv ein und ist konstruktiv an der Optimierung des großen Entwicklungsprojektes beteiligt.

In einem Land mit schnell wachsender Erdgasnachfrage ist das Projekt von strategischer Bedeutung. Denn das dort produzierte Erdgas ist für die Nutzung in den VAE bestimmt und wird einen wesentlichen Beitrag zur Strategy 2030 der VAE und ADNOC leisten, deren Ziel eine nachhaltige und wirtschaftlich unabhängige Gasversorgung ist. Mit der Investition in Ghasha baut Wintershall Dea mit ADNOC als Partner eine starke und dauerhafte Präsenz in Abu Dhabi auf.

Seit der Entdeckung der ersten Sauergaslagerstätte im Jahr 1961 im Düste-Feld in Deutschland ist Wintershall Dea ein Pionier in der Sauergasförderung. Das Unternehmen hat in Deutschland 16 Felder erschlossen und bis heute über 30 Milliarden Kubikmeter Sauergas gefördert. Mit der hohen technologischen Kompetenz, die Wintershall Dea vom Anlagendesign bis zur Betriebssicherheit aufgebaut hat, ist das Unternehmen ein wertvoller Partner für das Ghasha-Projekt.



Das Gelände des Projekts
Reggane Nord in Algerien

Algerien

ÜBERSICHT

Algerien ist der führende Erdgasproduzent in Afrika, Mitglied der OPEC und einer der drei größten Ölproduzenten Afrikas. Algerien verfügt Schätzungen zufolge über die drittgrößten Schiefergasressourcen weltweit.

WICHTIGSTES ASSET

Reggane Nord

Die Gasfelder des Reggane-Nord-Projekts liegen im Westen Algeriens in einer der heißesten Gegenden der Erde – im Reggane-Becken der Sahara. Das Gebiet ist 1.500 Kilometer von der Hauptstadt Algier und genauso weit von der algerischen Mittelmeerküste entfernt. Wintershall Dea hält eine Beteiligung von 19,5 % an der Konzession Reggane Nord, die von der Groupement Reggane Nord (GRN) betrieben wird.

Wintershall Dea und ihre Partner haben eine zentrale Verarbeitungsanlage und eine umfangreiche Infrastruktur zur Verarbeitung des Gases errichtet: eine 209 km lange Gassammelleitung und über 160 km Straßen sowie eine 74 km lange Pipeline, die das Projekt mit den Exportanlagen in Algerien verbindet. Im Zuge eines umfassenden Erschließungsprogramms feierte das GRN seinen ersten Gasfund im Jahr 2017. Das Projekt Reggane Nord soll voraussichtlich bis mindestens 2041 produzieren.

Libyen

ÜBERSICHT

Die Ölreserven in Libyen sind die größten in Afrika und gehören zu den zehn größten weltweit. Seit 2011 werden unsere Aktivitäten in Libyen von der politischen Instabilität und der schwierigen Sicherheitslage vor Ort beeinträchtigt.

WICHTIGSTE ASSETS

Wintershall Dea ist seit 1958 in Libyen in der Exploration und Produktion von Erdöl aktiv. Das Unternehmen ist, durch seine Tochtergesellschaft Wintershall Aktiengesellschaft (WIAG), an der Ölförderung aus neun On-shore-Feldern in den Gebieten 91 und 107 beteiligt. Nach 54 Jahren hat WIAG im Oktober 2020 die Betriebsführung in den Vertragsgebieten 91 und 107 im östlichen Sirte-Becken an die Firma Sarir Oil Operations (SOO) übertragen. Dabei handelt es sich um ein Joint-Venture der WIAG mit der staatlichen libyschen National Oil Corporation, das im Zuge der Umwandlung der ehemaligen Konzessionsverträge zum Vertragsstandard EPSA IV Ende 2019 neu gegründet wurde.

Wintershall Dea ist auch an der Offshore-Ölförderung der Al-Jurf-Plattform in den Vertragsgebieten 15/16/32 (ehemals C137) vor der Küste Libyens beteiligt. Mabruk Oil Operations hat dort die Betriebsführerschaft. Darüber hinaus betreibt Wintershall Dea die Explorationslizenz Area 58 auf dem Cyrenaica-Plateau und den Gebieten 69/70/86/87 (ehemals NC193) und 88/89 (ehemals NC195) im Sirte-Becken. Seit 2014 sind die Aktivitäten in diesen Bereichen aufgrund der schwierigen Sicherheitslage (force majeure) eingestellt.



PORTFOLIO

LATEINAMERIKA

In Lateinamerika ist Wintershall Dea in Argentinien, Mexiko und Brasilien aktiv und konnte 2020 in der Region eine Gesamtförderung von 74 Tausend boe/Tag und 2P-Reserven in Höhe von 212 Millionen boe vorweisen.

Wintershall Dea produziert seit mehr als vier Jahrzehnten erfolgreich Erdgas in Argentinien.

Thilo Wieland – Vorstandsmitglied

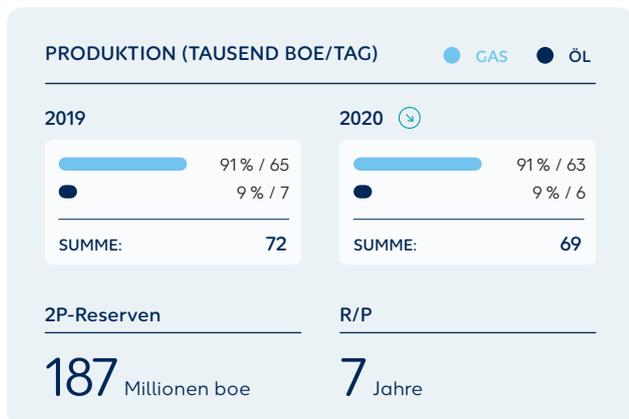
Argentinien

ÜBERSICHT

Wintershall Dea ist seit 1978 in Argentinien aktiv und der fünftgrößte Gasproduzent mit eigenoperierten und fremdoperierten Flächen in den Neuquén-, Austral- und Malvinas-Becken. Aktuell ist unser Unternehmen an elf eigenoperierten und fremdoperierten Lizenzen beteiligt, in drei davon sind wir Betriebsführer. Insgesamt sind wir in Argentinien an 20 Gas- und Ölfeldern beteiligt, dazu zählen auch Felder in der weitläufigen Ausdehnung der Vaca-Muerta-Formation, die unkonventionelle Kohlenwasserstofflagerstätten beinhaltet. Argentinien verfügt nicht nur über große Mengen an konventionellen Ressourcen, sondern ist auch eine der bedeutendsten Wachstumsregionen für unkonventionelle Ressourcen. Argentiniens Schiefergasvorkommen belegen weltweit Platz zwei, die Schieferölvorkommen Platz vier.

Die Wintershall Dea ist Betriebsführer in der sehr ergiebigen Schieferformation Vaca Muerta und unterzeichnete im Juli 2019 einen Vertrag mit ConocoPhillips zur Erschließung der Blöcke Aguada Federal und Bandurria Norte in der zentralargentinischen Provinz Neuquén. Diese Blöcke bergen einen bedeutenden Teil der unkonventionelle Ölressourcen der Schieferformation Vaca Muerta. Die beiden Unternehmen planen nun die Erschließung der beiden vielversprechenden Blöcke.

Wintershall Dea ist eins der ersten Gas- und Ölunternehmen in Argentinien, dessen HSEQ-Managementsystem nach den internationalen Normen ISO 14.001 und ISO 45.001 zertifiziert wurde. Die Zertifizierung erfolgte nach zwei externen Audits durch den TÜV Rheinland.



WICHTIGSTE ASSETS

Cuenca Marina Austral (CMA-1)

Die Offshore-Konzession Cuenca Marina Austral fördert seit 1989. Sie besteht aktuell aus sieben Feldern (Antares-Ara-Cañadón Alfa, Hidra, Ara South, Kaus, Carina, Aries und Vega-Pleyade) und fünf Offshore-Plattformen. Rund 16 % des heute in Argentinien geförderten Gases stammen aus der Konzession CMA-1. Verarbeitet wird die Produktion aus den sieben Feldern von den beiden Onshore-Verarbeitungsanlagen Cañadón Alfa und Río Cullen.

In 2019 wurden Erweiterungsarbeiten an der Anlage CMA-1 Cañadón Alfa abgeschlossen, durch die nicht nur zusätzliche Reserven erschlossen wurden, sondern auch die Lebensdauer der bestehenden Anlagen erheblich verlängert wurde.

Das Projekt Fenix Phase I ist als nächste Offshore-Entwicklung von CMA-1 geplant. Zu dem geplanten Projektumfang gehören die Installation einer Offshore-Plattform, drei Horizontalbohrungen, eine 77 km lange Mehrphasen-Pipeline (24 Zoll) und die Modifizierung der Onshore-Einrichtungen in Río Cullen. Wintershall Dea und der Betriebsführer Total evaluieren gegenwärtig die Auswirkungen der vor kurzem von den Behörden erlassenen neuen rechtlichen Regelungen zur Erhöhung der Erdgasförderung auf die Wirtschaftlichkeit des Projektes. Im Anschluss an Fenix Phase I ist eine stufenweise weitere Erschließung von Fenix und Carina vorgesehen.

Aguada Federal und Bandurria Norte

Die beiden eigenoperierten Blöcke Aguada Federal und Bandurria Norte sind zwei vielversprechende Blöcke in der Vaca-Muerta-Gesteinsformation der Neuquén Provinz Argentiniens. Das Schiefergestein birgt große Gas- und Ölvolumina. Die Ausbeutung der Vaca-Muerta-Formation erfordert den Einsatz komplexer Technologien, wie beispielsweise die Nutzung von Horizontalbohrungen in Verbindung mit mehrfacher hydraulischer Stimulation, um Öl und Gas fördern zu können. Wir planen, beide Blöcke gleichzeitig zu entwickeln, um Synergieeffekte zu maximieren. Das Projekt befindet sich in der frühen Entwicklungsphase.

ÜBERBLICK DER WICHTIGSTEN ASSETS

FELD	Anteil WI	Produktionsstart	Betriebsführer
In Produktion			
CMA-1	38 %	1989	Total
In Entwicklung			
Aguada Federal	50 %		Wintershall Dea
Bandurria Norte	50 %		Wintershall Dea

Wintershall Dea wird seine geballte Kompetenz in die sich dynamisch entwickelnde E&P-Industrie in Mexiko einbringen.

Hugo Dijkgraaf – CTO

Mexiko

ÜBERSICHT

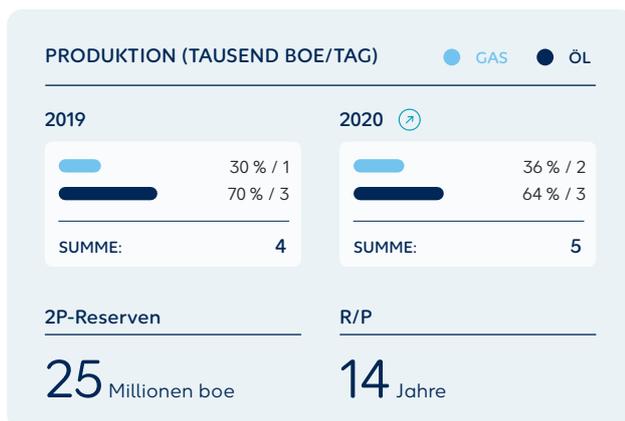
Mexiko verfügt über einige der weltweit größten nachgewiesenen Reserven. Die Firma Sierra Oil & Gas ist seit 2015 in Mexiko aktiv und wurde 2019 von Wintershall Dea übernommen. Im Oktober 2017 erhielt Wintershall Dea im Rahmen einer Farm-out-Ausschreibungsrunde der CNH den Zuschlag für das eigenoperierte Ogarrio-Feld. Im März 2018 bekam das Unternehmen dann drei weitere Offshore-Gebiete (Areas 16, 17 und 30) als Betriebsführer zugeteilt. Die Übernahme von Sierra Oil & Gas sicherte Wintershall Dea zudem einen beträchtlichen Anteil am Zama-Feld, einer der größten Flachwasserfündigkeiten der Welt.

WICHTIGSTE ASSETS

Ogarrio

Das Onshore-Ogarrio-Feld wurde 1957 entdeckt und liegt im Süden Mexikos im Bundesstaat Tabasco. Seit 2018 hält Wintershall Dea einen 50-prozentigen Anteil sowie die Betriebsführung. Ogarrio ist eines der ersten produzierenden Ölfelder Mexikos, in dem nach der Liberalisierung des Energiesektors ein internationales Unternehmen Betriebsführer ist. Durch Nutzung ihrer weltweiten Expertise will Wintershall Dea die Produktionsmengen des maturen Feldes langfristig maximieren.

2019 konnte Wintershall Dea die Produktion im Ogarrio-Feld durch ein intensives Untertage-, Bohr- und Anlagenarbeitsprogramm sowie zwölf überarbeitete Bohrungen steigern. Außerdem starteten wir 2019 eine Bohrkampagne mit vier Bohrungen, die Anfang 2020 abgeschlossen wurde und unsere Produktion in diesem Feld weiter erhöht hat. Diese Aktivitäten wurden 2020 fortgesetzt und werden auch 2021 weitergeführt, wenn auch aufgrund der COVID-19-Pandemie in einem geringeren Umfang.





Produktionsbohrung
Ogarrio

WACHSTUMSPROJEKT

Zama

Das im Juli 2017 entdeckte Zama-Feld, das sich in Block 7 des Sureste Basins im Golf von Mexiko befindet, ist eine der weltweit größten Flachwasserfündigkeiten der letzten 20 Jahre. Entdeckt wurde das Feld bei der ersten Probebohrung, die ein Konsortium aus internationalen Privatunternehmen seit dem Start der mexikanischen Energiereform im Jahr 2014 durchgeführt hat.

Darüber hinaus wurden im Jahr 2019 drei Bohrungen im Rahmen einer Erkundungskampagne fertiggestellt. Diese bestätigen die ausgezeichneten geologischen Eigenschaften des Feldes und die vor Erkundungsbeginn erwartete Spanne an förderbaren Ressourcen von 400 bis 800 Millionen boe.

In der Zwischenzeit hat das Block-7-Konsortium die technischen Studien zur Erstellung eines detaillierten Entwicklungsplans für das Feld abgeschlossen. Außerdem setzte das Konsortium die Unitisierungs-Gespräche mit PEMEX fort, die den benachbarten Block im Osten hält, in den das Zama-Reservoir hineinreicht. Wir erwarten, dass nach Beendigung des von den mexikanischen Behörden gewünschten Unitisierungs-Prozesses eine finale Investmententscheidung getroffen werden wird.

ÜBERBLICK DER WICHTIGSTEN ASSETS

FELD	Anteil WI	Produktionsstart	Betriebsführer
In Produktion			
Ogarrio	50 %	1957	Wintershall Dea
Vorentwicklungsphase			
Zama	40 % (Block 7)		Talos

EXPLORATION

In Mexiko sind wir derzeit an zehn Offshore-Blöcken beteiligt. Von diesen zehn Lizenzen operieren wir drei Blöcke einschließlich Block 30 nahe des obermiozänen Zama-Reservoirtrends. Mit einer Explorationsfläche von insgesamt 11.656 km² (3.918 km² netto) gehören wir zu den führenden Inhabern von Offshore-Flächen in Mexiko. Insgesamt waren wir an der Durchführung von sieben Explorations- und Appraisalbohrungen (einschließlich Ablenkungsbohrungen) beteiligt.

Nach der erfolgreichen Fündigkeit im Zama-Feld haben wir im Jahr 2019 die Cholula-Fündigkeit in Block 5 per Bohrung erschlossen und dabei die nördliche Erweiterung des obermiozänen Zama-Reservoirtrends bestätigt. 2020 haben wir unser Erkundungsprogramm mit der Polok-Fündigkeit in Gesteinsformationen des frühen Miozäns und der Chinwol-Fündigkeit in Formationen aus dem späten Miozän/frühen Pliozän in Block 29 erfolgreich fortgesetzt.

Die Bewertung dieser Fündigkeiten ist noch nicht abgeschlossen. Für 2021 sind Bestätigungsbohrungen geplant.

〰️ Brasilien ist für Wintershall Dea künftige Explorationsaktivitäten sehr wichtig.

Hugo Dijkgraaf – CTO

Brasilien

ÜBERSICHT

Für die Öl- und Gasindustrie zählt Brasilien zu einer der attraktivsten Wachstumsregionen. Besonders die Küstenregion im Nordosten mit ihren unerschlossenen Offshore-Becken gilt als vielversprechend. Wintershall Dea plant, dort in den kommenden Jahren eine Ressourcenbasis aufzubauen. In den Jahren 2018 und 2019 sicherte sich das Unternehmen Explorationslizenzen im Rahmen der ANP-Lizenzvergaberunden der brasilianischen Regulierungsbehörde Agência Nacional do Petróleo.

EXPLORATION

2018 und 2019 hat Wintershall Dea erfolgreich an den Lizenzvergaberunden ANP15 und ANP16 in Brasilien teilgenommen. Dabei wurden dem Unternehmen Explorationsblöcke in vier brasilianischen Becken (Ceará, Potiguar, Santos und Campos) zugesprochen. Insgesamt umfasst das Brasilien-Portfolio von Wintershall Dea nun neun Explorationsblöcke: vier eigenoperierte Blöcke in den Ceará- und Potiguar-Becken im Nordosten und fünf fremdoperierte Blöcke in den Santos- und Campos-Becken (zusammen mit den Lizenzpartnern Repsol und Chevron).

Wintershall Dea hat 8.200 km² neue 3D-Seismik in eigenoperierten Blöcken in den Ceará- und Potiguar-Becken akquiriert und Anfang 2021 die Akquisition der 3D-Seismik in den Santos- und Campos-Becken abgeschlossen.

Verbunden in ganz Europa – Pipelines sind das Herzstück der europäischen Gasinfrastruktur.

Thilo Wieland – Vorstandsmitglied

Midstream

Der zuverlässige und effiziente Transport von Erdgas über Pipelines ist und bleibt von zentraler Bedeutung für eine sichere Energieversorgung und das Erreichen der Klimaschutzziele in Europa. Mit dem Rückgang der heimischen Produktion in Westeuropa wird der Anteil der Erdgasimporte weiter steigen. Aufgrund dieser Entwicklung wird das vorhandene Transportnetz in Teilen ausgebaut werden müssen. Die Diversifizierung der Erdgastransport-routen nach Europa, die Erschließung neuer Reserven, die noch weiter im Norden liegen, und die von der Europäischen Kommission angestrebte Vollendung des europäischen Energiebinnenmarktes fordern ihren Tribut.

Wintershall Dea ist an Midstream-Projekten und -Unternehmen beteiligt, die neben einer starken Erfolgsbilanz auch eine klare strategische Ausrichtung haben. Gemeinsam mit POA Gazprom (Gazprom) und anderen europäischen Energieunternehmen haben wir in den letzten drei Jahrzehnten zum Auf- und Ausbau der erforderlichen On- und Offshore-Transportsysteme beigetragen.

Unsere eigenständig operierenden Tochtergesellschaften transportieren Erdgas (einschließlich des teilweise von unseren Joint-Ventures in Russland geförderten Gases) durch Off- und Onshore-Pipelines so effizient wie möglich zu den Europäischen Verbrauchermärkten und gewährleisten so die verlässliche, emissionsarme und kostengünstige Versorgung Europas mit Gas aus Russland. Unser starkes Engagement im Midstream-Geschäft ist im Gegensatz zu dem von Natur aus konjunkturabhängigen Upstream-Geschäft eine wichtige Quelle für stabile und planbare preis- und mengenunabhängige Erträge.

DIE WICHTIGSTEN MIDSTREAM-ASSETS

Onshore

Die gemeinsamen Transportaktivitäten mit Gazprom in Deutschland gehen auf die frühen 1990er-Jahre zurück und sind heute im Gemeinschaftsunternehmen WIGA Gastransport Beteiligungs GmbH & Co. KG gebündelt, an dem Wintershall Dea und Gazprom Germania GmbH mit 50,02 % bzw. 49,98 % beteiligt sind.

Die WIGA-Gruppe betreibt über ihre Tochtergesellschaften ein rund 4.000 Kilometer langes Onshore-Fernleitungsnetz. Dazu zählen das deutsche Hochdrucktransportnetz von GASCADE (einschließlich des GASCADE-Anteils an der EUGAL), die Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung OPAL und die Nordeuropäische Erdgasleitung NEL. Nord Stream und die kurz vor der Fertigstellung und Inbetriebnahme stehende Pipeline Nord Stream 2 sind über OPAL, NEL und EUGAL an das europäische Gasnetz angeschlossen.

Offshore

Wintershall Dea ist zudem mit einem Anteil von 15,5 % indirekt an der Nord Stream AG beteiligt, die die Nord-Stream-Offshore-Pipeline seit fast einem Jahrzehnt zuverlässig, sicher und umweltverträglich betreibt. Die Realisierung des derzeit größten europäischen Erdgas-Pipeline-Projekts Nord Stream 2 unterstützen wir als Finanzinvestor.

Nord Stream ist ein Offshore-Pipeline-System mit einer Transportkapazität von rund 55 Milliarden Kubikmetern Gas pro Jahr, das Russland und die EU über zwei 1.224 Kilometer lange Unterwasserpipelines in der Ostsee miteinander verbindet.

Ausgangspunkt von Nord Stream 2 ist Ust-Luga, das an der Wyborg gegenüberliegenden Küste des Finnischen Meerbusens liegt. Abgesehen vom Anlandepunkt ist Nord Stream 2 Nord Stream technisch sehr ähnlich. Nord Stream 2 wird von der Nord Stream 2 AG, einer 100-prozentigen Tochtergesellschaft von Gazprom, gebaut und betrieben.

Wintershall Dea hält keine Anteile an Nord Stream 2, sondern ist zusammen mit anderen europäischen Energieunternehmen als Finanzinvestor an dem Projekt beteiligt.

Wir glauben, dass unsere Präsenz in der gesamten Gas-Wertschöpfungskette von der Upstream-Produktion über das konjunkturunabhängige europäische Midstream-Geschäft bis zu den europäischen Märkten unsere Wettbewerbsfähigkeit und unser Finanzprofil stärkt. [!](#)

PIPELINEBETEILIGUNGEN VON WINTERSHALL DEA



- Kompressorstationen
- GASCADE Pipelinenetz
- NEL/OPAL
- Transitpipeline (Drittbetreiber)
- Nord Stream
- Nord Stream 2 (nur Finanzierung)

Onshore Deutschland

GASCADE TRANSPORTATION NETWORK

Deutsches Hochdrucktransportnetz mit direkter Anbindung an mehrere europäische Länder

- › Eigentümer: GASCADE Gastransport GmbH (100 %)
- › Betreiber: GASCADE Gastransport GmbH
- › Net regulated asset base (Net RAB) ~ 2.400 Millionen € per 2020
- › Pipelinenetz mit einer Länge von 2.900 Kilometern

Die wichtigsten Pipelines sind die MIDAL (Mitte-Deutschland-Anbindungsleitung), die WEDAL (Westdeutschland-Anbindungsleitung), die JAGAL (Jamal-Gas-Anbindungsleitung), die STEGAL (Sachsen-Thüringen-Erdgas-Anbindungsleitung) und die EUGAL (Europäische Gas-Anbindungsleitung).

OPAL

Pipeline vom Anlandepunkt der Nord Stream nahe Greifswald nach Brandov in der Tschechischen Republik an der deutsch-tschechischen Grenze

- › Eigentümer: W&G Transport Holding GmbH (80 %), Lubmin-Brandov Gastransport GmbH (20 %)
- › Betreiber: OPAL Gastransport GmbH & Co. KG
- › Gesamtkapazität: 36 Milliarden Kubikmeter jährlich über eine Pipeline mit einer Länge von 472 Kilometern
- › Start 2011, zusammen mit dem ersten Offshore-Strang von Nord Stream

EUGAL

Pipeline vom Anlandepunkt der Nord Stream 2 nahe Greifswald bis Deutschneudorf nahe der deutsch-tschechischen Grenze

- › Eigentümer: GASCADE Gastransport GmbH (50,5 %), Fluxys Deutschland GmbH (16,5 %), Gasunie Deutschland Transport Services GmbH (16,5 %), ONTRAS Gastransport GmbH (16,5 %)
- › Betreiber: GASCADE Gastransport GmbH
- › Gesamtkapazität: Ca. 55 Milliarden Kubikmeter jährlich über zwei Pipelinestränge mit einer Länge von 480 bzw. 330 Kilometern
- › Der erste Pipelinestrang wurde im Januar 2020 in Betrieb genommen, die vollen EUGAL-Transportkapazitäten sollen bis zum zweiten Quartal 2021 erreicht werden.

NEL

Pipeline vom Anlandepunkt der Nord Stream nahe Greifswald nach Rehden in Niedersachsen

- › Eigentümer: NEL Gastransport GmbH (51 %), Gasunie Deutschland Transport Services GmbH (25,13 %), Fluxys Deutschland GmbH (23,87 %)
- › Betreiber: NEL Gastransport GmbH
- › Gesamtkapazität: 20 Milliarden Kubikmeter jährlich über eine Pipeline mit einer Länge von 441 Kilometern
- › Start 2012, zusammen mit dem zweiten Offshore-Strang von Nord Stream

Offshore

NORD STREAM

Zwillingspipeline von Wyborg in Russland durch die Ostsee nach Greifswald in Deutschland

- › Eigentümer: Gazprom (51 %), Wintershall Dea (15,5 %), E.ON über die PEG Infrastruktur AG (15,5 %), Nederlandse Gasunie (9 %) und ENGIE (9 %)
- › Gesamtkapazität: ca. 55 Milliarden Kubikmeter jährlich über zwei Unterwasserpipelines mit einer Länge von jeweils 1.224 Kilometern
- › Betriebsbereitschaft der ersten Pipeline im November 2011, Projekt mit dem zweiten Strang im Oktober 2012 fertiggestellt
- › Seit Inbetriebnahme wurden mehr als 370 Milliarden Kubikmeter Gas transportiert, seit 2018 mit voller Kapazität betrieben

NORD STREAM 2 (Finanzierung)

Zwillingspipeline von Ust-Luga in Russland durch die Ostsee nach Greifswald in Deutschland

- › Eigentümer: 100 % Gazprom
- › Finanzierungspartner: Gazprom (50 %), Wintershall Dea (10 %), OMV (10 %), ENGIE (10 %), Uniper (10 %), Shell (10 %)
- › Finanzierungszusagen von Wintershall Dea: bis zu 950 Millionen Euro
- › Gesamtkapazität: ca. 55 Milliarden Kubikmeter jährlich über zwei Unterwasserpipelines mit einer Länge von jeweils 1.230 Kilometern
- › Projekt im Bau¹

MEHR ENERGIE MIT WENIGER EMISSIONEN

MINDS OF ENGINEERS. PIONEERS AT HEART. DAS IST UNSER SELBSTVERSTÄNDNIS.

Heute suchen wir nach Lösungen für eine der größten Herausforderungen unserer Zeit: Eine wachsende Weltbevölkerung und ihr Anspruch auf Wohlstand brauchen immer mehr Energie – jedoch mit deutlich weniger Emissionen. Die Antwort darauf ist ein vielfältiger Mix aus erneuerbarer und kohlenstoffarmer Energie.

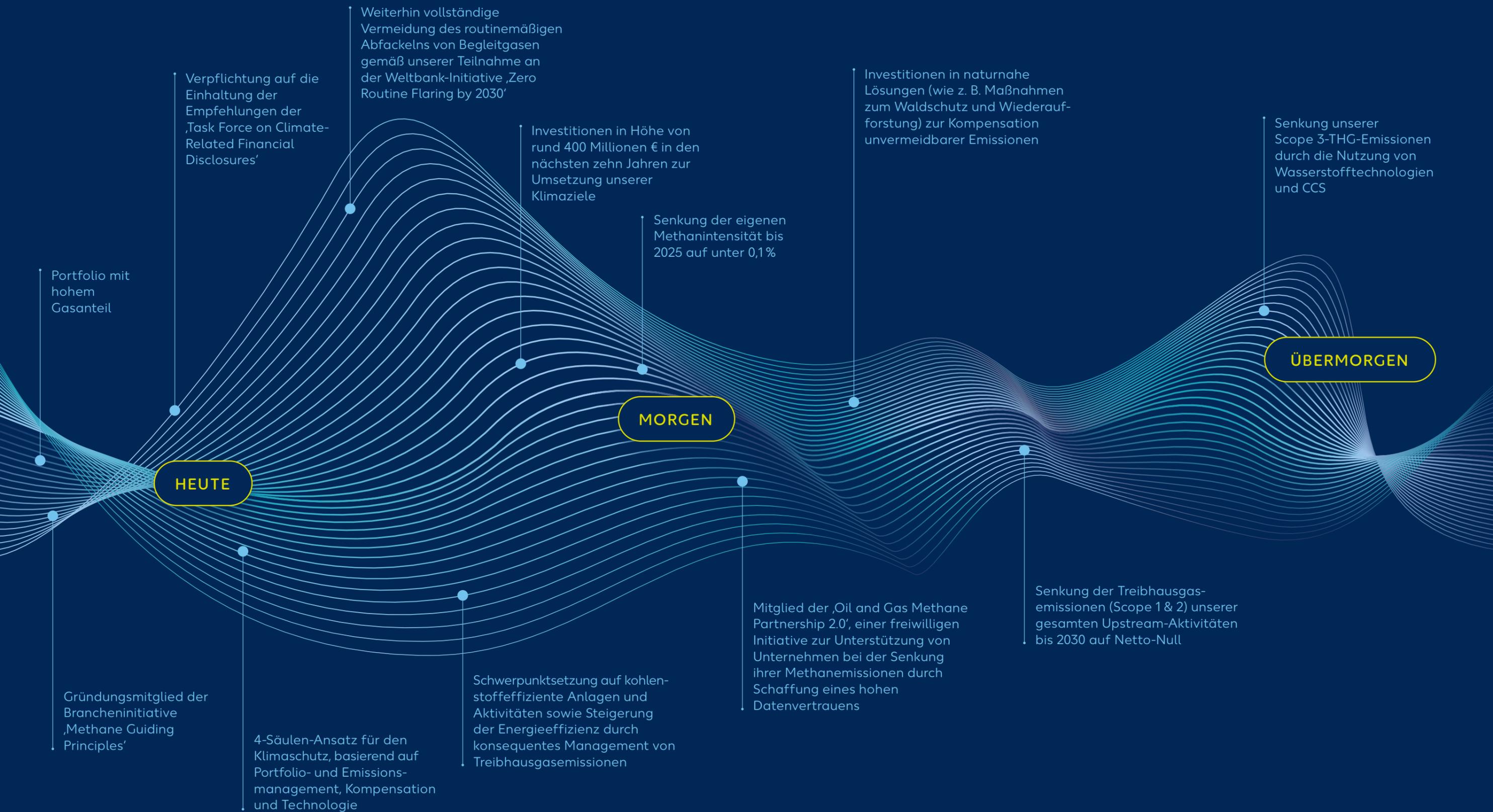
Als Europas führendes unabhängiges Gas- und Ölunternehmen werden wir unseren Beitrag leisten. Denn Veränderung ist schon immer Teil unserer Unternehmens-DNA.

Wir haben uns stets den Herausforderungen der Zeit gestellt, Verantwortung übernommen und Lösungen entwickelt, die die Gesellschaft vorangebracht haben. Dabei hatten wir immer den Mut, uns auch auf unbekanntes Terrain zu begeben, Dinge zu hinterfragen und auch neue Wege zu gehen, um die richtigen Antworten zu finden.

Die Suche nach Lösungen treibt uns an. Mit unserem Know-how von Ingenieuren und unserem Pioniergeist im Herzen werden wir die Dekarbonisierung der Energieversorgung mitgestalten und die Energiewende erfolgreich meistern.

Heute. Morgen. Und übermorgen. 

UNSER ENERGY TRANSITION PATHWAY





MERGER ERFOLGREICH ABGESCHLOSSEN.

ZUKUNFT GESTALTEN – GEMEINSAM.

Vor zwei Jahren wurde aus den beiden Traditionsunternehmen Wintershall und DEA ein Unternehmen. Heute wissen wir: Unser Zusammenschluss war erfolgreich. Denn gemeinsam haben wir etwas Neues geschaffen: Europas führenden unabhängigen Gas- und Ölproduzenten – Wintershall Dea.

Das neue Unternehmen hat ein starkes Fundament: mehr als 120 Jahre Tradition und deutsche Ingenieurskunst – mal zwei! Ein geografisch diversifiziertes Portfolio mit

Fokus auf ausgewählten Regionen. Und eine gemeinsame Kultur der guten Zusammenarbeit, basierend auf einer klaren Positionierung, getragen von einem starken Wertegerüst und unserem gemeinsamen Selbstverständnis, das unseren Anspruch zeigt und uns tagtäglich zu Höchstleistungen antreibt: Minds of Engineers. Pioneers at Heart.

Damit sind wir gut aufgestellt für die Herausforderungen der Zukunft. Heute. Morgen. Und Übermorgen.]

VERTRAUENSVOLLER PARTNER: GROSS GENUG, UM WIRKUNG ZU ERZIELEN, KLEIN GENUG, UM FLEXIBEL ZU SEIN. WIR NENNEN DAS EINE SMARTE GROSSE!

VERTRAUEN IST ALLES – IMMER.

Wir denken in Dekaden und setzen auf langfristige Zusammenarbeit. Wir sind der Partner of Choice.

So, wie wir Vertrauen, Offenheit und Leistungsbereitschaft im Unternehmen leben, so werden wir von außen wahrgenommen und geschätzt.

Als Europas führender unabhängiger Gas- und Ölproduzent sind wir verlässlich und gleichzeitig flexibel, um mutige Entscheidungen zu treffen. Wir sind verantwortungsbewusst und stehen zu unserem Wort.

Ein grundsolides, stabiles Unternehmen mit langer Tradition. Mit weltweit langfristigen und erfolgreichen Partnerschaften – einige schon seit 30 Jahren – stellen wir sicher, was unser aller Leben am Laufen hält: die Energieversorgung.

Gemeinsam arbeiten wir für profitables, nachhaltiges Wachstum und eine gesunde Geschäftsentwicklung. Wir schaffen langfristige Werte für unsere Shareholder, Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter, Partner und die Gesellschaft.

DIGITALISIERUNG, NEUE TECHNOLOGIEN UND
ARBEITSWEISEN VORANTREIBEN.

UNSERE ROHSTOFFE SIND URALT – UNSERE METHODEN UND PROZESSE MODERN.

Wir sind erfahren, etabliert und verlässlich, aber dennoch modern, digital und zukunftsorientiert. Für uns geht das gut zusammen: Gas und Öl sind fossil, unsere Lösungen und unser Mindset nicht!

Wir sind Experten in höchst anspruchsvollen Bereichen – heute und in Zukunft. Innovation und Digitalisierung sind Schlüsselvoraussetzungen unseres Tuns. Dabei setzen wir auf Offenheit und unternehmerisches Denken eines jeden Mitarbeiters und jeder Mitarbeiterin.

Wir fokussieren uns konsequent auf die Forschungs- und Entwicklungsprojekte, mit denen durch Digitalisierung unter Budget- und Timingaspekten die besten Ergebnisse zu erzielen sind.

Effiziente, hochtechnologische und nachhaltige Lösungen sowie eine klare Strategie haben uns in der Vergangenheit ein starkes Wachstum ermöglicht. Dieses Wachstum setzen wir profitabel fort.

Hochmodern ist auch unsere Art der Zusammenarbeit: Wir setzen auf mobiles und flexibles Arbeiten. Weltweit. So leben wir Vertrauen – einen unserer zentralen Unternehmenswerte. Denn wir wissen, dass wir es können. ¹

Net Zero
~~2050~~

2030!

VERÄNDERUNG WAR IMMER TEIL UNSERER DNA.

NETTO-NULL BIS 2030 –
EHRGEIZIGE ZIELE,
DAS IST UNS WICHTIG.

Wir sagen, null kann (und muss) sich sehen lassen. Und nicht erst in 2050: Wir haben uns zum Ziel gesetzt, im Jahr 2030 unsere gesamten Upstream-Aktivitäten auf netto-null bei den Treibhausgasemissionen zu setzen. Dies gilt portfolioübergreifend für alle Scope 1- und Scope 2-Emissionen. Für eigen- und fremdoperierte Assets gemäß unserer Beteiligung – weltweit. Wir verfolgen weiter die vollständige Vermeidung des Verbrennens von Erdölbegleitgas im Regelbetrieb bis 2030. Und reduzieren die Methanintensität unserer Produktion bis 2025 auf unter 0,1%.

Wir sind realistisch. Die bei unserer Arbeit freigesetzten CO₂-Mengen (Scope 1 & 2) sind gemessen an den CO₂-Emissionen, die bei der Verbrennung von Erdöl und Erd-

gas entstehen (Scope 3), gering. Aber diese direkt bei unserer Betriebstätigkeit entstehenden Emissionen auf Netto-Null zu senken, ist ein Beitrag, den wir selbst leisten können und wollen.

Heute schon treiben wir neue Technologien voran, um die Reduzierung von Scope 3-Emissionen zu ermöglichen. Um unseren Klimabeitrag zu erreichen, investieren wir rund 400 Millionen Euro über einen Zeitraum von zehn Jahren.

Damit leisten wir unseren Beitrag zu den globalen Klimazielen. Hierfür nach Lösungen zu forschen und neue Wege zu gehen ist es, was uns als Ingenieure und Energie-Pioniere ausmacht.

GAS IST VERLÄSSLICH, BEZAHLBAR,
KLIMAFREUNDLICH, ZUKUNFTSFÄHIG.

DIE ZUKUNFT IST GRÜN – UND GAS MACHT DIE ENERGIEWENDE MÖGLICH.



Wir setzen auf Erdgas, denn Erdgas ermöglicht die Energiewende. Und das sicher und bezahlbar. Mit weniger Kohlenstoff auch zukunftsorientiert.

Die Weltbevölkerung wächst – und mit ihr der Bedarf an Energie. Der Zugang zu bezahlbarer Energie ist Voraussetzung für Fortschritt und Wohlstand.

Die Klimaveränderung ist eine der größten Herausforderungen der Menschheit und erfordert neue Wege.

Erdgas ist nicht nur eine Brückentechnologie, sondern ist und bleibt Wegbereiter für die Energiewende, indem es erneuerbare Energien ergänzt und natürliche Produktionsschwankungen von Sonne und Wind ausgleicht.

Dabei ist Erdgas der sauberste konventionelle Energieträger und kann in Zukunft noch klimafreundlicher werden – beispielsweise durch die Produktion von Wasserstoff aus Erdgas.

ZUKUNFTSTECHNOLOGIEN, DIE HELFEN
DIE KLIMAZIELE ZU ERREICHEN.

TECHNIK VON MORGEN BRAUCHT ERFAHRUNG UND WISSEN VON HEUTE – WIR SIND VORNE DABEI.

Wir forschen heute, um diese Technologien schon morgen als Teil der Lösung einzusetzen. CCS (die Speicherung von Kohlenstoff offshore tief unter der Erde) und Wasserstoff-Projekte sind große Chancen für die Emissionsverminderung der Zukunft. Diese Visionen zu realisieren ist unser Ziel, das wir aktiv verfolgen.

So erforscht Wintershall Dea in verschiedenen Projekten und mit Partnern Gebiete in der Nordsee auf ihre Tauglichkeit für eine sichere Kohlenstoffeinlagerung sowie Potenziale für den zukünftigen Transport des Energieträgers Wasserstoff.

Darüber hinaus sind wir an Forschungs- und Pilotprojekten zur Umwandlung von Erdgas in Wasserstoff beteiligt. Insbesondere mit der Methanpyrolyse, bei der Wasserstoff einerseits und fester Kohlenstoff andererseits gewonnen wird. Wasserstoff ist ein Energieträger der Zukunft. In fester Form abgeschiedener Kohlenstoff stellt einen wertvollen Grundstoff für verschiedene Industriezweige dar und kann darüber hinaus sicher gelagert werden.

So helfen wir in Zukunft dabei Emissionen einzusparen.

DAS GESCHÄFTSJAHR VON WINTERSHALL DEA

Einleitung

Der Berichtszeitraum umfasst die Monate Januar bis Dezember 2020. Da das vorige Geschäftsjahr den Zeitraum von Mai bis Dezember 2019 (Rumpfgeschäftsjahr) abdeckte, umfasst der Vergleichszeitraum die Monate Mai bis Dezember 2019. Daher sind die in den Jahresabschlüssen enthaltenen Beträge für die Berichts- und Vergleichszeiträume nicht vollständig vergleichbar. Zusätzlich zum Vergleich des Berichtszeitraums (1. Januar–31. Dezember 2020) mit dem Vergleichszeitraum (1. Mai–31. Dezember 2019) wurde die Ertragslage des Berichtszeitraums (1. Januar–31. Dezember 2020) zur besseren Vergleichbarkeit mit der Ertragslage des Kalenderjahres 2019 (1. Januar–31. Dezember 2019) verglichen.

Die Beträge für die Monate Januar–Dezember 2019 ergeben sich aus der Addition des Konzernabschlusses der Wintershall-Gruppe für Januar–April 2019, des Konzernabschlusses der DEA-Gruppe für Januar–April 2019 und des Konzernabschlusses der Wintershall Dea-Gruppe für Mai–Dezember 2019. Der Zeitraum Januar–Dezember 2019 ist ungeprüft; er wird freiwillig und lediglich zu Veranschaulichungszwecken ausgewiesen. Darüber hinaus wird dieser Zeitraum im Folgenden als ‚ungeprüfte Like-for-Like-Darstellung zu Illustrationszwecken‘ bezeichnet. Aus rechentechnischen Gründen können Rundungsdifferenzen zu den exakten mathematischen Zahlen (Werteinheiten, Prozente etc.) auftreten.

Beschreibung der Leistungsindikatoren und der Unternehmenssteuerung

Im Konzern werden unterschiedliche Leistungsindikatoren zur Kontrolle und aktiven Steuerung der Leistung und zur Erzielung nachhaltigen und wertorientierten Wachstums eingesetzt.

- › Bereinigtes EBITDAX (EBITDAX)
- › Produktion
- › Investitionen
- › Free Cashflow

Das **bereinigte EBITDAX (EBITDAX)**¹ ist eine nicht auf den allgemeinen Rechnungslegungsgrundsätzen (GAAP) beruhende Kennzahl und wird für die interne Unternehmenssteuerung in der Wintershall Dea-Gruppe genutzt. Es ist der wichtigste Leistungsindikator, der aus der konsolidierten Gewinn- und Verlustrechnung hergeleitet wird. EBITDAX definiert sich aus Umsatzerlösen und sonstigen Erträgen abzüglich Produktions- und operativer Aufwendungen, abzüglich produktionsbezogener Steuern, abzüglich allgemeiner Verwaltungskosten und abzüglich Umsatzkosten Midstream, bereinigt um Sondereffekte. Die Definition des EBITDAX wurde im vierten Quartal 2020 verändert. Folgerichtig wurden die ausgewiesenen Vorjahreszahlen entsprechend angepasst.

Die nicht-finanzielle Kennzahl **Produktion**² stellt die auf Working-Interest-Basis produzierten Mengen an Gas, Öl und Kondensat in Tausend boe/Tag der Segmente des Konzerns dar, inklusive der anteiligen Produktion von at Equity bewerteten Gesellschaften.

Die finanzielle Kennzahl **Investitionen**³ bezieht sich auf Zahlungen für immaterielle Vermögenswerte, Sachanlagen und Investment Property wie in der Kapitalflussrechnung des Konzerns ausgewiesen, abzüglich aktivierter Explorationskosten.

Free Cashflow⁴ ist eine nicht auf den allgemeinen Rechnungslegungsgrundsätzen (GAAP) beruhende Kennzahl und umfasst den Cashflow aus der betrieblichen Tätigkeit und aus der Investitionstätigkeit abzüglich Auszahlungen für Akquisitionen und Einzahlungen aus dem Abgang von langfristigen Vermögenswerten/Desinvestitionen, wie in der Kapitalflussrechnung des Konzerns ausgewiesen.

Zur Gewährleistung der wertorientierten Führung des Konzerns setzen wir Planungs- und Kontrollprozesse ein, um den Entscheidungsgremien im gesamten Konzern die wichtigsten Zahlen und Informationen an die Hand zu geben. Auf Basis der langfristigen Planung werden die entsprechenden Budgets festgelegt und im Laufe des Jahres mittels eines rigorosen Performance-Management-Prozesses überwacht. So lassen sich etwaige Budgetabweichungen zeitnah ermitteln, analysieren und – bei negativen Entwicklungen – im größtmöglichen Umfang durch geeignete Gegenmaßnahmen ausgleichen.

¹ Weitere Einzelheiten sind im Kapitel EBITDAX und in den entsprechenden Tabellen enthalten.

² Weitere Einzelheiten sind im Kapitel Produktion und in den entsprechenden Tabellen enthalten.

³ Weitere Einzelheiten sind im Kapitel Investitionen und in den entsprechenden Tabellen enthalten.

⁴ Weitere Einzelheiten sind im Kapitel Konzern-Kapitalflussrechnung und in den entsprechenden Tabellen enthalten.

Wichtige Ereignisse

Allgemein

Am 1. Juni 2020 wurde Dawn Summers Vorstandsmitglied der Wintershall Dea GmbH, Celle. Als Chief Operating Officer (COO) ist sie seither für die Business Units Deutschland, Norwegen, UK/Dänemark/Niederlande, Ägypten, Libyen, Algerien und Vereinigte Arabische Emirate verantwortlich.

Nordeuropa – Norwegen

Im Juni 2020 erließ die norwegische Regierung vorübergehende Änderungen am Mineralölsteuersystem, um Investitionen in Öl und Gas während einer Zeit fallender Ölpreise und verringerter Aktivitäten aufgrund der COVID-19-Pandemie aufrechtzuerhalten. Die Änderungen umfassen eine Erhöhung des Uplift, einer zusätzlichen steuerlichen Sonderabschreibung für Investitionen, auf bis zu 24 % sowie dessen vollständige steuerliche Abzugsfähigkeit verbunden mit der sofortigen steuerlichen Abzugsfähigkeit der Investitionskosten innerhalb des gesonderten Mineralölsteuersystems für Investitionen in den Jahren 2020 und 2021. Der Konzern erhielt im August, September und Dezember von den norwegischen Steuerbehörden Rückerstattungen basierend auf dem steuerlichen Wert von Verlusten in Höhe von insgesamt 4.503 Millionen NOK (431 Millionen €). Für das Geschäftsjahr 2021 werden weitere Zahlungseingänge für den Ausgleich der steuerlichen Verluste des Jahres 2020 in Höhe von ca. 2.929 Millionen NOK erwartet.

Im eigenoperierten Nova-Feld haben wir einige wichtige Meilensteine erreicht. Da die Unterwasserarbeiten größtenteils abgeschlossen waren und das entsprechende Modul auf der Host-Plattform Gjøa bereits installiert war, startete das Abteufen der noch ausstehenden Bohrungen schon im Oktober. Mit den Bohrarbeiten beginnt das letzte große Arbeitspaket im Rahmen der Nova-Feldentwicklung. Die Produktion wird voraussichtlich in der zweiten Jahreshälfte 2022 aufgenommen.

Die Inbetriebnahme der Infrastruktur des Wiedererschließungsprojekts Njord-Future wird in der ersten Jahreshälfte 2022 erwartet.

In unserem Entwicklungsportfolio haben wir eine Reihe von Meilensteinen erreicht. Ærfugl und Snorre Expansion haben im vierten Quartal 2020 die Produktion aufgenommen. Das Projekt Ærfugl hat mit der Förderung aus Phase 1 termingerecht und innerhalb des Kostenrahmens begonnen und wird die Position der Wintershall Dea in diesem Gebiet der Norwegischen See stärken. Ærfugl wird die

wirtschaftliche Nutzungsdauer des Skarv-Produktionsschiffs um fünf Jahre verlängern, das Fördervolumen verdoppeln und die Emissionen pro gefördertem Barrel erheblich senken. Das Snorre Expansionsprojekt produziert seit Ende 2020 und verlängert den Förderzeitraum aus dem Snorre-Feld bis nach 2040.

In unserem eigenoperierten Dvalin-Feld startete die Gasförderung ebenfalls gegen Jahresende. Weil der im geförderten Gas enthaltene Anteil von Quecksilber höher als erwartet ist, ruht die kommerzielle Förderung bis in die zweite Jahreshälfte 2022.

Uns wurden im Januar 2020 Beteiligungen an neun neuen Explorationslizenzen in Norwegen zugesprochen, davon drei als Betriebsführer. In der APA-Lizenzrunde 2019 erhielten wir Beteiligungen an einer Lizenz in der Barentssee, vier in der Norwegischen See und vier in der Nordsee. Des Weiteren wurden uns in der folgenden APA-Lizenzrunde 2020 im Januar 2021 sechzehn Lizenzen, davon vier als Betriebsführer, zugeteilt.

Nordeuropa – Die Niederlande/UK/Dänemark

Wintershall Noordzee konnte in der ersten Jahreshälfte 2020 die Gasförderung in dem eigenoperierten Sillmanite-Feld mit zwei Produktionsbohrungen starten. Im dritten Quartal wurde eine weitere Bohrung erfolgreich abgeteuft und die Förderung begann im Dezember 2020.

Russland

Die Feldesentwicklung von Achim Development ist im Berichtszeitraum erfolgreich angelaufen. Der Start der Inbetriebnahme für Area 4A hat im Januar 2021 begonnen; zu Beginn des zweiten Quartals 2021 wird die Anlage vollständig in Betrieb sein.

Lateinamerika – Mexiko

Vor der Küste Mexikos verzeichneten wir gemeinsam mit unseren Lizenzpartnern erhebliche Ölfunde in den Prospekten Polok und Chinwol im Block 29. Für 2021 planen wir weitere Bohrungen in Mexiko.

Naher Osten/Nordafrika – Libyen

Im Oktober 2020 haben wir in Libyen die Betriebsführerschaft der Vertragsgebiete 91 (vormals Konzession 96) und 107 (vormals Konzession 97) im Sirte-Becken endgültig an die gemeinsam mit der National Oil Corporation (NOC) neu gegründete Betreibergesellschaft Sarir Oil Operations (SOO) übergeben.

1. Geschäftsumfeld

Laut aktuellen Schätzungen des Internationalen Währungsfonds hat sich die weltweite Wirtschaftsleistung im Jahr 2020 aufgrund der COVID-19-Pandemie um ca. 3,5 % verringert; im Jahr 2019 war sie noch um 2,8 % gestiegen. Die Europäische Zentralbank geht davon aus, dass das Bruttoinlandsprodukt im Euroraum im Jahr 2020 um 7,6 % zurückging; im Jahr 2019 hingegen nahm das BIP um 1,2 % zu. Die Zentralbanken auf der ganzen Welt reagierten rasch mit historisch einmaligen Konjunkturprogrammen, die eine gravierendere Rezession verhindern konnten. Während frühe Zeichen einer wirtschaftlichen Erholung einen positiveren Ausblick als in der ersten Jahreshälfte 2020 gedacht andeuten, bleibt der Aufwärtspfad für das Jahr 2021 und danach angesichts ungelöster Handelskonflikte, geopolitischer Spannungen und der anhaltenden Pandemie eher ungewiss.

1.1 WIRTSCHAFTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN

Ölpreise

Die Durchschnittspreise für Rohöl der Sorte Brent gingen um 35 % zurück, von 64,2 \$/bbl 2019 auf 41,8 \$/bbl im Kalenderjahr 2020.

Die Ölpreise sind weltweit infolge der globalen Angebotszunahme stark gefallen, nachdem sich die OPEC+ Staaten im ersten Quartal nicht auf eine Förderkürzung verständigen konnten. Durch die konjunkturelle Abschwächung und den Nachfrageschock aufgrund der

Lockdown-Maßnahmen in fast allen Ländern fielen die Ölpreise im April seit Jahrzehnten zum ersten Mal wieder auf unter 20 \$/bbl. Seitdem haben sich die Brent-Preise auf über 50 \$/bbl erholt, was unter anderem auf die Einigung der OPEC+ Mitglieder zu deutlichen Produktionskürzungen aufgrund der Ölpreisvolatilität und den verbesserten Aussichten bezüglich der COVID-19-Pandemie aufgrund der zunehmenden Verfügbarkeit von Impfstoffen zurückzuführen ist.

ÖLPREISE

\$/Barrel	Jan.–Dez. 2020	Mai–Dez. 2019	Jan.–Dez. 2019 ²
Durchschnittlicher Brent-Preis ¹	41,8	63,8	64,2

¹ Quelle: Platts

² ungeprüfte Like-for-Like-Darstellung zu Illustrationszwecken

Gaspreise

Während des Berichtszeitraums verzeichneten die durchschnittlichen TTF-Preise einen Rückgang um 38 % auf 3,12 \$/mscf, verglichen mit 5,03 \$/mscf im Jahr 2019.

Die europäischen Gaspreise standen bereits vor Beginn der Pandemie unter einem enormen Abwärtsdruck, der auf weltweite Gasproduktionsüberschüsse zurückzuführen ist und durch die Abschwächung der weltweiten Konjunktur noch verstärkt wird. Als die Pandemie begann, fielen die TTF-Preise im ersten Quartal 2020 von über 5,0 \$/mscf auf unter 1,5 \$/mscf im zweiten Quartal 2020. Dieser Rückgang wurde durch ein Überangebot auf dem globalen Gasmarkt noch verstärkt,

sodass in großen Mengen LNG nach Westeuropa geliefert wurde. Der Nachfragerückgang folgte auf einen historisch milden Winter in der nördlichen Hemisphäre, der zu entsprechend gut gefüllten Gasspeichern geführt hatte. Ein weiterer Nachfragerückgang aufgrund der Maßnahmen zur Eindämmung von COVID-19 verschärfte die bestehende Überangebotslage noch zusätzlich und drückte die Preise in der ersten Hälfte 2020 auf historische Tiefststände. Steigende Nachfrage in Asien und Kälteeinbrüche in Europa und Japan haben zu steigender Nachfrage im Strom- und Wärmesektor zu Beginn der Wintersaison geführt und resultieren in gestiegenen Preisen von rund 5 \$/mscf.

GASPREISE

\$/mscf	Jan.–Dez. 2020	Mai–Dez. 2019	Jan.–Dez. 2019 ²
Durchschnittlicher TTF-Preis ¹ (month ahead)	3,12	4,28	5,03

¹ Quelle: Heren/Argus; Währungsumrechnung: EZB

² ungeprüfte Like-for-Like-Darstellung zu Illustrationszwecken

FREMDWÄHRUNG

STICHTAGSKURSE EUR 1 =	31. Dez. 2020	31. Dez. 2019
Argentinischer Peso (ARS)	103,16	67,21
Russischer Rubel (RUB)	91,47	69,96
Norwegische Krone (NOK)	10,47	9,86
US-Dollar (USD)	1,23	1,12

DURCHSCHNITTSKURSE EUR 1 =	Jan.–Dez. 2020	Mai–Dez. 2019	Jan.–Dez. 2019
Argentinischer Peso (ARS)	81,05	57,99	53,91
Russischer Rubel (RUB)	82,72	71,53	72,45
Norwegische Krone (NOK)	10,72	9,92	9,85
US-Dollar (USD)	1,14	1,11	1,12

1.2 REALISIERTE PREISE

	Jan.–Dez. 2020	Mai–Dez. 2019	Jan.–Dez. 2019 ²
Durchschnittlicher realisierter Preis für Öl/Kondensat ¹ (in \$/bbl)	27,9	38,4	39,6
Nordeuropa	36,2	51,4	52,8
Russland	6,4	11,6	12,4
Naher Osten/Nordafrika	36,6	59,6	59,3
Lateinamerika	34,8	44,9	46,7
Durchschnittlicher realisierter Gaspreis ¹ (in \$/mscf)	1,57	2,17	2,29
Nordeuropa	3,61	4,11	4,78
Russland	0,42	0,85	0,88
Naher Osten/Nordafrika	2,78	3,47	3,52
Lateinamerika	2,03	3,10	3,14

¹ inkl. Hedge-Ergebnis

² ungeprüfte Like-for-Like-Darstellung zu Illustrationszwecken

³ berücksichtigt bereits Produktionskosten und relevante Steuern

Unsere Ölverkäufe orientieren sich im Wesentlichen an den Brent-Notierungen, wobei je nach Qualität des verkauften Öls Zu- oder Abschläge vorgenommen werden. Unsere Kondensat- und NGL-Produktion in Russland wird auf Basis vereinbarter Preisformeln an Gazprom verkauft, welche die Marktpreise und Abschläge für relevante Produktionskosten und Steuern berücksichtigen.

Unsere Gasverkäufe in Nordwesteuropa basieren auf den NBP- und TTF-Notierungen. In Russland basieren die realisierten Preise im Rahmen unserer Projekte mit Gazprom auf vereinbarten Preisformeln. Diese Formeln stellen eine Kombination von Export- und Inlandspreisen dar, einschließlich Abzügen für Transportkosten und relevante Produktionskosten und Steuern. Unsere Gasproduktion in Argentinien wird im Wesentlichen auf dem lokalen Markt zum Teil über regulierte Preise, teilweise auf Dollar-Basis, verkauft. Unsere Gasverkäufe in Ägypten basieren auf inländischen Gasverträgen.

Im Berichtsjahr Januar–Dezember 2020 verzeichneten wir einen Rückgang unserer durchschnittlich realisierten Preise für Öl und Kondensat um 10,5 \$/bbl, von 38,4 \$/bbl auf 27,9 \$/bbl (27 %), verglichen mit einer Abnahme der Brent-Preise um 34 % gegenüber dem Zeitraum Mai–Dezember 2019. Unsere realisierten Gaspreise fielen um 0,60 \$/mscf, von 2,17 \$/mscf auf 1,57 \$/mscf (28 %). Die TTF-Notierungen sind um 27 % gesunken im Vergleich zum Zeitraum Mai–Dezember 2019.

Unsere realisierten Preise für Öl und Kondensat sind um 11,7 \$/bbl auf 27,9 \$/bbl gesunken (30 %), verglichen mit 39,6 \$/bbl im Zeitraum Januar–Dezember 2019. Dieser Rückgang liegt leicht unter dem Rückgang der Brent-Preise (35 %), im Wesentlichen bedingt durch die positive Auswirkung unserer Ölhedges. Unsere realisierten Gaspreise sind um 0,72 \$/mscf auf 1,57 \$/mscf gesunken (31 %), verglichen mit 2,29 \$/mscf im Zeitraum Januar–Dezember 2019. Aufgrund der unterschiedlichen Preisformeln im Konzern ist der Rückgang unserer realisierten Gaspreise geringer ausgefallen als der Rückgang der TTF-Preise (38 %).

2. Operative Performance

2.1 PRODUKTION

GAS (TAUSEND BOE/TAG) ¹	Jan.–Dez. 2020	Mai–Dez. 2019	Jan.–Dez. 2019 ²
Nordeuropa	109	104	105
Russland	235	229	234
Naher Osten/Nordafrika	37	42	39
Lateinamerika	65	68	67
	446	443	445

ÖL UND KONDENSAT (TAUSEND BOE/TAG) ¹	Jan.–Dez. 2020	Mai–Dez. 2019	Jan.–Dez. 2019 ²
Nordeuropa	97	94	95
Russland	60	55	56
Naher Osten/Nordafrika ³	11	13	12
Lateinamerika	9	10	9
	177	172	172

PRODUKTION GESAMT (TAUSEND BOE/TAG) ¹	Jan.–Dez. 2020	Mai–Dez. 2019	Jan.–Dez. 2019 ²
Nordeuropa	206	198	201
Russland	295	284	289
Naher Osten/Nordafrika ³	48	55	51
Lateinamerika	74	78	76
	623	615	617

¹ Tausend BOE/Tag auf Working-Interest-Basis, einschließlich der anteiligen Produktion von at Equity einbezogenen Gesellschaften

² Der dargestellte Zeitraum umfasst die Produktion der Wintershall Dea-Gruppe auf einer aggregierten Basis (Aggregation der Produktion der Wintershall Dea-Gruppe für den Berichtszeitraum Mai–Dezember 2019, Produktion der Wintershall-Gruppe für das am 30. April 2019 endende Geschäftsjahr sowie Produktion der DEA-Gruppe für das am 30. April 2019 endende Geschäftsjahr) auf Working-Interest-Basis; inklusive der anteiligen Produktion von at Equity einbezogenen Gesellschaften.

³ ohne Libyen onshore

Im Berichtszeitraum Januar–Dezember 2020 betrug die Tagesproduktion der Gruppe durchschnittlich 623 Tausend boe/Tag, darin enthalten sind 446 Tausend boe/Tag Gasproduktion und 177 Tausend boe/Tag Öl- und Kondensatproduktion, was einer Steigerung von 8 Tausend boe/Tag im Vergleich zum Zeitraum Mai–Dezember 2019 entspricht. Die Gasförderung stieg um 3 Tausend boe/Tag (1%) und die Öl- und Kondensatproduktion um 5 Tausend boe/Tag (3%). Höhere Produktion in Nordeuropa und Russland wurde nur teilweise durch die fallende Nachfrage in Argentinien, Wartungs- und Aufwältigungsarbeiten in Mexiko sowie durch geringere Förderzahlen in Ägypten kompensiert.

Verglichen mit dem Zeitraum Januar–Dezember 2019 ist die Gesamtproduktion um 6 Tausend boe/Tag (1%) gestiegen. Dies ist im Wesentlichen auf den Beginn der Produktion in Feldern hauptsächlich in Norwegen und Russland zurückzuführen sowie auf die höhere Produktion von Öl und Kondensat in Nordeuropa und Russland. Die Gasproduktion ist stabil geblieben. Die höhere Produktion aus neuen Feldesentwicklungen wurde durch geringere Nachfrage in Lateinamerika sowie eine niedrigere Produktion im Nahen Osten/Nordafrika kompensiert.

2.2 ZUSATZINFORMATIONEN: RESERVEN

Die Wintershall Dea-Gruppe aktualisiert einmal jährlich die Informationen zu ihren Reserven und Ressourcen. Die Reserven zum 31. Dezember 2018, zum 31. Dezember 2019 und zum 31. Dezember 2020 sind intern durch ausgebildete Spezialisten ermittelt worden. Diese Ermittlungen werden jährlich durch ein eigenes, internes Expertenteam überprüft. Außerdem werden annähernd 100 % unserer gesamten Reserven und wirtschaftlich nutzbaren bedingten Ressourcen regelmäßig überprüft. Sie wurden für die Berichtszeiträume 2019 und 2020 von externen Ingenieuren einer unabhängigen Bewertung unterzogen. Der Umfang der Reserven und bedingten Ressourcen wird als Working Interest Volumen ausgewiesen. Bei Production Sharing-Verträgen können die Nettoanspruchsanteile von Wintershall Dea geringer sein. Die Reserven und bedingten Ressourcen werden entsprechend den Regularien des Petroleum Resources Management System (PRMS) der Society of Petroleum Engineers (SPE), des World Petroleum Council (WPC) und anderen Regularien (die Wintershall Dea ebenfalls anwendet) wie folgt bewertet und unterteilt:

1P-Reserven (proved reserves – sicher gewinnbare Reserven) sind die Mengen an Kohlenwasserstoffen, die nach Analyse der geowissenschaftlichen und technischen Daten mit einer angemessenen (reasonable) Wahrscheinlichkeit unter Berücksichtigung der Erkenntnisse zum Stichtag aus bekannten Lagerstätten und unter definierten ökonomischen Bedingungen, operativen Methoden und regulatorischen Rahmenbedingungen ökonomisch förderbar sind. Wenn deterministische Methoden angewendet werden, ist der Begriff ‚angemessen‘ so zu interpretieren, dass ein hoher Grad an Sicherheit besteht, dass die Mengen gefördert werden können. Werden probabilistische Methoden angewendet, muss eine mindestens 90-prozentige Wahrscheinlichkeit bestehen, dass die tatsächlich geförderten Mengen die Schätzung erreichen oder sie übertreffen.

2P-Reserven, (proved plus probable reserves – sicher und wahrscheinlich gewinnbare Reserven) sind die Mengen an Kohlenwasserstoffen, die nach Analyse der geowissenschaftlichen und technischen Daten mit einer geringeren Wahrscheinlichkeit gefördert werden können als die 1P-Reserven. Es ist ebenso wahrscheinlich, dass die tatsächlich verbleibenden Mengen größer oder kleiner sind als die geschätzten 2P-Reserven. Sollten in diesem Zusammenhang probabilistische Methoden angewendet werden, muss eine mindestens 50-prozentige Wahrscheinlichkeit bestehen, dass die tatsächlich geförderten Mengen die Schätzung erreichen oder sie übertreffen.

2C-Ressourcen oder ‚bedingte Ressourcen‘ sind die Mengen an Kohlenwasserstoffen, die zu einem bestimmten Zeitpunkt aus einer bekannten Lagerstätte durch die Umsetzung von Entwicklungsprojekten potenziell förderbar sind.

Sie sind jedoch nach aktueller Einschätzung nicht kommerziell, da sie eine oder mehrere Bedingungen der Kommerzialisierung aktuell nicht erfüllen. Es ist ebenso wahrscheinlich, dass die potenziell geförderten Mengen größer oder kleiner sind als die Summe der geschätzten 2C-Ressourcen. Sollten in diesem Zusammenhang probabilistische Methoden angewendet werden, muss eine mindestens 50-prozentige Wahrscheinlichkeit bestehen, dass die tatsächlich geförderten Mengen die Schätzung erreichen oder sie übertreffen.

Zum 31. Dezember 2020 betragen die 2P-Reserven der Wintershall Dea-Gruppe 3.554 Millionen boe, was rund 93 % der Reserven Stand 31. Dezember 2019 entspricht. Durch die Auswirkungen der COVID-19-Pandemie verzögerte sich die Projektmaturierung, sodass die Fördermengen nur teilweise kompensiert werden konnten. Die noch nicht entwickelten Reserven beliefen sich auf 1.766 Millionen boe.

Der Rückgang der Reserven in Nordeuropa ist auf Anpassungen der produzierten Mengen und Reserven zurückzuführen, die nur teilweise durch neue Funde kompensiert werden konnten. Die Reserven betragen rund 90 % des Vorjahreswertes. In Norwegen konnten wir unsere 2C-Ressourcen durch die Fündigkeiten Bergknapp und Iving erweitern.

In Russland wurden die produzierten Reserven durch Reservenadjustierungen in Achimgaz (Urengoykoye Area 1A) und die weitere Maturierung der Yuzho-Russkoye-Lagerstätten teilweise ergänzt, wodurch unsere 2P-Reserven insgesamt rund 97 % des Vorjahreswerts erreichten.

In der Region Naher Osten und Nordafrika (MENA) sind unsere 2P-Reserven auf rund 87 % des Standes vom 31. Dezember 2019 zurückgegangen, was vor allem auf Reservenadjustierungen bei den Feldern im Golf von Suez und dem Raven-Feld zurückzuführen ist.

In Lateinamerika sind unsere Reserven aufgrund einer stabilen Produktion und Anpassungen im Feld Ogarrio in Mexiko auf rund 84 % des Standes vom 31. Dezember 2019 zurückgegangen.

2020 konnte der produktionsbedingte Rückgang der Reserven der Gruppe nur teilweise durch organische Reserven-zugänge kompensiert werden. Die Reserve-Replacement-Rate betrug demzufolge -19 % für die 2P-Reserven und -1 % für die 1P-Reserven. Unsere potentiell wirtschaftlich nutzbaren 2C-Ressourcen beliefen sich per 31. Dezember 2020 auf 2.103 Millionen boe.

Die 1P-Reserven der Gruppe haben eine rechnerische Reichweite von zwölf Jahren und die der 2P-Reserven von rund sechzehn Jahren.

2P-RESERVEN¹

GAS IN MILLIONEN boe	Nordeuropa	Russland	MENA ²	LATAM	Gruppe insgesamt	Entwickelt	Nicht entwickelt
2P-Reserven per 31. Dez. 2020	406	1.713	205	183	2.507	1.300	1.207
<i>Davon Equity-Gesellschaften</i>	6	646	0	0	653	364	289
Revisionen und andere Veränderungen	-16	29	-15	-4	-7	-	-
Entwicklungen und Fündigkeiten	4	0	0	0	4	-	-
Erwerb/Veräußerung von Reserven	0	0	0	0	0	-	-
Produktion	-40	-86	-14	-24	-163	-	-
2P-Reserven per 31. Dez. 2019	459	1.770	233	211	2.673	-	-
<i>Davon Equity-Gesellschaften</i>	8	674	0	0	682	-	-
Revisionen und andere Veränderungen	40	9	-23	6	32	-	-
Entwicklungen und Fündigkeiten	13	0	111	0	124	-	-
Erwerb/Veräußerung von Reserven	-1	0	0	0	-1	-	-
Produktion	-38	-85	-14	-24	-162	-	-
2P-Reserven per 31. Dez 2018 ³	445	1.846	159	230	2.680	-	-
<i>Davon Equity-Gesellschaften</i>	11	745	0	0	756	-	-

¹ 2P-Reserven (proved plus probable reserves) beinhalten die 1P-Reserven (proved reserves).

² ohne Libyen onshore

³ Wintershall-Gruppe und DEA-Gruppe zusammen.



ÖL UND KONDENSAT IN MILLIONEN boe	Nordeuropa	Russland	MENA ²	LATAM	Gruppe insgesamt	Entwickelt	Nicht entwickelt
2P-Reserven per 31. Dez. 2020	414	442	162	30	1.048	489	559
<i>Davon Equity-Gesellschaften</i>	0	1	0	0	1	0	0
Revisionen und andere Veränderungen	-8	0	-23	-11	-41	-	-
Entwicklungen und Fündigkeiten	0	0	0	0	0	-	-
Erwerb/Veräußerung von Reserven	0	0	0	0	0	-	-
Produktion	-35	-22	-4	-3	-65	-	-
2P-Reserven per 31. Dez 2019	457	463	189	44	1.153	-	-
<i>Davon Equity-Gesellschaften</i>	12	2	0	0	14	-	-
Revisionen und andere Veränderungen	15	-16	2	9	10	-	-
Entwicklungen und Fündigkeiten	29	0	149	0	178	-	-
Erwerb/Veräußerung von Reserven	0	0	0	0	0	-	-
Produktion	-35	-20	-4	-3	-63	-	-
2P-Reserven per 31. Dez 2018 ³	448	499	42	38	1.027	-	-
<i>Davon Equity-Gesellschaften</i>	9	8	0	0	18	-	-

¹ 2P-Reserven (proved plus probable reserves) beinhalten die 1P-Reserven (proved reserves).

² ohne Libyen onshore

³ Wintershall-Gruppe und DEA-Gruppe zusammen.

GESAMT IN MILLIONEN boe	Nordeuropa	Russland	MENA ²	LATAM	Gruppe insgesamt	Entwickelt	Nicht entwickelt
2P-Reserven per 31. Dez. 2020	820	2.155	367	212	3.554	1.789	1.766
<i>Davon Equity-Gesellschaften</i>	7	647	0	0	653	364	289
Revisionen und andere Veränderungen	-24	29	-38	-15	-47	-	-
Entwicklungen und Fündigkeiten	4	0	0	0	4	-	-
Erwerb/Veräußerung von Reserven	0	0	0	0	0	-	-
Produktion	-75	-108	-18	-27	-228	-	-
2P-Reserven per 31. Dez 2019	916	2.234	423	254	3.826	-	-
<i>Davon Equity-Gesellschaften</i>	20	676	0	0	696	-	-
Revisionen und andere Veränderungen	55	-6	-21	14	43	-	-
Entwicklungen und Fündigkeiten	42	0	261	0	303	-	-
Erwerb/Veräußerung von Reserven	-1	0	0	0	-1	-	-
Produktion	-73	-106	-19	-28	-225	-	-
2P-Reserven per 31. Dez 2018 ³	893	2.345	201	268	3.707	-	-
<i>Davon Equity-Gesellschaften</i>	20	753	0	0	774	-	-

¹ 2P-Reserven (proved plus probable reserves) beinhalten die 1P-Reserven (proved reserves).

² ohne Libyen onshore

³ Wintershall-Gruppe und DEA-Gruppe zusammen.

2.3 INVESTITIONEN¹

Millionen €	Jan.–Dez. 2020	Mai–Dez. 2019	Jan.–Dez. 2019 ²
Nordeuropa	-1.036	-791	-1.071
Russland	-12	-28	-35
Naher Osten/Nordafrika	-151	-194	-311
Lateinamerika	-33	-42	-73
Midstream	–	0	0
Sonstige	-5	-2	-4
Summe	-1.237	-1.057	-1.494

² ungeprüfte Like-for-Like-Darstellung zu Illustrationszwecken

Als Reaktion auf das Marktumfeld des Jahres 2020 setzte sich die Wintershall Dea-Gruppe anspruchsvolle Ziele zur Senkung der Investitionen in Produktion und Feldesentwicklung sowie der Netto-Explorationsausgaben. Daher betragen die Investitionen im Zeitraum Januar–Dezember 2020 insgesamt 1.237 Millionen €, verglichen mit 1.057 Millionen € im Zeitraum Mai–Dezember 2019. Im Vergleich zum Zeitraum Januar–Dezember 2019 sind die Investitionen um 257 Millionen € gesunken.

Der Großteil der Investitionen entfiel auf Nordeuropa und ist im Wesentlichen in Feldesentwicklungsprojekte wie Nova, Dvalin, Njord und Ærflugl in Norwegen geflossen. Die Investitionen beinhalten auch das Raven-Feld im ägyptischen Projekt West Nile Delta, das Anfang 2021 die Inbetriebnahme begonnen hat.

¹ Freiwillige Angabe

2.4 NETTO-EXPLORATIONS-AUSGABEN

Millionen €	Jan.–Dez. 2020	Mai–Dez. 2019	Jan.–Dez. 2019 ¹
Investitionen Exploration	-31	-107	-182
Nordeuropa	-30	-69	-127
Russland	-	-	-
Nahe Osten/Nordafrika	-	-10	-18
Lateinamerika	-1	-28	-37
Sonstige	-	-	-
Explorationsaufwand	-181	-148	-211
Nordeuropa	-125	-71	-100
Russland	-	-	-
Nahe Osten/Nordafrika	-4	-1	1
Lateinamerika	-44	-77	-117
Sonstige	-8	1	5
Bereinigt um Aufwendungen für nicht-fündige Bohrungen aus Vorjahren	23	37	45
Bereinigt um Gewinne/Verluste aus dem Abgang von Explorationsvermögenswerten	45	4	5
Einzahlungen aus dem Abgang von Explorationsvermögenswerten	17	22	22
Bereinigt um Veränderungen von Rückstellungen	-27	-47	-72
Summe	-154	-239	-393

¹ ungeprüfte Like-for-Like-Darstellung zu Illustrationszwecken

Die Netto-Explorationsausgaben umfassen aktivierte Explorationsausgaben, Explorationsaufwand gemäß der Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung, bereinigt um nicht-fündige Bohrungen aus Vorjahren, um Gewinne/Verluste aus dem Abgang von Explorationsvermögenswerten, zuzüglich Einzahlungen aus dem Abgang von Explorationsvermögenswerten sowie bereinigt um Veränderungen von Rückstellungen.

Im Berichtsjahr Januar–Dezember 2020 wurden Explorationsaktivitäten in Höhe von insgesamt 31 Millionen € aktiviert. Diese Ausgaben beziehen sich auf dreizehn in Nordeuropa und Lateinamerika abgeteuftete Bohrungen. Von den elf abgeschlossenen Bohrungen waren sieben fündig, was einer Erfolgsrate von insgesamt 64 % entspricht.

Zwei Bohrungen waren zum Bilanzstichtag noch nicht abgeschlossen. Die Explorationsaufwendungen umfassen Aufwendungen für den Kauf seismischer Daten, Lizenzgebühren, Veränderungen in den Rückstellungen für ausstehende Arbeitsprogramme sowie Aufwendungen für nicht-fündige Bohrungen.

Im Berichtszeitraum Januar–Dezember 2020 erhöhte sich der Explorationsaufwand um 33 Millionen € bzw. 22 %, auf 181 Millionen €, im Vergleich zu 148 Millionen € im Zeitraum Mai–Dezember 2019; dies resultierte im Wesentlichen aus der unterschiedlichen Länge von Berichts- und Vergleichszeiträumen sowie aus höheren Verlusten aus der Veräußerung von Vermögenswerten und der Rückgabe von Lizenzen. Dies wurde teilweise

durch geringere Kosten für geophysikalische und seismische Untersuchungen aufgrund verschobener Seismik-Kampagnen und geringerer Kosten für nicht-fündige Bohrungen ausgeglichen. Im Berichtszeitraum umfassten die Aufwendungen vier nicht-fündige Bohrungen in Lateinamerika und Nordeuropa (Vergleichsperiode: acht Bohrungen).

Im Vergleich zum Zeitraum Januar–Dezember 2019 ist der Explorationsaufwand um 30 Millionen € bzw. 14 % auf 181 Millionen gesunken. Dies resultiert im Wesentlichen aus dem Rückgang der Explorationstätigkeit und wurde teilweise durch höhere Aufwendungen im Zusammenhang mit der Rückgabe von Lizenzen kompensiert.

Im Berichtsjahr Januar–Dezember 2020 verringerten sich die Netto-Explorationsausgaben um 85 Millionen € gegenüber dem Zeitraum Mai–Dezember 2019. Dies ist im Wesentlichen auf die Kürzung der Explorationsausgaben aufgrund fallender Rohstoffpreise zurückzuführen.

Im Vergleich zum Zeitraum Januar–Dezember 2019 sind die Netto-Explorationsausgaben um 239 Millionen € gesunken, im Wesentlichen bedingt durch die Kürzung des Explorationsbudgets.

3. Finanzwirtschaftliche Performance

KONZERN-GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG

Millionen €	Jan.–Dez. 2020	Mai–Dez. 2019	Jan.–Dez. 2019 ¹
Umsatzerlöse Gas und Öl	3.314	2.932	4.664
Umsatzerlöse Midstream	–	121	194
Sonstige Umsatzerlöse	328	219	401
Ergebnis aus at Equity bewerteten Beteiligungen: Gas und Öl	-14	12	29
Ergebnis aus at Equity bewerteten Beteiligungen: Midstream	196	70	114
Sonstige betriebliche Erträge	68	519	528
	3.892	3.873	5.930
Produktions- und operative Aufwendungen	-1.863	-1.298	-2.095
Produktionsbezogene Steuern	-94	-110	-177
Abschreibungen	-1.438	-1.053	-1.485
Nettowertminderungen auf Anlagevermögen	-1.152	-298	-1.579
Umsatzkosten Midstream	–	-19	-29
Explorationsaufwand	-181	-148	-211
Allgemeine Verwaltungskosten	-277	-206	-694
	-1.113	741	-340
Finanzertäge	220	107	167
Finanzaufwendungen	-445	-247	-314
	-225	-140	-147
Ergebnis vor Steuern	-1.338	601	-487
Ertragsteuern	499	-286	-186
Nettogewinn/-verlust (-)	-839	315	-673

¹ ungeprüfte Like-for-Like-Darstellung zu Illustrationszwecken

3.1 VERGLEICH JANUAR–DEZEMBER 2020 MIT MAI–DEZEMBER 2019

EBITDAX

Umsatzerlöse und sonstige betriebliche Erträge

Die Umsatzerlöse für Gas und Öl erhöhten sich um 382 Millionen € bzw. 13 % auf 3.314 Millionen €, verglichen mit 2.932 Millionen € im Zeitraum Mai–Dezember 2019. Die Auswirkungen eines längeren Berichtszeitraums wurden teilweise durch deutlich geringere Rohstoffpreise kompensiert: Der realisierte Preis für Öl- und Kondensat und der realisierte Gaspreis gingen um 27 % bzw. 30 % zurück. Die Handelsumsätze beliefen sich im Berichtszeitraum auf 688 Millionen €, verglichen mit 615 Millionen € im Zeitraum Mai–Dezember 2019.

Effekte aus Öl- und Gas-Hedges machten einen Anteil von 80 Millionen € der Umsatzerlöse aus; im Vorjahr konnte ein positiver Effekt in Höhe von 38 Millionen € verbucht werden.

Seit der Änderung der Konsolidierungsmethode für die WIGA-Gruppe im Dezember 2019 werden keine Midstream-Umsatzerlöse mehr in den Umsatzerlösen erfasst. Das Nettoergebnis der ganzen WIGA-Gruppe wird seit Dezember 2019 im Ergebnis aus at Equity bewerteten Beteiligungen Midstream ausgewiesen und kompensiert den Rückgang der Midstream-Umsatzerlöse.

Die sonstigen Umsatzerlöse erhöhten sich um 109 Millionen € auf 328 Millionen €, im Wesentlichen wegen der Steigerung der Baudienstleistungen im Zusammenhang mit dem Generalunternehmervertrag mit Achim Development im Rahmen der Projekte Achimov 4 und 5. Dies wurde teilweise durch einen Rückgang der Pipelinetransportgebühren aufgrund des Verkaufs unserer Anteile an Polarled Ende 2019 sowie durch einen Rückgang der ägyptischen und libyschen Gewinnsteuern kompensiert.

Die sonstigen betrieblichen Erträge, die hauptsächlich aus Gewinnen aus Veräußerungen, staatlichen Zuwendungen in Argentinien sowie einem Gewinn aus der Ablösung eines Festpreisvertrags in Norwegen stammen, gingen um 451 Millionen € zurück, da die Ergebnisse im Vergleichszeitraum größtenteils auf einen Gewinn aus der Änderung der Konsolidierungsmethode der WIGA-Gruppe (385 Millionen €) und der Veräußerung von Tochtergesellschaften (42 Millionen €) zurückzuführen waren.

Produktions- und operative Aufwendungen

Die Produktions- und operativen Aufwendungen sind um 565 Millionen € bzw. 44 % auf 1.863 Millionen € angestiegen, verglichen mit 1.298 Millionen € im Zeitraum Mai–Dezember 2019. Dies ist im Wesentlichen auf die unterschiedlichen Laufzeiten von Berichts- und Vergleichszeitraum zurückzuführen. Die Aufwendungen für Handelswaren erhöhten sich parallel zu den Handelsumsätzen von 561 Millionen € im Vergleichszeitraum auf 621 Millionen € im Berichtszeitraum. Bei den sonstigen Umsatzkosten wurde im Berichtsjahr Januar–Dezember 2020 ein Anstieg verzeichnet, der hauptsächlich auf höhere Bauvolumina und vermehrte Bohrarbeiten an den Projekten Achimov 4 und 5 zurückzuführen war.

PRODUKTIONSKOSTEN PRO BOE (€/BOE)	Jan.–Dez. 2020	Mai–Dez. 2019
Nordeuropa	6,2	5,4
Russland	0,4	0,7
Naher Osten/Nordafrika	4,9	3,2
Lateinamerika	3,1	3,6
Summe	3,7	3,7

Die spezifischen Produktionskosten sind im Vergleich zum Zeitraum Mai–Dezember 2019 unverändert. Der Berichtszeitraum enthält eine einmalige Rückstellung in Höhe von 44 Millionen € resultierend aus einer Einigung mit Partnern über einen vor dem Zusammenschluss mit DEA bestehenden Sachverhalt. Bereinigt um diesen einmaligen operativen Aufwand, lägen die zugrunde liegenden Produktionskosten bei 3,5 €/boe für den Berichtszeitraum Januar–Dezember 2020. Dies ist hauptsächlich auf eine Kombination aus Effizienzsteigerungen sowie Portfoliomaßnahmen zurückzuführen.

Allgemeine Verwaltungskosten

Die allgemeinen Verwaltungskosten beliefen sich auf 277 Millionen €, was einer Steigerung um 34 % gegenüber 206 Millionen € im Vergleichszeitraum entsprach. Diese Erhöhung war hauptsächlich auf die Auswirkungen des längeren Berichtszeitraums und gestiegener Integrationskosten zurückzuführen und wurde teilweise durch die Auflösung von Restrukturierungsrückstellungen kompensiert.

EBITDAX-Überleitungsrechnung

Millionen €	Jan.–Dez. 2020	Mai–Dez. 2019
Umsatzerlöse Gas und Öl	3.314	2.932
bereinigt um unrealisierte Veränderungen im beizulegenden Zeitwert von Warenderivaten	6	-23
Umsatzerlöse Midstream	-	121
Sonstige Umsatzerlöse	328	219
Ergebnis aus at Equity bewerteten Beteiligungen: Gas und Öl	-14	12
bereinigt um im Ergebnis aus at Equity bewerteten Beteiligungen enthaltene Nettowertminderungen auf Anlagevermögen (nach Steuern)	-	-
Ergebnis aus at Equity bewerteten Beteiligungen: Midstream	196	70
bereinigt um im Ergebnis aus at Equity bewerteten Beteiligungen enthaltene Nettowertminderungen auf Anlagevermögen (nach Steuern)	-	-
Sonstige betriebliche Erträge	68	519
bereinigt um Gewinne aus dem Verkauf von Anlagevermögen/ Änderungen des Konsolidierungskreises	-5	-473
Produktions- und operative Aufwendungen	-1.863	-1.298
bereinigt um Nettowertminderungen/Ausbuchungen von operativen Forderungen	13	-24
bereinigt um Verluste aus dem Abgang von Anlagevermögen	3	56
bereinigt um sonstige Einmaleffekte (Aufwendungen im Zusammenhang mit dem Merger, Akquisitionskosten etc.)	0	-3
Produktionsbezogene Steuern	-94	-110
Umsatzkosten Midstream	-	-19
Allgemeine Verwaltungskosten	-277	-206
bereinigt um Nettowertminderungen/Ausbuchungen von operativen Forderungen	0	0
bereinigt um Verluste aus dem Abgang von Anlagevermögen/ Änderungen des Konsolidierungskreises	1	1
bereinigt um sonstige Einmaleffekte (Aufwendungen im Zusammenhang mit dem Merger, Akquisitionskosten etc.) ¹	-33	4
EBITDAX	1.643	1.778

¹ Umfasste hauptsächlich die Auflösung von Restrukturierungsrückstellungen (86 Millionen €), die teilweise durch die Integrationskosten in Höhe von 53 Millionen € kompensiert wurden.

Im Berichtszeitraum ist das EBITDAX im Vergleich zum Zeitraum Mai–Dezember 2019 um 8 % gefallen. Die höheren Umsatzerlöse für Gas und Öl (+382 Millionen €, im Wesentlichen wegen des längeren Berichtszeitraumes und teilweise ausgeglichen durch niedrigere Rohstoffpreise) wurden durch einen steileren Anstieg der Produktions- und operativen Aufwendungen (+565 Millionen €) kompensiert. Die Senkung der operativen Aufwendungen

erfolgte mit einer natürlichen Zeitverzögerung im Vergleich zum Rückgang der Rohstoffpreise. Die allgemeinen Verwaltungskosten – bereinigt um Sondersachverhalte – erhöhten sich ebenfalls (+108 Millionen €), hauptsächlich aufgrund des längeren Berichtszeitraums.

EBITDAX je Segment

Millionen €	Jan.–Dez. 2020	Mai–Dez. 2019
Nordeuropa	1.039	1.051
Russland	239	245
Naher Osten/Nordafrika	105	192
Lateinamerika	200	222
Midstream	193	170
Sonstige	-133	-102
Summe	1.643	1.778

BEREINIGTES NETTOERGEBNIS

Millionen €	Jan.–Dez. 2020	Mai–Dez. 2019
EBITDAX	1,643	1,778
Abschreibungen	-1,438	-1,053
Explorationsaufwand	-181	-148
bereinigt um Gewinne/Verluste aus dem Abgang von Anlagevermögen	45	4
Finanzerträge	220	107
Finanzaufwendungen	-445	-247
bereinigt um Nettowertminderungen/Ausbuchungen von Finanzforderungen	92	-1
Ertragsteuern	499	-286
bereinigt um Steuern auf vorgenommene Bereinigungen und nicht berücksichtigte Positionen	-240	7
Bereinigtes Nettoergebnis	195	161

Das bereinigte Nettoergebnis ist eine nicht auf den allgemeinen Rechnungslegungsgrundsätzen (GAAP) beruhende Kennzahl, die wie folgt ermittelt wird: EBITDAX abzüglich Abschreibungen und Explorationsaufwand, zuzüglich Finanzerträge, abzüglich Finanzaufwendungen und Ertragsteuern, bereinigt um Sondersachverhalte sowie Steuereffekte auf vorgenommene Bereinigungen und nicht berücksichtigte Positionen (z. B. Wertminderungen auf Anlagevermögen).

Die Definition des bereinigten Nettoergebnisses wurde im vierten Quartal 2020 angepasst. Folgerichtig wurden die ausgewiesenen Vorjahreszahlen entsprechend angepasst. Das bereinigte Nettoergebnis ersetzt das Nettoergebnis als Kennzahl in der Segmentberichterstattung.

Abschreibungen

Im Berichtsjahr Januar–Dezember 2020 betragen die Abschreibungen 1.438 Millionen €. Die Erhöhung um 37 % im Vergleich zu 1.053 Millionen € im Zeitraum Mai–Dezember 2019 ist hauptsächlich auf die Auswirkungen des längeren Berichtszeitraums zurückzuführen. Teilweise führten Reserveanpassungen in Nordeuropa und Effekte aus Währungsumrechnungen zu Kompensierungen.

Explorationsaufwand

Der Explorationsaufwand erhöht sich um 33 Millionen € bzw. 22 % auf 181 Millionen € im Vergleich zu 148 Millionen € im Zeitraum Mai–Dezember 2019.¹

¹ Weitere Informationen zu Explorationsaufwendungen finden Sie auf Seite 93f.

Finanzergebnis

Das Finanzergebnis betrug -225 Millionen €, was einem Rückgang von 61% im Vergleich zum Zeitraum Mai-Dezember 2019 entspricht. Zusätzlich zu den Auswirkungen der unterschiedlichen Länge von Berichts- und Vergleichszeitraum ist dies hauptsächlich auf die Entwicklung des Wechselkursergebnisses und die Wertminderung auf Finanzforderungen zurückzuführen.

Der Nettogewinn aus derivativen Finanzinstrumenten verbesserte sich um 68 Millionen € auf 92 Millionen € gegenüber einem Nettogewinn aus derivativen Finanzinstrumenten von 24 Millionen € im Vergleichszeitraum Mai-Dezember 2019. Darüber hinaus stieg das Zinsergebnis um 76 Millionen € auf 83 Millionen €, verglichen mit einem Nettozinsergebnis von 7 Millionen € im entsprechenden Vergleichszeitraum. Diese Steigerung bezieht sich auf ein höheres Zinsergebnis aus Darlehen an Dritte und auf einen Rückgang der Zinsaufwendungen, der hauptsächlich auf die Refinanzierung des Überbrückungskredits (8 Millionen €), geringere Tagesgeld-Fazilitäten in Argentinien (14 Millionen €) und die Steigerung der aktivierten Fremdkapitalzinsen im Berichtszeitraum auf 41 Millionen € (Vergleichszeitraum: 24 Millionen €) zurückzuführen ist. Außerdem schlugen sich im Vergleichszeitraum amortisierte Transaktionskosten in Höhe von 10 Millionen € für Fazilität A der Syndizierten Fazilitätsvereinbarung nieder, die im September 2019 in voller Höhe zurückgezahlt wurde. Diese Auswirkungen wurden durch eine Erhöhung der Netto-Wechselkursverluste von 133 Millionen € auf 261 Millionen € überkompensiert; im Vergleichszeitraum hatten diese 128 Millionen € betragen. Der Berichtszeitraum enthielt außerdem eine Wertminderung in Höhe von 91 Millionen € eines Gesellschafterdarlehens an eine at Equity bewertete niederländische Beteiligung, welches damit im Berichtszeitraum vollständig wertgemindert wurde.

Ertragsteuern

Im Berichtszeitraum Januar-Dezember 2020 betrug der Verlust vor Steuern 1.338 Millionen € (Vergleichszeitraum: Ertrag von 601 Millionen €). Im Berichtszeitraum ergab sich für die Wintershall Dea-Gruppe insgesamt ein Steuerertrag von 499 Millionen € (Vergleichszeitraum: Aufwand von 286 Millionen €). Die effektive Steuerquote betrug im Berichtszeitraum 37% (Vergleichszeitraum: 48%).

Der Steuerertrag im Berichtszeitraum resultiert im Wesentlichen aus Verlusten unserer Norwegischen Konzerngesellschaft und aus vorübergehenden Änderungen des norwegischen Mineralölsteuersystems aufgrund der COVID-19-Pandemie. Die Änderungen umfassen eine Erhöhung des Uplift, einer zusätzlichen steuerlichen Sonderabschreibung für Investitionen, auf bis zu 24% sowie dessen vollständige steuerliche Abzugsfähigkeit verbun-

den mit der sofortigen steuerlichen Abzugsfähigkeit der Investitionskosten innerhalb des gesonderten Mineralölsteuersystem für Investitionen in den Jahren 2020 und 2021. Zusätzlich erhielt der Konzern Zahlungen von den Norwegischen Steuerbehörden zum Ausgleich steuerlicher Verluste. Weiterhin hatten die Veränderung von latenten Steuern in Norwegen verursacht durch die Auswirkung von Wechselkursänderungen auf die NOK basierten steuerlichen Buchwerte sowie die Aktivierung von latenten Steuern für steuerliche Verlustvorträge in Deutschland Einfluss auf den Steuerertrag im Berichtszeitraum.

Bereinigtes Nettoergebnis

Das bereinigte Nettoergebnis im Berichtsjahr Januar-Dezember 2020 belief sich auf 195 Millionen €, was einer Steigerung um 21% im Vergleich zum Zeitraum Mai-Dezember 2019 entsprach. Demgegenüber betrug der Nettoverlust im Berichtszeitraum -839 Millionen €, verglichen mit einem Nettogewinn von 315 Millionen € im Vergleichszeitraum. Der Nettogewinn/-verlust im Berichtszeitraum wurde zusätzlich durch die Nettowertminderungen auf Anlagevermögen beeinflusst, die nicht Bestandteile des bereinigten Nettoergebnisses sind.

Im Berichtszeitraum wurden Nettowertminderungen in Höhe von 1.152 Millionen € erfasst. Die Nettowertminderungen auf Sachanlagen, übrige immaterielle Vermögenswerte und Vermögenswerte Exploration beziehen sich auf Vermögenswerte aus der Produktion und Feldesentwicklung sowie Anschaffungskosten für Konzessionen im Nahen Osten/Nordafrika (564 Millionen €), auf Vermögenswerte aus der Produktion und Feldesentwicklung, Anschaffungskosten für Konzessionen und Explorationsbohrungen in Nordeuropa (337 Millionen €) sowie Anschaffungskosten für Konzessionen in Lateinamerika (158 Millionen €). Der den zahlungsmittelgenerierenden Einheiten Ägypten und Dänemark zugeordnete Firmenwert wurde vollständig wertgemindert (27 Millionen € respektive 26 Millionen €). Darüber hinaus beinhaltet die Nettowertminderung auf Anlagevermögen Wertminderungen von at Equity bewerteten Beteiligungen in den Niederlanden (23 Millionen €) und in Russland (17 Millionen €).

Die im Juni erfassten Wertminderungen wurden hauptsächlich durch angepasste Rohstoffpreisannahmen sowie reduzierte Erwartungen an die Reserven in der Entwicklung im West Nil Delta in Ägypten ausgelöst. Die im Dezember erfassten Nettowertminderungen resultieren aus aktualisierten operativen Annahmen basierend auf der aktuellsten Unternehmensplanung.

3.2 VERGLEICH JANUAR–DEZEMBER 2020 MIT JANUAR–DEZEMBER 2019

EBITDAX

Umsatzerlöse und sonstige betriebliche Erträge

Im Vergleich zum Zeitraum Januar–Dezember 2019 sind die Umsatzerlöse Gas und Öl um 1.350 Millionen € bzw. 29 % auf 3.314 Millionen € gesunken. Dieser Rückgang ist im Wesentlichen getrieben durch den Verfall der Öl- und Gaspreise: Die realisierten Preise für Öl und Kondensat sind um 30 % und die realisierten Preise für Gas sind um 33 % zurückgegangen. Die Handelsumsätze sind um 362 Millionen € zurückgegangen, im Wesentlichen preisbedingt.

Nach der Änderung der Konsolidierungsmethode für die WIGA-Gruppe im Dezember 2019 werden keine Umsatzerlöse Midstream mehr ausgewiesen. Dies wurde zum Teil durch den Anstieg des Ergebnisses aus at Equity bewerteten Beteiligungen Midstream kompensiert, bedingt durch den Umstand, dass die Equitybewertung seit der Umstellung der Konsolidierung die gesamte WIGA-Gruppe umfasst.

Die sonstigen Umsatzerlöse sind um 73 Millionen € gesunken, im Wesentlichen bedingt einerseits durch geringere Durchleitungsgebühren in Norwegen nach dem Verkauf

unseres Anteils an Polarled Ende 2019 (38 Millionen €), andererseits aufgrund eines Rückgangs von Gewinnsteuern in Libyen und Ägypten in Höhe von 26 Millionen €.

Die sonstigen betrieblichen Erträge sind im Vergleich zum Zeitraum Januar–Dezember 2019 deutlich gesunken, im Wesentlichen bedingt durch den Gewinn aus der Änderung der Konsolidierungsmethode für die WIGA-Gruppe (385 Millionen €) im Vergleichszeitraum.

Produktions- und operative Aufwendungen

Produktions- und operative Aufwendungen sind um 232 Millionen € bzw. 11 % auf 1.863 Millionen € zurückgegangen. Dies resultiert im Wesentlichen aus geringeren Aufwendungen für Handelswaren, die parallel zu den rückläufigen Handelsumsätzen um 365 Millionen € gesunken sind. Im Gegensatz sind die übrigen Umsatzkosten um 136 Millionen € gestiegen, bedingt durch erhöhte Bohr- und Bautätigkeit in Achimov 4 und 5.¹

PRODUKTIONSKOSTEN PRO BOE (€/BOE)	Jan.–Dez. 2020	Jan.–Dez. 2019 ¹
Nordeuropa	6,2	5,9
Russland	0,4	0,5
Naher Osten/Nordafrika	4,9	3,5
Lateinamerika	3,1	3,5
Summe	3,7	3,8

¹ ungeprüfte Like-for-Like-Darstellung zu Illustrationszwecken

Insgesamt sind die spezifischen Produktionskosten im Vergleich zum Vorjahr stabil geblieben. Die Effizienzverbesserungen wurden dabei durch negative Wechselkurseffekte sowie Einmaleffekte aus einer Rückstellungszuführung kompensiert. Der Berichtszeitraum enthält eine einmalige Rückstellung in Höhe von 44 Millionen € resultierend aus einer Einigung mit Partnern über einen vor dem Zusammenschluss mit DEA bestehenden Sachverhalt. Bereinigt um diesen einmaligen operativen Aufwand, lägen die zugrunde liegenden Produktionskosten bei 3,5 €/boe für den Berichtszeitraum Januar–Dezember 2020.

Allgemeine Verwaltungskosten

Im Vergleich zum Zeitraum Januar–Dezember 2019 sind die allgemeinen Verwaltungskosten deutlich um 417 Millionen € gesunken. Dies betrifft im Wesentlichen die Rückstellungen für Restrukturierung: Der Vergleichszeitraum beinhaltet Zuführungen zu den Rückstellungen für Restrukturierung in Höhe von 273 Millionen €, während im Berichtszeitraum Rückstellungen in Höhe von 86 Millionen € aufgelöst wurden. Darüber hinaus beinhaltet das Vorjahr Aufwendungen für Change-of-Control-Zahlungen in Höhe von 40 Millionen €.¹

EBITDAX-Überleitungsrechnung

Millionen €	Jan.–Dez. 2020	Jan.–Dez. 2019 ¹
Umsatzerlöse Gas und Öl	3.314	4.664
bereinigt um unrealisierte Veränderungen im beizulegenden Zeitwert von Warenderivaten	6	-27
Umsatzerlöse Midstream	–	194
Sonstige Umsatzerlöse	328	401
Ergebnis aus at Equity bewerteten Beteiligungen: Gas und Öl	-14	29
bereinigt um im Ergebnis aus at Equity bewerteten Beteiligungen enthaltene Nettowertminderungen auf Anlagevermögen (nach Steuern)	–	–
Ergebnis aus at Equity bewerteten Beteiligungen: Midstream	196	114
bereinigt um im Ergebnis aus at Equity bewerteten Beteiligungen enthaltene Nettowertminderungen auf Anlagevermögen (nach Steuern)	–	–
Sonstige betriebliche Erträge	68	528
bereinigt um Gewinne aus dem Verkauf von Anlagevermögen/Änderungen des Konsolidierungskreises	-5	-473
Produktions- und operative Aufwendungen	-1.863	-2.095
bereinigt um Nettowertminderungen/Ausbuchungen von operativen Forderungen	13	-22
bereinigt um Verluste aus dem Abgang von Anlagevermögen	3	56
bereinigt um sonstige Einmaleffekte (Aufwendungen im Zusammenhang mit dem Merger, Akquisitionskosten etc.)	0	-3
Produktionsbezogene Steuern	-94	-177
Umsatzkosten Midstream	–	-29
Allgemeine Verwaltungskosten	-277	-694
bereinigt um Nettowertminderungen/Ausbuchungen von operativen Forderungen	0	0
bereinigt um Verluste aus dem Abgang von Anlagevermögen/Änderungen des Konsolidierungskreises	1	-21
bereinigt um sonstige Einmaleffekte (Aufwendungen im Zusammenhang mit dem Merger, Akquisitionskosten etc.) ²	-33	356
EBITDAX	1.643	2.801

¹ ungeprüfte Like-for-Like-Darstellung zu Illustrationszwecken

² Umfasste die Auflösung von Restrukturierungsrückstellungen (86 Millionen €), die teilweise durch die Integrationskosten in Höhe von 53 Millionen € ausgeglichen wurden.

Im Vergleich mit dem Zeitraum Januar–Dezember 2019 ist das EBITDAX um 1.158 Millionen € bzw. 41 % auf 1.643 Millionen € zurückgegangen. Dies ist im Wesentlichen bedingt durch die gesunkenen Öl- und Gaspreise, die zu einem Rückgang der Umsatzerlöse Gas und Öl in Höhe von 1.350 Millionen € (-29 %) geführt haben. Dies konnte nur zum Teil durch die geringeren EBITDAX-relevanten produktions- und operativen Aufwendungen kompensiert

werden, welche um 217 Millionen € bzw. 11 % gesunken sind. Darüber hinaus sind die allgemeinen Verwaltungskosten – bereinigt um Einmaleffekte – um 50 Millionen € gesunken, was den Effekt der gesunkenen Öl- und Gaspreise ebenfalls gedämpft hat.¹

EBITDAX je Segment

Millionen €	Jan.–Dez. 2020	Jan.–Dez. 2019 ¹
Nordeuropa	1.039	1.810
Russland	239	462
Naher Osten/Nordafrika	105	240
Lateinamerika	200	325
Midstream	193	275
Sonstige	-133	-311
Summe	1.643	2.801

¹ ungeprüfte Like-for-Like-Darstellung zu Illustrationszwecken

Bereinigtes Nettoergebnis

Millionen €	Jan.–Dez. 2020	Jan.–Dez. 2019 ¹
EBITDAX	1.643	2.801
Abschreibungen	-1.438	-1.485
Explorationsaufwand	-181	-211
bereinigt um Gewinne/Verluste aus dem Abgang von Anlagevermögen	45	4
Finanzerträge	220	167
Finanzaufwendungen	-445	-314
bereinigt um Nettowertminderungen/Ausbuchungen von Finanzforderungen	92	-9
Ertragsteuern	499	-186
bereinigt um Steuern auf vorgenommene Bereinigungen und nicht berücksichtigte Positionen	-240	-255
Bereinigtes Nettoergebnis	195	512

¹ ungeprüfte Like-for-Like-Darstellung zu Illustrationszwecken

Abschreibungen

Im Vergleich zum Zeitraum Januar–Dezember 2019 sind die Abschreibungen nahezu unverändert geblieben und beliefen sich auf 1.438 Millionen € (2019: 1.485 Millionen €).

Explorationsaufwand

Im Vergleich zum Zeitraum Januar–Dezember 2019 ist der Explorationsaufwand um 30 Millionen € bzw. 14 % auf 181 Millionen € gesunken.¹

Finanzergebnis

Im Vergleich zum Zeitraum Januar–Dezember 2019 ist das Finanzergebnis um 78 Millionen € auf -225 Millionen € gesunken. Höhere Netto-Währungskursverluste sowie die Wertminderung auf ein Gesellschafterdarlehen an eine niederländische at Equity bewertete Beteiligung wurden zum Teil durch höhere Zinserträge, höhere Nettogewinne aus Finanzderivaten sowie geringere Zinsaufwendungen (nach Kapitalisierung von Fremdkapitalzinsen) kompensiert.

Ertragsteuern

Im Berichtszeitraum Januar–Dezember 2020 betrug der Verlust vor Steuern 1.338 Millionen € (Januar–Dezember 2019: Verlust vor Steuern 487 Millionen €). In der Berichtsperiode hat die Wintershall Dea-Gruppe einen Ertrag aus Ertragsteuern in Höhe von 499 Millionen € ausgewiesen (Januar–Dezember 2019: Aufwand von 186 Millionen €).

Bereinigtes Nettoergebnis

Im Vergleich zur Periode Januar–Dezember 2019 ist das bereinigte Nettoergebnis um 317 Millionen € auf 195 Millionen € gesunken, im Wesentlichen bedingt durch niedrigere Öl- und Gaspreise. Die Nettowertminderungen auf Anlagevermögen sind Bestandteil des Nettogewinns/-verlusts, jedoch nicht im bereinigten Nettoergebnis enthalten. Insgesamt sind die Nettowertminderungen auf Anlagevermögen um 427 Millionen € bzw. 27 % auf 1.152 Millionen € gesunken (Januar–Dezember 2019: 1.579 Millionen €).

3.3 Finanzlage

Ziel der Finanzstrategie der Wintershall Dea-Gruppe ist es, eine langfristige Ausgewogenheit zwischen den Renditen für unsere Aktionäre einerseits und profitablen Wachstum andererseits zu schaffen, bei gleichzeitiger Aufrechterhaltung eines konservativen Finanzprofils und bilanzieller Stärke durch den gesamten Zyklus der Öl- und Gaspreise. Um seine finanzielle Stabilität zu sichern, strebt der Konzern ein dauerhaftes Kreditrating im Investment Grade-Bereich an. Bei der Ausschüttung und Verteilung des Kapitals wird die Gruppe die Prioritäten wie folgt setzen: (i) Betriebsmittel zur Stützung der Produktion, (ii) Bilanzstärke und Aufrechterhaltung des Investment Grade-Ratings, (iii) Dividenden an die Gesellschafter und (iv) profitables organisches/anorganisches Wachstum.

¹ Weitere Informationen zu Explorationsaufwendungen finden Sie auf Seite 93f.



KONZERN-KAPITALFLUSSRECHNUNG

Millionen €	Jan.–Dez. 2020	Mai–Dez. 2019	Jan.–Dez. 2019 ¹
Nettogewinn/-verlust (-)	-839	315	-673
Abschreibungen/Wertminderungen/Wertaufholungen	2.631	1.378	3.123
Veränderung der Rückstellungen	-139	-214	137
Veränderung der latenten Steuern	112	196	-104
Gewinne/Verluste aus dem Abgang von langfristigen Vermögenswerten	67	54	34
Gewinne/Verluste aus Entkonsolidierung	-	-427	-427
Sonstige zahlungsunwirksame Erträge/Aufwendungen	-138	-135	-226
Veränderung Nettoumlaufvermögen	-143	51	159
Veränderung bei sonstigen Bilanzposten	53	-103	-157
Cashflow aus der betrieblichen Tätigkeit	1.604	1.115	1.866
Auszahlungen für immaterielle Vermögenswerte, Sachanlagen und Investment Property	-1.268	-1.164	-1.676
Auszahlungen für Akquisitionen	-11	-	-740
Auszahlungen für at Equity bewertete Beteiligungen	-124	-	-
Einzahlungen aus dem Abgang von langfristigen Vermögenswerten/Desinvestitionen	106	307	308
Auszahlungen für Finanzforderungen	-185	-170	-308
Einzahlungen aus Finanzforderungen	132	-	-
Cashflow aus der Investitionstätigkeit	-1.350	-1.027	-2.416
Dividendenzahlung an einen Gesellschafter des Mutterunternehmens (Vorzugsanteile)	-57	-	-
Auszahlungen an die Gesellschafter aus der Kapitalrücklage	-	-1.400	-1.173
Dividendenzahlung an nicht beherrschende Anteilseigner	-	-52	-52
Einzahlungen aus Darlehen von Gesellschaftern	-	-	4.789
Tilgung von Darlehen von Gesellschaftern	-	-242	-6.679
Einzahlungen aus Anleihen	-	3.986	3.986
Einzahlungen aus dem Zugang von Bankverbindlichkeiten	28	3.393	7.667
Auszahlungen für die Tilgung von Bankverbindlichkeiten	-28	-5.657	-7.255
Veränderungen von Finanzverbindlichkeiten (nahestehende Unternehmen)	-91	-328	-419
Auszahlungen für die Tilgung von Leasingverbindlichkeiten	-67	-41	-60
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit	-215	-341	804
Zahlungswirksame Veränderung der flüssigen Mittel	39	-253	254
Einfluss von Änderungen des Wechselkurses, des Konsolidierungskreises und sonstigen Wertänderungen	-32	178	341
Flüssige Mittel zum Beginn des Berichtszeitraums	814	889	219
Flüssige Mittel zum Ende des Berichtszeitraums	821	814	814

¹ ungeprüfte Like-for-Like-Darstellung zu Illustrationszwecken

**VERGLEICH JANUAR–DEZEMBER 2020
MIT MAI–DEZEMBER 2019**

Millionen €	Jan.–Dez. 2020	Mai–Dez. 2019
Cashflow aus der betrieblichen Tätigkeit	1.604	1.115
Cashflow aus der Investitionstätigkeit	-1.350	-1.027
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit	-215	-341
Zahlungswirksame Veränderung der flüssigen Mittel	39	-253

Cashflow aus der betrieblichen Tätigkeit

Der Mittelzufluss aus der betrieblichen Tätigkeit ist von 1.115 Millionen € im Vergleichszeitraum um 489 Millionen € auf 1.604 Millionen € im Berichtszeitraum angestiegen. Dieser Anstieg ist in erster Linie auf Effekte aus Steuererstattungen für das Berichtsjahr und Vorjahre zurückzuführen, die sich für das Berichtsjahr aus Änderungen des norwegischen Steuersystems ergeben haben. Diese beliefen sich auf 557 Millionen € (gegenüber einem Abfluss von 215 Millionen € im Vergleichszeitraum). Zusätzlich sind höhere Dividenden aus at Equity bewerteten Beteiligungen für den Anstieg verantwortlich (Zufluss: 213 Millionen €, im Vergleich zu 110 Millionen € im Jahr 2019).

Cashflow aus der Investitionstätigkeit

Der Cashflow aus der Investitionstätigkeit, darunter Investitionen, Auszahlungen für Akquisitionen, Einzahlungen für Finanzforderungen und Auszahlungen für at Equity bewertete Beteiligungen sowie Einzahlungen aus dem Abgang von langfristigen Vermögenswerten/Desinvestitionen, betrug -1.350 Millionen € im Berichtszeitraum gegenüber -1.027 Millionen € im Vergleichszeitraum. Diese Steigerung ist hauptsächlich auf höhere Investitionen (104 Millionen €) und geringere Desinvestitionen (201 Millionen €) zurückzuführen.

Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit

Der Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit belief sich im Berichtszeitraum auf -215 Millionen €. Im Zeitraum Mai–Dezember 2019 hatte der Mittelabfluss -341 Millionen € betragen. Der Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit im Berichtszeitraum spiegelt hauptsächlich den Rückgang der Cashpool-Verbindlichkeiten mit nahestehenden Unternehmen wider – im Wesentlichen beeinträchtigt durch den geringeren Cash-Pool der WIGA (-78 Millionen €) –, die Rückzahlung von Leasingverbindlichkeiten (-67 Millionen €) und durch eine Dividendenzahlung auf Vorzugsanteile (-57 Millionen €). Der Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit im Vergleichszeitraum betraf Zahlungen an Anteilseigner aus der Kapitalrücklage und Rückzahlungen von Gesellschafterdarlehen und Nettotilgungen an Banken; kompensiert wurde dies durch die Einzahlungen aus der Begebung von Anleihen nach der Refinanzierung im Laufe des Zusammenschlusses mit DEA.

Millionen €	Jan.–Dez. 2020	Mai–Dez. 2019
Cashflow aus der betrieblichen Tätigkeit	1.604	1.115
Cashflow aus der Investitionstätigkeit	-1.350	-1.027
abzüglich Auszahlungen für Akquisitionen	11	0
abzüglich Einzahlungen aus dem Abgang von langfristigen Vermögenswerten/Desinvestitionen	-106	-307
Free Cashflow	159	-219

VERGLEICH JANUAR–DEZEMBER 2020 MIT JANUAR–DEZEMBER 2019

Millionen €	Jan.–Dez. 2020	Jan.–Dez. 2019 ¹
Cashflow aus der betrieblichen Tätigkeit	1.604	1.866
Cashflow aus der Investitionstätigkeit	-1.350	-2.416
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit	-215	804
Zahlungswirksame Veränderung der flüssigen Mittel	39	254

¹ ungeprüfte Like-for-Like-Darstellung zu Illustrationszwecken

Cashflow aus der betrieblichen Tätigkeit

Im Vergleich zum Zeitraum Januar–Dezember 2019 ist der Cashflow aus der betrieblichen Tätigkeit um 262 Millionen € bzw. 14 % gesunken. Die Steuerrückzahlungen aufgrund der zeitlich befristeten Steueränderungen in Norwegen haben dabei teilweise den Effekt aus den niedrigeren Öl- und Gaspreisen kompensiert.

Cashflow aus der Investitionstätigkeit

Im Vergleich zum Zeitraum Januar–Dezember 2019 ist der Cashflow aus der Investitionstätigkeit um 1.066 Millionen € bzw. 44 % gesunken; der Mittelabfluss betrug -1.350 Millionen €. Dies resultiert aus geringeren Investitionen (408 Millionen €) und gesunkenen Auszahlungen für Akquisitionen (729 Millionen €). Dies wurde teilweise durch niedrigere Einzahlungen aus dem Abgang von langfristigen Vermögenswerten/Desinvestitionen kompensiert (-202 Millionen €).

Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit

Der Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit belief sich im Berichtszeitraum auf -215 Millionen €, verglichen mit 804 Millionen € im Zeitraum Januar–Dezember 2019. Der Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit umfasst im Berichtszeitraum im Wesentlichen den Rückgang von Finanzverbindlichkeiten mit nahestehenden Unternehmen, im Wesentlichen bedingt durch geringere Verbindlichkeiten aus Cashpooling von WIGA, die Auszahlungen für die Tilgung von Leasingverbindlichkeiten sowie die Dividendenzahlungen auf Vorzugsanteile. Im Vergleichszeitraum beinhaltet der Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit Auszahlungen an Gesellschafter aus der Kapitalrücklage, die Rückzahlung von Gesellschafterdarlehen, Einzahlungen aus Anleihen, Veränderungen von Bankverbindlichkeiten sowie Veränderungen von Finanzverbindlichkeiten mit nahestehenden Unternehmen.

Millionen €	Jan.–Dez. 2020	Jan.–Dez. 2019 ¹
Cashflow aus der betrieblichen Tätigkeit	1.604	1.866
Cashflow aus der Investitionstätigkeit	-1.350	-2.416
abzüglich Auszahlungen für Akquisitionen	11	740
abzüglich Einzahlungen aus dem Abgang von langfristigen Vermögenswerten/Desinvestitionen	-106	-308
Free Cashflow	159	-118

¹ ungeprüfte Like-for-Like-Darstellung zu Illustrationszwecken

3.4 Vermögenlage

KONZERNBILANZ DER WINTERSHALL DEA-GRUPPE

Millionen €	31. Dez. 2020	31. Dez. 2019
Immaterielle Vermögenswerte	5.629	7.082
Sachanlagen und Investment Property	8.776	9.932
At Equity bewertete Beteiligungen	2.671	2.685
Finanzforderungen	1.127	1.064
Übrige Vermögenswerte/Forderungen	315	308
Langfristige Vermögenswerte	18.518	21.071
Finanzforderungen	141	181
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige Forderungen	908	1.227
Übrige kurzfristige Vermögenswerte	1.410	1.181
Kurzfristige Vermögenswerte	2.459	2.589
Aktiva	20.977	23.660

Per 31. Dezember 2020 beliefen sich die langfristigen Vermögenswerte auf 18.518 Millionen € und machten 88 % der Bilanzsumme aus. Verglichen mit 21.071 Millionen € per 31. Dezember 2019 verzeichneten die langfristigen Vermögenswerte einen Rückgang um 2.553 Millionen € bzw. 12 %.

Die immateriellen Vermögenswerte beliefen sich auf 5.629 Millionen € (31. Dezember 2019: 7.082 Millionen €). Die Firmenwerte gingen um 282 Millionen € auf 2.298 Millionen € zurück, bedingt durch Wechselkurseffekte sowie Wertminderungen in Ägypten und Dänemark. Der Wert der Vermögenswerte Exploration betrug 642 Millionen €, was einem Rückgang von 935 Millionen € gegenüber dem Vorjahr entsprach. Die wichtigsten Faktoren in diesem Zusammenhang waren die Reklassifizierung von Vermögenswerten Exploration in Sonstige immaterielle Vermögenswerte bzw. Sachanlagen, nachdem verschiedene Projekte von der Feldesentwicklungsphase in die Vorstufe der Entwicklungsphase gingen, Wertminderungen (144 Millionen €) und Wechselkurseffekte. Abschreibungen, Wertminderungen (271 Millionen €) und Wechselkurseffekte sonstiger immaterieller Vermögenswerte überschritten die Zugänge sowie die Auswirkungen der Reklassifizierung von Vermögenswerten Exploration um 236 Millionen €; insgesamt betrugen die übrigen immateriellen Vermögenswerte 2.689 Millionen €.

Die Sachanlagen verzeichneten einen Rückgang um 1.156 Millionen € und betrugen 8.776 Millionen €. Abschreibungen und Nettowertminderungen auf Sachanlagen und Investment Property überschritten die Zugänge im Jahr 2020 um 626 Millionen €; darüber hinaus wurde der Gesamtbetrag durch Wechselkurseffekte beeinflusst.

Demgegenüber erhöhten sich die Finanzforderungen und übrigen Vermögenswerte/Forderungen per 31. Dezember 2020 um 70 Millionen € bzw. 5 % auf 1.442 Millionen € (31. Dezember 2019: 1.372 Millionen €). Finanzforderungen und übrige Vermögenswerte/Forderungen umfassen langfristige übrige Finanzanlagen, Derivatforderungen, sonstige Forderungen und latente Steuern. Die Erhöhung ist hauptsächlich auf höhere Darlehen an Dritte sowie einen Anstieg der Fremdwährungsderivate zurückzuführen.

Die kurzfristigen Vermögenswerte sind im Vergleich zum 31. Dezember 2019 um 5 % gefallen und beliefen sich per 31. Dezember 2020 auf 2.459 Millionen €.

Die Finanzforderungen gingen um 40 Millionen € zurück auf 141 Millionen €, was in erster Linie auf ein Gesellschafterdarlehen an eine niederländische nach der Equity-Methode bewertete Beteiligung zurückzuführen ist, das im Berichtszeitraum vollständig wertberichtigt wurde (91 Millionen €). Dies wurde teilweise durch die Erhöhung von Darlehen an Dritte kompensiert.

Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie sonstige Forderungen betrugen 908 Millionen €, verglichen mit 1.227 Millionen € per 31. Dezember 2019. Der Rückgang in Höhe von 319 Millionen € war u. a. auf geringe Umsatzerlöse und Anzahlungen für Bauarbeiten, die Wertminderung einer Forderung in Argentinien sowie Wechselkurseffekte zurückzuführen.

Die sonstigen kurzfristigen Vermögenswerte, darunter auch Vorräte, Derivatforderungen, Ertragsteueransprüche sowie flüssige Mittel, erhöhten sich um 229 Millionen € auf 1.410 Millionen €.

Die Steigerung bei Derivatforderungen (92 Millionen € per 31. Dezember 2020) ist im Wesentlichen durch höhere beizulegende Zeitwerte von Warenderivaten entstanden. Im

Zuge der erwarteten Rückerstattungen der steuerlichen Verluste seitens der norwegischen Steuerbehörden in 2021 erhöhten sich die Ertragsteueransprüche im Berichtszeitraum um 213 Millionen € auf 296 Millionen €. Die flüssigen Mittel betragen 821 Millionen €, und lagen damit geringfügig über den Vorjahreswerten (2019: 814 Millionen €).

Millionen €	31. Dez. 2020	31. Dez. 2019
Eigenkapital	6.435	8.289
Rückstellungen	3.327	3.624
Finanzverbindlichkeiten	5.886	6.028
Übrige langfristige Verbindlichkeiten	3.361	3.542
Langfristige Schulden	12.574	13.194
Rückstellungen	437	375
Finanzverbindlichkeiten	471	576
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige Verbindlichkeiten	766	1.096
Übrige kurzfristige Verbindlichkeiten	294	130
Kurzfristige Schulden	1.968	2.177
Passiva	20.977	23.660

Das Eigenkapital ging um 1.854 Millionen € auf 6.435 Millionen € im Vergleich zum Vorjahr zurück, was im Wesentlichen durch das negative Ergebnis im Berichtszeitraum (839 Millionen €), unrealisierte Verluste aus Währungsumrechnungen (710 Millionen €) und Änderungen des beizulegenden Zeitwerts aus Cashflow-Hedges entstanden ist.

Die Eigenkapitalquote der Wintershall Dea-Gruppe ging geringfügig zurück von 35 % per 31. Dezember 2019 auf 31 % per 31. Dezember 2020.

Im Vergleich zum Stand per 31. Dezember 2019 verzeichneten die langfristigen Schulden einen Rückgang um 620 Millionen € auf 12.574 Millionen € per 31. Dezember 2020.

Insgesamt gingen die langfristigen Rückstellungen um 297 Millionen € per 31. Dezember 2020 zurück auf 3.327 Millionen €. Die Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen betragen 2.607 Millionen € (31. Dezember 2019: 2.815 Millionen €). Der Rückgang ist begründet durch die Reklassifizierung von langfristigen auf kurzfristige Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen (127 Millionen €)

und aufgrund von Wechselkurseffekten. Hauptsächlich wegen der Auflösung von Restrukturierungsrückstellungen gingen die sonstigen Rückstellungen um 141 Millionen € auf 89 Millionen € zurück. Dieser Rückgang wurde teilweise durch die Pensionsrückstellungen ausgeglichen; diese erhöhten sich aufgrund einer Reklassifizierung aus Restrukturierungsrückstellungen und versicherungsmathematischen Verlusten um 52 Millionen € auf 631 Millionen €.

Die Finanzverbindlichkeiten beliefen sich auf 5.886 Millionen € (31. Dezember 2019: 6.028 Millionen €). Der Rückgang in Höhe von 142 Millionen € wurde hauptsächlich durch Wechselkurseffekte aus in USD denominierten Darlehen in Norwegen sowie durch geringere Leasingverbindlichkeiten verursacht.

Zu den übrigen langfristigen Verbindlichkeiten gehören Derivatverbindlichkeiten, übrige Verbindlichkeiten, Ertragsteuerverbindlichkeiten sowie passive latente Steuern.

Die Steigerung bei den Derivatverbindlichkeiten (40 Millionen €) ist in erster Linie Warenderivaten zuzuschreiben. Die latenten Steuern erhöhten sich um 227 Millionen € auf 3.250 Millionen €, was hauptsächlich durch Wechselkurseffekte verursacht wurde. Die Ertragsteuerverbindlichkeiten beliefen sich per 31. Dezember 2020 auf 18 Millionen €.

Die kurzfristigen Schulden gingen per 31. Dezember 2020 um 209 Millionen € zurück auf 1.968 Millionen €. Dies wurde hauptsächlich durch den Rückgang kurzfristiger Finanzverbindlichkeiten (105 Millionen €) sowie der Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen sowie sonstiger Verbindlichkeiten (330 Millionen €) verursacht und wurde teilweise durch die Steigerung der Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen (109 Millionen €) und der Derivatverbindlichkeiten (207 Millionen €) kompensiert.

Insgesamt erhöhten sich die Rückstellungen um 62 Millionen € auf 437 Millionen €. Die Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen betragen 167 Millionen € (31. Dezember 2019: 58 Millionen €). Die Erhöhung um 109 Millionen € ist im Wesentlichen auf eine Reklassifizierung aus den langfristigen Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen zurückzuführen. Hauptsächlich wegen der Inanspruchnahme von Restrukturierungsrückstellungen (70 Millionen €) gingen die sonstigen Rückstellungen um 47 Millionen € auf 270 Millionen € zurück. Dieser Rückgang wurde teilweise durch Personalarückstellungen kompensiert; diese erhöhten sich um 13 Millionen € auf 52 Millionen €.

Die Finanzverbindlichkeiten sind um 105 Millionen € gesunken, hauptsächlich aufgrund geringerer Cashpool-Verpflichtungen im Zuge fallender Einlagen durch die Cashpool-Vereinbarung mit der WIGA-Gruppe. Seit Mai 2020 legt die WIGA rund 50 % (vorher 100 %) ihrer Barguthaben bei der Wintershall Dea-Gruppe an.

Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen sowie übrige Verbindlichkeiten gingen um 330 Millionen € auf 766 Millionen € zurück, im Vergleich zu 1.096 Millionen € per 31. Dezember 2019. Der Rückgang war u. a. auf geringere erhaltene Anzahlungen für Bauarbeiten, geringere Investitionen und Betriebsausgaben sowie Wechselkurseffekte zurückzuführen.

Die sonstigen kurzfristigen Verbindlichkeiten umfassen Derivatverbindlichkeiten und Ertragsteuerverbindlichkeiten (31. Dezember 2020: 294 Millionen €). Die Erhöhung um 207 Millionen bei den Derivatverbindlichkeiten (258 Millionen € per 31. Dezember 2020) ist im Wesentlichen den Warenderivaten (Steigerung von 200 Millionen €) zu verdanken. Die Ertragsteuerverbindlichkeiten betragen 36 Millionen € und lagen damit unter dem Vorjahreswert (2019: 79 Millionen €).

NETTOVERSCHULDUNG/EBITDAX-RATIO

Millionen €	31. Dez. 2020	31. Dez. 2019
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	1.828	1.889
Anleihen	3.997	3.995
Finanzverbindlichkeiten aus Cashpooling	394	485
Leasingverbindlichkeiten	133	223
Summe Schulden	6.352	6.592
Finanzforderungen aus Cashpooling	-12	-16
Flüssige Mittel	-821	-814
Nettoverschuldung	5.519	5.762
EBITDAX (LTM)¹	1.643	2.801²
Nettoverschuldung/EBITDAX Ratio³	3,4	2,1

¹ LTM = vergangene zwölf Monate (last twelve months)

² ungeprüfte Like-for-Like-Darstellung zu Illustrationszwecken

³ ungeprüft

Die Nettoverschuldung per 31. Dezember 2020 belief sich auf 5.519 Millionen €, was zu einem Verhältnis von Nettoverschuldung zu EBITDAX von 3,4 x führt (31. Dezember 2019: 2,1 x).

3.5 Nicht-finanzielle Leistungsindikatoren

Die Wintershall Dea-Gruppe erstellt einen separaten Nachhaltigkeitsbericht (ungeprüft), der zusammen mit dem Konzernabschluss auf der Webseite des Unternehmens veröffentlicht wird. In diesem Nachhaltigkeitsbericht stellt die Gruppe umweltbezogene, soziale (einschließlich sicherheits- und gesundheitsbezogener) und Governance-Aspekte detailliert dar.

Forschung und Entwicklung

Die Aktivitäten unseres Unternehmens bei der Exploration und Erschließung von Kohlenwasserstofflagerstätten sind typisch für unsere Branche. Zur Unterstützung dieser Aktivitäten verfügen wir in unserem Technology & Innovation Department unter anderem über ein modernes produktionstechnisches und geowissenschaftliches Labor. Der Schwerpunkt unserer Forschungsarbeit liegt auf der laufenden Verbesserung der Methoden zur Exploration, Entwicklung und Ausbeutung von Kohlenwasserstofflagerstätten. Darüber hinaus erkunden wir Möglichkeiten zur Herstellung von Wasserstoff und der Speicherung von Kohlendioxid.

4. Ausblick und Risiken

4.1 PROGNOSE

Zugrundeliegende Annahmen

Unser Ausblick basiert auf der Annahme, dass sich die Erholung von der COVID-19-Pandemie ungehindert fortsetzt ohne zusätzliche schwere Infektionswellen, und dass Impfstoffe für die Bevölkerung durchgängig das ganze Jahr zur Verfügung stehen. Für 2021 erwarten wir die folgenden Rohstoffpreise und Wechselkurse:

- › Brent-Notierungen von 45-55 \$/bbl
- › TTF-Gaspreise von 4,5-6,0 \$/mscf
- › Wechselkurs von 1,10-1,20 \$/€

Der Ausblick für die Produktion basiert auf den aktuellen Produktionsprofilen für die einzelnen Gebiete.

Tatsächliche Entwicklung verglichen mit Ausblick für 2020

Im vorherigen Konzernlagebericht gaben wir eine Vorausschau für 2020, die auf der mittelfristigen Planung basierte, die Anfang Februar 2020 verabschiedet worden war. Während des Jahres wurde diese Vorausschau quartalsweise aktualisiert. Aufgrund der Anforderungen von DRS 20 sind die Ist-Zahlen mit der ursprünglichen Vorausschau für 2020 zu vergleichen.

Im Jahresdurchschnitt lagen die Brent- und TTF-Preise rund 30 % unterhalb der Annahmen für 2020 aufgrund der globalen COVID-19-Pandemie, welche die Nachfrage nach Kohlenwasserstoffen deutlich reduzierte. In Bezug auf den \$/€-Wechselkurs lag der \$ durchschnittlich 3 % unter den Annahmen in der Vorausschau.

Die Produktion¹ lag 2020 leicht über dem Mittelwert der ursprünglichen Vorausschau und über der neuesten aktualisierten Vorausschau aus dem dritten Quartal 2020.

Die Investitionen betragen 0,3 Milliarden € weniger als der Mittelwert der letztjährigen Vorausschau und befinden sich damit auf dem Niveau der aktualisierten Prognose aus dem dritten Quartal 2020.

Der Free Cashflow entsprach dem Wert in der letztjährigen Vorausschau.

Ausblick

Die neue Mittelfristplanung (MFP) der Wintershall Dea-Gruppe wurde Anfang Dezember 2020 verabschiedet. Unser Ausblick, der mögliche M&A-Aktivitäten nicht berücksichtigt, basiert auf dieser MFP.

Wir fokussieren uns weiterhin auf die Optimierung der Produktion aus unseren bestehenden Feldern und deren Weiterentwicklung, um gut positioniert zu sein in einem Umfeld anhaltender Volatilität der für uns relevanten Rohstoffpreise für Öl und Gas. Wir kümmern uns zudem darum, dass all unsere wesentlichen Anlagen eine hohe Verfügbarkeit haben, um zu gewährleisten, dass die geplanten Produktionsziele erreicht werden können.

Für 2021 erwarten wir eine Produktion¹ in Höhe von 620–640 Tausend boe/Tag, die etwas höher liegt als im Kalenderjahr 2020.

Wir erwarten Investitionen für Produktion und Entwicklung (ohne Akquisitionen) für 2021 in Höhe von 1,0–1,1 Milliarden €.

Für EBITDAX und Free Cashflow erwarten wir für 2021 einen deutlichen Anstieg (>10%) im Vergleich zu 2020, basierend auf den zugrundeliegenden Preisannahmen.

¹ ohne Libyen onshore

4.2 CHANCEN UND RISIKEN

Ziel des Risikomanagements der Wintershall Dea ist es, Risiken und Chancen so früh wie möglich zu erkennen und zu bewerten sowie die erforderlichen Maßnahmen zu ergreifen, um Chancen zu wahren und Geschäftsverluste zu begrenzen. Es ist unser Ziel, Risiken zu vermeiden, die eine Bedrohung für den Fortbestand der Wintershall Dea darstellen, und optimale Entscheidungen auf Managementebene zu treffen, die einen Mehrwert erzeugen. Wir definieren Chancen als Ereignisse, die einen positiven Einfluss auf das Erreichen unserer strategischen und geschäftlichen Ziele haben. Risiken sind nach unserem Verständnis hingegen Ereignisse, die einen negativen Einfluss auf das Erreichen unserer strategischen und geschäftlichen Ziele haben.

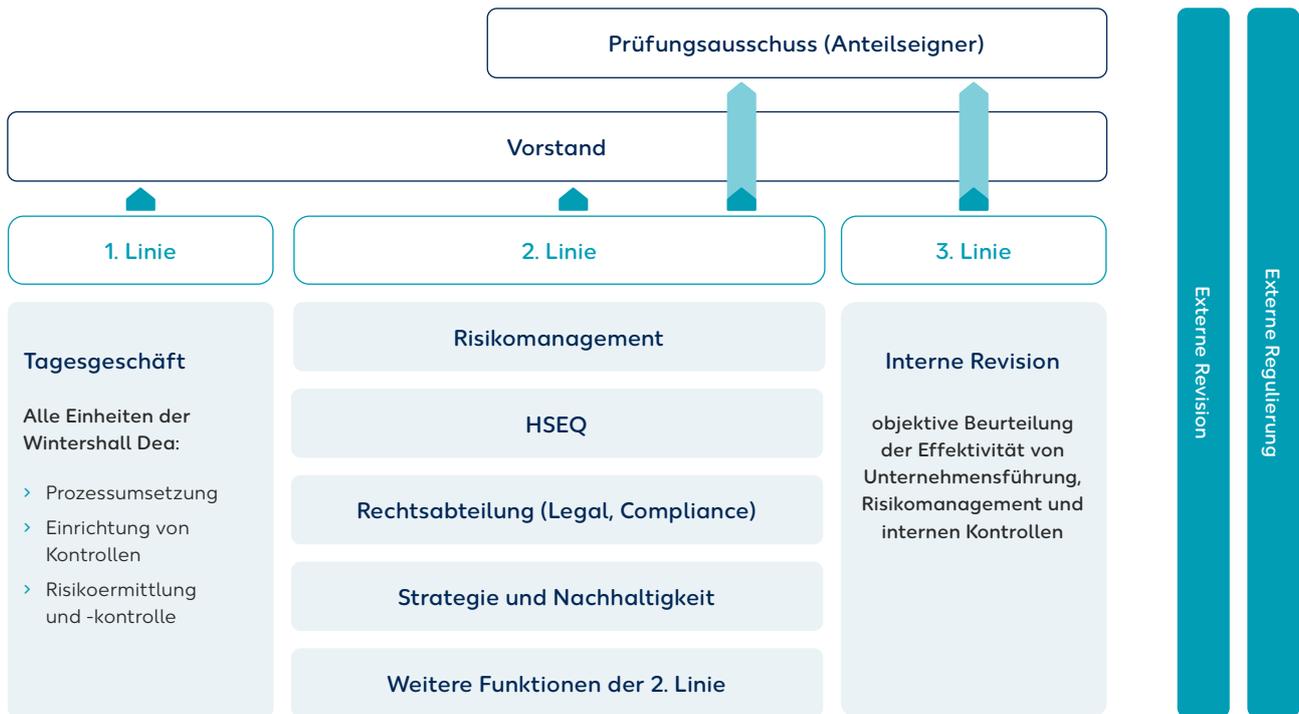
Zur wirksamen Bemessung und Erfassung der erkannten Chancen und Risiken quantifizieren wir diese wo immer möglich entsprechend ihrer Eintrittswahrscheinlichkeit und ihrer Auswirkungen. Wenn möglich, verwenden wir statistische Methoden, um Chancen und Risiken zu Risikofaktoren zu aggregieren. So erhalten wir einen Gesamtüberblick über die Chancen und Risiken auf Portfolioebene, der es uns ermöglicht, effektive Maßnahmen zur Risikosteuerung zu ergreifen.

Gesamtbewertung

- › Wesentliche Chancen und Risiken ergeben sich aus Marktpreisänderungen bei Rohstoffen und Fremdwährungen.
- › Keine Bedrohung für den Fortbestand der Wintershall Dea

Für 2021 erwarten wir weiter beträchtliche Unsicherheit bezüglich einer Erholung von der Pandemie. Wir gehen jedoch davon aus, dass diese Erholung von der COVID-19-Pandemie nicht von weiteren größeren Infektionswellen unterbrochen wird und dass im Jahresverlauf Impfungen für die Allgemeinheit bereitgestellt werden. Vor diesem Hintergrund erwarten wir ein höheres weltweites Wirtschaftswachstum als im Vorjahr.

Nach unserer Einschätzung bestehen keine wesentlichen Einzelrisiken, die den Fortbestand der Wintershall Dea gefährden. Gleiches gilt für die Summe der Einzelrisiken, auch im Falle einer globalen Wirtschaftskrise. Letztlich verbleiben aber bei allen unternehmerischen Aktivitäten Risiken, die auch durch ein umfassendes Risikomanagement nicht auszuschließen sind.



Organisation Risikomanagement

Risikomanagementprozess

Der Risikomanagementprozess der Wintershall Dea basiert auf dem internationalen Risikomanagementstandard COSO Enterprise Risk Management – Integrating with Strategy and Performance (2017) und hat die folgenden wesentlichen Merkmale:

Organisation und Verantwortlichkeiten

- › Das Risikobewusstsein eines jeden Mitarbeiters der Wintershall Dea ist integraler Bestandteil der täglich gelebten Risikokultur des Unternehmens.
- › Die Organisation des Risikomanagements innerhalb der Wintershall Dea folgt den Grundsätzen des ‚Three Lines of Defence‘-Modells.
- › Das Risikomanagement liegt in der Verantwortung des Vorstands, der auch die Prozesse zur Genehmigung von Investitionen, Akquisitionen und Desinvestitionen festlegt.
- › Der Vorstand wird durch die Einheit Corporate Risk Management unterstützt. Diese Einheit koordiniert den Risikomanagementprozess auf Unternehmensebene, untersucht quantitative und qualitative Chancen und Risiken, und stellt die Struktur und geeignete Methodik zur Verfügung. Das Chancen- und Risikomanagement ist somit Teil der Strategie-, Planungs- und Entscheidungsprozesse.
- › Ein Netzwerk von lokalen Risikomanagern in den Geschäftseinheiten aller Länder setzt das Risikomanagement im Tagesgeschäft um.
- › Marktrisiken, einschließlich Rohstoff- und Währungsrisiken, werden auf Konzernebene zentral bewertet und aktiv abgesichert. Die Hedging-Aktivitäten sind in der Hedging-Policy der Gruppe geregelt. Das Management der operativen Chancen und Risiken wird weitgehend an die Geschäfts- und Unternehmenseinheiten auf regionaler oder lokaler Ebene delegiert.
- › Durch unser unternehmensweites Compliance-Programm soll die Einhaltung gesetzlicher Vorschriften und unternehmensinterner Richtlinien gewährleistet werden. Unser weltweiter Verhaltenskodex, der für alle Mitarbeiter verbindlich ist, bildet eine feste Grundlage verbindlicher Standards für unser tägliches Geschäft.
- › Die Interne Revision (Corporate Audit) ist für die regelmäßige Prüfung des vom Vorstand eingerichteten Risikomanagementsystems gemäß § 91 Abs. 2 AktG zuständig. Außerdem befasst sich der Prüfungsausschuss der Anteilseigner im Rahmen seiner Überwachung des Vorstands mit der Wirksamkeit des Risikomanagementsystems. Die Angemessenheit des Risikomanagements wird auch von unserem externen Wirtschaftsprüfer beurteilt.
- › Wintershall Dea ist sich der wachsenden Bedeutung der angemessenen Identifikation und Bewertung sowie des Managements und der Berichterstattung klimabezogener Chancen und Risiken bewusst, insbesondere in Verbindung mit den neuen Klimazielen unseres Unternehmens. In Übereinstimmung mit dem Risi-

komanagementprozess auf Unternehmensebene werden unter der Steuerung der Einheit Sustainability die Identifikation, die Bewertung und das Management von klimabezogenen Chancen und Risiken an designierte Risikoverantwortliche in unseren Geschäfts- und Unternehmenseinheiten delegiert.



Enterprise Risk Management Process

Prozess

- › Die unternehmensweit gültige Risikomanagement-Richtlinie bildet den Rahmen für das Risikomanagement und wird von den Geschäftsbereichen und Unternehmenseinheiten entsprechend ihrer spezifischen Gegebenheiten umgesetzt.
- › Ein Katalog von Chancen- und Risikokategorien hilft, alle relevanten quantitativen und qualitativen Chancen und Risiken möglichst umfassend zu ermitteln.
- › Wintershall Dea hat einen Bottom-up-Risikomanagementprozess eingerichtet, der durch regelmäßige Risikodialoge alle Unternehmensebenen mit einbezieht. Im Rahmen dieses Prozesses meldet das Risikomanagement zweimal im Jahr die aggregierten Chancen/Risiken an den Vorstand und an den Prüfungsausschuss der Anteilseigner.
- › Im Rahmen der regelmäßigen Planungszyklen erfolgt darüber hinaus mit dem Vorstand eine Aktualisierung des Risikoportfolios für alle quantitativen Risiken und Chancen. Wird ein neues relevantes Risiko erkannt, muss es sofort gemeldet werden.
- › Sämtliche Chancen und Risiken werden nach ihrer Eintrittswahrscheinlichkeit und ihren möglichen Auswirkungen bewertet. Die potenziellen Auswirkungen müssen in der Regel durch Kennzahlen quantifiziert werden. Wenn eine Quantifizierung nicht sinnvoll ist, wird eine qualitative Bewertung auf Basis geeigneter Kenngrößen durchgeführt. Grundlage für die Bewertung ist das aktuelle Risiko unter Berücksichtigung aller wirksamen Gegenmaßnahmen, die getroffen wurden.
- › Die Quantifizierung beruht auf der Eintrittswahrscheinlichkeit und den potenziellen Auswirkungen auf den geplanten Free Cashflow (FCF) und das EBITDAX, die auch potenzielle Auswirkungen auf die wichtigsten KPIs Produktion pro Tag und CAPEX abdecken. Der Schwellenwert für die Berücksichtigung liegt bei 10 Millionen € pro Jahr innerhalb der zweijährigen Betrachtung. Die quantifizierten Risiken und Chancen werden simuliert und aggregiert, um risikobasierte Informationen zu erhalten. Unter Verwendung eines 98-prozentigen Konfidenzintervalls wird jeder Risikofaktor in eine der oben genannten Bewertungsklassen eingestuft.
- › Langfristige Chancen und Risiken, die sich auf den FCF und/oder EBITDAX in späteren Jahren auswirken, werden durch den Nettobarwert (NPV) von Projekten und Vermögenswerten separat berücksichtigt. Für langfristige Chancen und Risiken, die nicht quantifiziert werden, erfolgt eine qualitative Bewertung. Diese qualitative Bewertung berücksichtigt die potenziellen Auswirkungen auf Umwelt und Sicherheit sowie die rechtlichen und reputationsbezogenen Folgen. Langfristige Chancen und Risiken werden separat behandelt und nicht aggregiert.

Überblick zu Chancen und Risiken

Die Betrachtungen umfassen sowohl quantitative als auch qualitative Chancen und Risiken. Bei der ergänzenden Erläuterung der wesentlichen Einzelrisiken werden weitere qualitative Angaben bereitgestellt.

1. Quantitative Chancen und Risiken

Kategorien	Ausblick - Auswirkungen auf den Free Cashflow 2021 +
1.1 Finanzen und Markt	
Kohlenwasserstoffpreise	●●●●●●●●●●
Wechselkurse	○●●●●●●●●○
Kredit/Gegenparteien	○●●●●●●●●○
Steuern	○●●●●●●●●○
Liquidität	○●●●●●●●●○
1.2 Betrieb	
Einfluss Dritter	○●●●●●●●●○
Anlagen/Bohrungen	○●●●●●●●●○
Subsurface/Reserven	○●●●●●●●●○
Verträge	○●●●●●●●●○

Die potenziellen Auswirkungen auf den Free Cashflow (FCF) im Jahr 2021 vermitteln eine ganzheitliche Sicht der kurzfristigen Chancen und Risiken der Wintershall Dea, einschließlich derer in den Bereichen Investitionen, Steuern und Exploration. Der FCF zeigt auch die Chancen und die Risiken hinsichtlich der Fähigkeit des Unternehmens, Dividenden zu zahlen. Für jeden Risikofaktor wird ein Konfidenzintervall von 98 % auf Basis der Planwerte verwendet.

Beschreibung	Auswirkungen auf den Free Cashflow	Ausblick
	von bis	- +
sehr niedrig	< 50 Millionen €	○○○●●○○○○
niedrig	50 Millionen € 150 Millionen €	○○●●●○○○○
moderat	150 Millionen € 500 Millionen €	○○●●●●○○○
hoch	500 Millionen € 750 Millionen €	○●●●●●○○○
sehr hoch	> 750 Millionen €	●●●●●●○○○

2. Langfristige Chancen und Risiken

2.1 Gesundheit, Sicherheit und Umwelt (HSE)

2.2 Strategie und Geschäft

- > Politik
- > Klimawandel/Energiewende
- > Reservenersatz und -erschließung
- > IT
- > Personal

2.3 Compliance

3. Wesentliche Einzelrisiken

3.1 Rechtsstreitigkeiten und Verfahren

- > OPAL Gas Pipeline
- > Nord Stream 2
- > Allgemein

1. Quantitative Chancen und Risiken

1.1 FINANZEN UND MARKT

Kohlenwasserstoffpreise

Das Geschäft der Gruppe ist stark von den Kohlenwasserstoffpreisen abhängig, die sehr volatil sein können und vom weltweiten Konjunktugeschehen geprägt sind.

Die geschätzten Umsätze, der Cashflow, die Reserven und Ressourcen sowie die Rentabilität und das Wachstum der Gruppe hängen im Wesentlichen von den jeweils geltenden internationalen und lokalen Preisen für die von der Gruppe geförderten Kohlenwasserstoffe ab. Die Kohlenwasserstoffpreise sind volatil und hängen von Faktoren ab, auf die die Gruppe keinen Einfluss hat. Die Preise werden zurzeit und voraussichtlich auch in Zukunft weitgehend von der allgemeinen Unsicherheit über die Erholung der Weltwirtschaft, die mögliche weitere Ausbreitung von COVID-19 und die weltweit ergriffenen Gegenmaßnahmen wie Reisebeschränkungen, die Verhängung von Quarantänen, die längere Schließung von Arbeitsstätten, Ausgangssperren und andere Maßnahmen zur Kontaktvermeidung bestimmt. Die aktuellen wirtschaftlichen Bedingungen und die Instabilität in bestimmten Schwellenländern werden wahrscheinlich deutliche langfristige Auswirkungen auf die operativen Ergebnisse der Gruppe haben. Ein weiterer Rückgang oder eine anhaltende Volatilität der Öl- und/oder Gaspreise oder eine Verschlechterung der weltweiten wirtschaftlichen Bedingungen könnten erhebliche negative Auswirkungen auf die Geschäftstätigkeit, die Finanzlage und das Betriebsergebnis der Gruppe haben.

Risikomanagement

Die Gruppe steuert das Preisrisiko für Kohlenwasserstoffe, indem sie Teile ihres Öl- und Gaspreisrisikos systematisch absichert, um ihr Investment-Grade-Rating zu schützen und die Vorhersagbarkeit der Dividenden zu verbessern. Dieses Risikomanagement dient dazu, eine ausreichende Verschuldungskapazität sicherzustellen und verschafft dem Management die nötige Flexibilität, um bei kritisch niedrigen Rohstoffpreisen die Strategie anzupassen.

Die abzusichernden Beträge hängen von der Finanzlage der Gruppe, ihren Rohstoffpreisrisiken und den Bedingungen auf den Rohstoffmärkten ab. Das maximale Absicherungsvolumen wird auf 75 %, 50 % und 25 % der effizient absicherbaren Produktion für einen Horizont von einem, zwei bzw. drei Jahren festgelegt. Effektiv sichern wir bis zu 40 % unseres Kohlenwasserstoff-Nachsteuerrisikos ab, hauptsächlich durch den Einsatz von linearen Verträgen.

Wechselkurse

Schwankende Wechselkurse können die Ertrags- und Finanzlage der Gruppe beeinflussen.

Die Gruppe ist Schwankungen der Wechselkurse ausgesetzt. Unsere Berichtswährung ist der Euro. Die Umsatzerlöse werden in mehreren Währungen erwirtschaftet, darunter auch in US-Dollar, während die Betriebskosten und Investitionen in anderen Währungen laufen können, z. B. norwegischen Kronen und russischen Rubel. Bedeutende Fluktuationen der Wechselkurse zwischen dem US-Dollar, dem Euro und den anderen operativen Währungen der Gruppe könnten ihre ausgewiesenen Ergebnisse stark belasten.

Risikomanagement

Die Gruppe überwacht und steuert das Fremdwährungsrisiko täglich mit dem Ziel, die Auswirkungen von Währungsschwankungen auf die Gewinn- und Verlustrechnung zu eliminieren.

Währungsrisiken werden auf Konzern- und Unternehmensebene überwacht, und das Nettofremdwährungsrisiko der Gruppe wird (nach natürlichen Absicherungen), soweit möglich, aktiv mit linearen Verträgen abgesichert.

RISIKOBESCHREIBUNG ▾

CHANCEN UND RISIKOMANAGEMENT ▾

Kredit/Gegenpartei**Die Gruppe unterliegt Kreditrisiken.**

Das Geschäft der Wintershall Dea-Gruppe unterliegt dem Risiko, dass die von ihren Kunden geschuldeten Beträge für verkaufte Produkte oder erbrachte Leistungen bei Fälligkeit nicht bezahlt werden, und dass Kunden unter Umständen nicht in der Lage sein werden, ihren Zahlungsverpflichtungen zeitnah und vollumfänglich nachzukommen, beispielsweise wegen Insolvenz. In derartigen Fällen ist die Gruppe bestrebt, etwaige Streitigkeiten beizulegen und die ihr zustehenden Beträge nach Maßgabe der Gesetzgebung in den jeweiligen Gerichtsbarkeiten, in denen die Gruppe aktiv ist, sowie in Einklang mit den üblichen Geschäftsusancen beizutreiben. Die Gruppe unterliegt auch aufgrund ihrer Vereinbarungen mit Lieferanten, sowie ihren Joint Venture- und anderen Partnern einem Kreditrisiko. Als Folge der Ungewissheit, in welcher Höhe und zu welchem Zeitpunkt die Gruppe überfällige Forderungen von ihren Kunden erstattet bekommt, benötigt sie möglicherweise erhebliche finanzielle Mittel, um ihre finanzielle Stabilität zu erhalten.

Die Gruppe unterliegt auch aufgrund ihrer Vereinbarungen mit Lieferanten, sowie ihren Joint Venture- und anderen Partnern einem Kreditrisiko.

Risikomanagement

Das Management des Kreditrisikos erfolgt auf Gruppenbasis. Die konzernweiten Verfahren umfassen die Beantragung von Kreditgenehmigungen, die Gewährung und Erneuerung von Kreditlimits für Gegenparteien, die aktive Überwachung von Risiken in Zusammenhang mit diesen Limits und die Anforderungen, die gesicherte Zahlungsbedingungen auslösen. Im Rahmen dieser Prozesse werden die Kreditrisiken mit allen Gegenparteien regelmäßig überwacht und zeitnah bewertet.

STEUERN**Die Gruppe ist steuerlichen Risiken ausgesetzt.**

Die Gruppe operiert und hält Beteiligungen in zahlreichen Ländern. Daher ist sie einer Vielzahl von steuerlichen Rahmenbedingungen ausgesetzt, die sich in einer für die Gruppe nachteiligen Weise ändern können, z. B. bei Unsicherheiten und Änderungen von Subventionen, Lizenzgebühren oder Steuern (einschließlich der Richtlinien zur Gewährung von verbindlichen Auskünften zu Steuerfragen).

Chancen

Günstige Änderungen von Subventionen, Förderabgaben oder Steuern können ebenfalls als Chance dienen.

Liquidität

Die Produktions- und Entwicklungsprojekte der Gruppe erfordern erhebliche Investitionen, und die Fähigkeit der Gruppe, einen ausreichenden Cashflow zur Finanzierung ihrer Geschäftstätigkeit zu generieren, hängt von vielen Faktoren ab, auf die die Gruppe keinen Einfluss hat.

Die Gruppe tätigt und erwartet auch in Zukunft erhebliche Investitionen in die Exploration, Erschließung, Produktion und den Erwerb von Öl- und Erdgasreserven sowie Ressourcen, um Rückgänge bei ihren wichtigsten Förderprojekten auszugleichen. In den letzten Jahren ist ein Stimmungsumschwung der Anleger zu Lasten der Rohstoffbranchen, einschließlich der Öl- und Gasförderung, zu verzeichnen. Sollte sich dieser Trend fortsetzen, könnte dies für Unternehmen in diesen Branchen, einschließlich der Wintershall Dea-Gruppe, zu einem eingeschränkten oder ungünstigeren Zugang zu Kapitalmärkten und anderen Finanzierungsquellen führen. Darüber hinaus setzt sich die Gruppe eine Reihe von operativen und projektbezogenen Zielen, um ihre übergeordneten strategischen Ziele zu erreichen. Es kann jedoch nicht garantiert werden, dass die Gruppe in der Lage sein wird, diese strategischen Ziele rechtzeitig oder überhaupt zu erreichen. Die Geschäftstätigkeit der Gruppe erfordert erhebliche Investitionen, u. a. in den Bereichen Exploration und Erschließung, Produktion und Transport sowie zur Erfüllung der Verpflichtungen aus Umweltgesetzen und -vorschriften.

Risikomanagement

Risiken im Zusammenhang mit Cashflow-Schwankungen werden im Rahmen unserer Liquiditätsplanung zeitnah erkannt. Vorhersehbare und unvorhergesehene kurzfristige Liquiditätsbedürfnisse können durch unsere syndizierte revolvingende Kreditfazilität und bestehende zugesagte und nicht zugesagte Betriebsmittellinien gedeckt werden. Unser Investment-Grade-Rating ermöglicht uns den Zugang zu den Fremdkapitalmärkten. Die Refinanzierungsrisiken werden durch unser ausgewogenes Fälligkeitsprofil gemildert.

1.2 BETRIEB

Einfluss Dritter

Der Einfluss der Gruppe auf ihre Joint-Venture-Partner kann begrenzt sein.

Sofern die Wintershall Dea-Gruppe nicht Betreiber ihrer Beteiligungen an Gas- und Ölfeldern ist, ist sie von den Geschäftspartnern abhängig, die als Betreiber auftreten. Jedes Missmanagement eines Gas- oder Ölfeldes durch einen der Geschäftspartner kann zu Verzögerungen oder erhöhten Kosten führen.

In manchen Fällen, z. B. bei Midstream-Partnerschaften, ist der Einfluss auf die Partner eingeschränkt.

Risikomanagement

Non-Operated Joint Ventures (NOJVs) der Wintershall Dea machen einen großen Teil des Geschäfts der Gruppe aus. Wir sind der Meinung, dass wir, auch wenn wir die Rolle des Betreibers absolut respektieren, auch die Verantwortung für den Erfolg oder Misserfolg unserer Joint Ventures mittragen. Wir erfüllen unsere Sorgfaltspflicht, unabhängig davon, ob die Behörden es verlangen. Die Geschäftseinheiten verfolgen die Leistung der Assets und ihres jeweiligen Betreibers. Wir haben einen Workflow eingerichtet, mit dem wir eine einheitliche Vorgehensweise bei der Einflussnahme auf Joint Ventures sicherstellen. Dazu gehören z. B. Betreiberbewertungen, Stakeholder-Analysen sowie Chancen und Risiken und deren Eindämmung. Auf dieser Grundlage legt das verantwortliche Asset-Team Schwerpunkte fest, die als wesentlich erachtet werden und von Wintershall Dea beeinflusst werden können. Diese werden regelmäßig überprüft.

RISIKOBESCHREIBUNG ▾

CHANCEN UND RISIKOMANAGEMENT ▾

	<p>Unsere Corporate Unit ‚Joint Venture Influencing‘ unterstützt die Asset-Teams bei der Optimierung ihrer Leistung. Diese Abteilung bündelt sämtliche Joint-Venture-Influencing-Aktivitäten der Gruppe und bietet Leitlinien, Service, Unterstützung, Beratung und Qualitätssicherung.</p>
<p>Anlagen/Bohrungen</p>	
<p><i>Die Gruppe ist den Kostenrisiken ihrer Explorations-, Erschließungs- und Betriebsaktivitäten ausgesetzt.</i></p> <p>Der Wintershall Dea-Gruppe entstehen bei ihren Explorations- und Erschließungsaktivitäten zur Ermittlung des Lagerstättenumfangs erhebliche Kosten für Bohrungen und die Durchführung von seismischen und anderen Untersuchungen. Der tatsächliche Umfang der Reserven und Ressourcen kann erheblich von den Schätzungen abweichen. Die Felder und Anlagen der Gruppe erfordern außerdem erhebliche Investitionen für ihre laufende Inspektion, Reparatur, Optimierung und Wartung. Einige der Erschließungsprojekte erforderten und erfordern weiterhin aufgrund komplexer Bohrlochkonstruktion, der Projektgröße und/oder rauer Umweltbedingungen erhebliche Investitionen. Es ist außerdem schwierig, die Kosten eines Explorations- und/oder Projektentwicklungsprogramms abzuschätzen, da Bohrungen in unbekannt Formationen und die Kosten durch verschiedene Bohrbedingungen, wie. z. B. Überdruckzonen, mit Unsicherheiten behaftet sind und es zu Änderungen der Bohrpläne und -standorte kommen kann.</p>	<p>Risikomanagement</p> <p>Wir wenden festgelegte Unternehmensprozesse an, um unsere unternehmensweiten Qualitätsstandards in der gesamten E&P-Wertschöpfungskette sicherzustellen.</p> <p>Chancen</p> <p>Wir setzen verfügbare Technologien ein, die die Produktion wirtschaftlich steigern und verbessern, die Kosten senken und die Risiken mindern. Unser Digital Team entwickelt bei Bedarf IT-Lösungen mit. Darüber hinaus ist unser Technology Service Center das Kompetenzzentrum für Reservoir Services und Production Services entlang der gesamten E&P-Wertschöpfungskette. Wir bieten ein einzigartiges Portfolio an modernsten Analysen und maßgeschneiderten Lösungen, mit denen vor allem die Bewertung von Lagerstätten und die Optimierung von Betrieb und Förderung unterstützt werden.</p>

Subsurface/Reserven	
<p>Der Gruppe könnten bei der konkreten Einschätzung von Reserven und Ressourcen Fehler unterlaufen.</p> <p>Reserven sind jene Mengen an Erdöl und Erdgas, von denen anzunehmen ist, dass sie aus bekannten Kohlenwasserstoffansammlungen kommerziell förderbar sind. Reservenschätzungen können sich im Zeitablauf positiv wie negativ verändern und insofern die laufenden Abschreibungen und den Wert der Aktiva des Unternehmens beeinflussen. Grundsätzlich basieren die Schätzungen der wirtschaftlich förderbaren Öl- und Gasreserven auf verschiedenen Faktoren und Annahmen, die zum Zeitpunkt der Einschätzung getroffen worden sind. Dies umfasst insbesondere geologische und technische Schätzungen, die Produktion der Felder, die unterstellten Effekte staatlicher Regulierung sowie die Schätzung zukünftiger Öl- und Gaspreise und Kosten, die alle erheblich von den tatsächlichen Werten abweichen können. Die beschriebenen Unsicherheiten können dazu führen, dass die künftige tatsächliche Produktion über- oder unterschätzt wird.</p> <p>Es kann auch erforderlich sein, Bohrungen zu verkleinern, zu verzögern oder abubrechen bzw. die Produktion zu drosseln oder ganz einzustellen, und zwar aufgrund verschiedener Faktoren wie unerwarteter Bohrbedingungen oder ungünstiger Lagerstätteneigenschaften, z. B. durch schwierige Druckverhältnisse.</p>	<p>Risikomanagement</p> <p>Die Qualität der Buchungen von Reserven und Ressourcen auf Unternehmensebene wird durch ein unabhängiges, eigenes Expertenteam anhand von definierten Geschäftsprozessen sichergestellt.</p> <p>Im Zuge dieser Qualitätssicherung werden unsere Reserven und bedingten Ressourcen auch von unabhängigen dedizierten Prüfern bewertet.</p>
Verträge	
<p>Die Gruppe ist Risiken ausgesetzt, die sich aus bestehenden oder künftigen Verträgen ergeben.</p> <p>Die Gruppe ist an verschiedenen Verträgen beteiligt, darunter Production-Sharing-Verträge, Joint-Operating-Vereinbarungen und Kaufverträge. Diese Verträge bergen verschiedene Risiken, die sich nachteilig auf das Geschäft der Gruppe auswirken könnten, wie z. B. versteckte Nachteile, Eventualverbindlichkeiten, Preisanpassungs- oder Entschädigungsklauseln sowie Streitigkeiten über bestimmte Vertragsbedingungen. Die Gruppe könnte auch Verpflichtungen nicht erfüllen oder gegen definierte Covenants verstoßen, die sich aus diesen Verträgen ergeben.</p> <p>Es kann zu Meinungsverschiedenheiten über bestimmte Vertragsklauseln kommen, die letztlich zu Rechtsstreitigkeiten führen könnten. Schadenersatzforderungen können beträchtlich sein, und es können erhebliche Kosten für die Rechtsverteidigung anfallen.</p>	<p>Risikomanagement</p> <p>Verträge können auch dazu dienen, das Risiko im Zusammenhang mit Erstattungs- und Entschädigungsklauseln zu mindern.</p>

2. Langfristige Chancen und Risiken

2.1 GESUNDHEIT, SICHERHEIT UND UMWELT (HSE)

Die Wintershall Dea-Gruppe ist durch ihre Aktivitäten zahlreichen HSE-Risiken ausgesetzt.

Für Wintershall Dea hat die Gesundheit und Sicherheit der Menschen, die für und mit uns arbeiten, der Schutz der Umwelt und das Wohlergehen der Gemeinden, in denen wir tätig sind, einen sehr hohen Stellenwert. Die geografische Verteilung unserer Betriebe und Anlagen in Verbindung mit der technischen und betrieblichen Komplexität unserer Betriebsabläufe bergen zahlreiche HSE-Risiken, die zu schweren Unfällen führen können. Auch die Auswirkungen von Naturkatastrophen, sozialen Unruhen und weltweiten Pandemien können unsere betriebliche Kontinuität gefährden und sich negativ auf unsere Finanzergebnisse auswirken.

Risikomanagement

Die Wintershall Dea-Gruppe setzt sich aktiv für die Sicherheit aller Personen ein, die in ihren Betrieben arbeiten, indem sie Gesundheits- und Sicherheitsstandards aufstellt, Sicherheitsmaßnahmen anwendet und Gesundheits- und Sicherheitsrisiken durch interne und externe Kontrollen und andere Maßnahmen überwacht. Die Gruppe ist gemäß ihren Gesundheits- und Sicherheitsgrundsätzen bestrebt,

- › die HSE-Kultur durch das eigene Verhalten mit Leben zu erfüllen und weiterzuentwickeln, indem es Lernen, Austausch und Zusammenarbeit über Bereichsgrenzen hinweg fördert,
- › aktives Engagement für HSE-Themen in ihren Joint-Venture-Unternehmen durch Partner-Audits, die Nachverfolgung von Feststellungen und durch den Austausch von Wissen zu schaffen;
- › ein sicheres und gesundheitsschonendes Arbeitsumfeld für die Menschen zu schaffen, die in ihrem Auftrag arbeiten,
- › Sicherheitsrisiken in ihren Betrieben auf der ganzen Welt zu ermitteln, zu analysieren und einzudämmen, um das Unternehmen und seine Mitarbeiter zu schützen und die betriebliche Kontinuität zu gewährleisten, und
- › bekannte Risiken durch zuverlässige Schutzmaßnahmen einzudämmen und die Arbeitskräfte für Gefahren zu sensibilisieren, um den Schaden so gering wie möglich zu halten, wenn es zu einem Unfall kommt.

Die Gruppe hat Sicherheitskonzepte für alle eigenoperierten Produktionsanlagen aufgestellt. Sie hat zuverlässige Notfall-, Vorfallsmanagement- und Betriebskontinuitätspläne eingeführt und schult die Mitarbeiter und Kontraktoren an allen Standorten regelmäßig. Ihre Managementsysteme entsprechen der internationalen ISO-Norm für Sicherheit und Gesundheit bei der Arbeit (ISO 45001) sowie den regionalen Zertifizierungen nach ISO 14001 (Umweltmanagement) und 50001 (Energiemanagement).

2.2 STRATEGIE & GESCHÄFTSTÄTIGKEIT

Politik

Die Wintershall Dea-Gruppe ist erheblichen politischen Risiken ausgesetzt.

Die Gruppe ist in zahlreichen Regionen und Ländern an Projekten beteiligt, von denen einige sehr komplex oder in einem instabilen politischen oder sozialen Umfeld angesiedelt sind und daher einem breiten Spektrum an politischen, wirtschaftlichen, regulatorischen, sozialen und steuerlichen Risiken unterliegen. Diese Rahmenbedingungen können sich auf eine für die Gruppe sehr nachteilige Weise entwickeln, z. B. bei Unsicherheiten und Änderungen in der staatlichen Politik und den Bestimmungen zur Industrieproduktion oder bei den Themen Auslandsinvestitionen, Inflation, Kapital- und Preiskontrollen, Import- und Exportbeschränkungen, Zölle, Subventionen, Einkommenssteuern und andere Formen der Besteuerung (einschließlich der Richtlinien zur Gewährung von verbindlichen Auskünften zu Steuerfragen), Verstaatlichung oder Enteignung von Eigentum, Repatriierung von Einkommen, Förderabgaben, Umweltschutz, Arbeit sowie Gesundheit und Sicherheit.

Außerdem beobachtet Wintershall Dea auf der ganzen Welt einen deutlich wachsenden Widerstand gegen die Erschließung von Öl- und Gasvorkommen. Unternehmen der Öl- und Gasbranche können zur Zielscheibe von Protesten gegen die Erschließung von Kohlenwasserstoffvorkommen werden, der von Interessengruppen wie nationalen, staatlichen und lokalen Regierungen, Aufsichtsbehörden, nichtstaatlichen Organisationen, örtlichen Gemeinden und privaten Organisationen ausgehen kann. Dieser Widerstand ist vor allem darauf gerichtet, die Erschließung oder Förderung von Kohlenwasserstoffen in bestimmten Gebieten oder den Transport aus diesen Gebieten zu behindern oder ganz zu unterbinden. Die Gruppe bekennt sich dazu, alle geltenden Sanktionen, die ihre Geschäftstätigkeit betreffen, zu beachten und alle erforderlichen Maßnahmen zu ergreifen, um Risiken für ihre Geschäftstätigkeit, die sich aus der Verhängung oder Änderung geltender Sanktionsregelungen ergeben, einzudämmen. Es ist jedoch nicht sicher, dass der Gruppe durch die Beachtung geltender Sanktionsregelungen keine zusätzlichen Kosten entstehen werden.

Risikomanagement

Wir beobachten laufend die geopolitischen und gesellschaftlichen Entwicklungen, soweit diese für unsere Interessen von Bedeutung sind. Hierbei gewonnene Erkenntnisse fließen in unsere Strategie und Handlungen mit ein.

Die bedeutenden Investitionen der Gruppe in ihre nordafrikanischen und russischen Vermögenswerte sowie das größte Investment in Mexiko profitieren von Investitionsschutzgarantien der Bundesrepublik Deutschland für Direktinvestitionen durch deutsche Unternehmen in Entwicklungs- und Schwellenländern. Diese Garantien bieten unter bestimmten Voraussetzungen Schutz gegen eine Reihe von politischen Risiken, darunter Enteignung, Verstaatlichung, Krieg (einschließlich Bürgerkrieg und sonstige bewaffnete Auseinandersetzungen) sowie Zahlungsembargos oder -einstellungen.

Klimawandel und Energiewende

Der Klimawandel und die Energiewende hin zu mehr erneuerbaren und kohlenstoffärmeren Energiequellen könnten sich auf das Geschäft der Gruppe und die Branche insgesamt auswirken.

Neben dem Klimawandel haben zunehmendes Umweltbewusstsein und immer konkurrenzfähigere erneuerbare Energien in den letzten Jahren einen weltweiten Trend hin zu höherer Energieeffizienz, strengeren Gesetzen und einem größeren Anteil an alternativen und kohlenstoffärmeren Energieträgern im weltweiten Energiemix ausgelöst. Es besteht das Risiko, dass ein Anhalten dieses Trends, insbesondere in Europa, unabhängig davon, ob er auf technische Fortschritte, verändertes Verbraucherverhalten oder strengere Bestimmungen zurückzuführen ist, die Nachfrage nach Öl und Gas und damit die Preise sinken lassen könnte. Er könnte auch zu Gesetzesänderungen und restriktiven Vorschriften führen und damit höhere Kosten verursachen.

Chancen

Wir sind davon überzeugt, dass Erdgas langfristig eine führende Rolle als bezahlbare und CO₂-arme Energiequelle spielen wird. Deshalb haben wir als Gas- und Ölunternehmen unseren Schwerpunkt auf das Wachstum einer effizienten und innovativen Versorgung mit Gas gelegt und diesem Vorrang gegenüber Öl eingeräumt.

Wintershall Dea bekennt sich ausdrücklich zu dem Ziel der Europäischen Union, bis 2050 klimaneutral zu werden. Deshalb haben wir uns einen klaren Weg und ehrgeizige Ziele gesetzt, an deren Erreichen auch die Vergütung unseres Vorstands gekoppelt sein wird.

Unser erstes Ziel ist es, unsere Upstream-Aktivitäten bis 2030 emissionsneutral zu gestalten. Hierbei müssen die Treibhausgasemissionen (Scope 1 und Scope 2) unseres gesamten Portfolios an eigen- und fremdoperierten Projekten auf Basis unseres Anteils berücksichtigt werden. Wir wollen bis 2030 mit einem Vier-Säulen-Ansatz eine neutrale Treibhausgasbilanz unserer Betriebstätigkeit erreichen, indem wir künftig verstärkt auf Erdgas- und Erdöllagerstätten setzen, aus denen verhältnismäßig CO₂-arm gefördert werden kann. Gleichzeitig werden wir unser striktes Emissionsmanagement, zum Beispiel durch mehr Energieeffizienz, weiter ausbauen. Ergänzt wird dies durch Investitionen in naturnahe Ausgleichslösungen (wie zum Beispiel Waldschutz und Wiederaufforstung) sowie die Entwicklung und den Einsatz von neuen Technologien zur Emissionsreduzierung. Außerdem werden wir uns an Projekten zur Abscheidung und Speicherung von Kohlendioxid (CCS) in der Nordsee beteiligen und in Wasserstoffprojekte investieren.

Zweitens wollen wir als Gründungsmitglied der Brancheninitiative Methane Guiding Principles weiterhin an einer kontinuierlichen Senkung der Methanemissionen mitarbeiten. Hierbei haben wir uns verpflichtet, die eigene Methanintensität bis 2025 und darüber hinaus auf unter 0,1% senken.

Drittens haben wir die technischen Bereiche ermittelt, in denen unsere Anlagen und Kompetenzen dazu beitragen können, die sogenannten Scope-3-Emissionen weiter zu senken.

RISIKOBESCHREIBUNG ▾

CHANCEN UND RISIKOMANAGEMENT ▾

	<p>Dazu gehören insbesondere CCS und Wasserstoff. So haben wir beispielsweise Zugang zu einer Reihe bereits ausgeförderter Felder in der Nordsee und einer bedeutenden Pipeline-Infrastruktur in Europa, die sowohl für CCS als auch den Wasserstofftransport genutzt werden kann. Wir haben uns außerdem sowohl an einer Forschungs Kooperation mit dem Karlsruher Institut für Technologie im Bereich der Methanpyrolyse als auch an einem Pilotprojekt zum Thema CCS in Dänemark beteiligt. Diese Technologien sind unser mittel- bis langfristiger Beitrag zum Erreichen der Pariser Klimaziele und werden eine entscheidende Rolle bei unseren Anstrengungen spielen, klimaschädliche Emissionen entlang der Wertschöpfungsketten bis 2030 und darüber hinaus spürbar zu senken.</p> <p>Wir werden über unsere Emissionen und Richtlinien umfassend Bericht erstatten. 2020 wurden wir Unterstützer der Expertenkommission ‚Task Force on Climate-related Financial Disclosures‘ (TCFD) und werden die Empfehlungen der TCFD nach und nach umsetzen.</p>
<p>Reservenersatz und -erschließung</p>	
<p><i>Es besteht die Möglichkeit, dass es der Gruppe nicht gelingt, wirtschaftlich förderbare Öl- und Gasreserven zu finden, zu erwerben, zu erschließen und in Produktion zu bringen.</i></p> <p>Der langfristige wirtschaftliche Erfolg der Gruppe hängt von ihrer Fähigkeit ab, zusätzliche, wirtschaftlich förderbare Öl- und Gasreserven sowie Öl- und Gasressourcen zu finden und zu erschließen.</p>	<p>Chancen</p> <p>Wir konzentrieren uns auf die Kernregionen, in denen wir bereits ein hohes regionales und/oder technisches Kompetenzniveau entwickelt haben. Dies ermöglicht uns, Chancen früh zu ergreifen und Regionen mit überdurchschnittlichen Fündigkeitserwartungen zu ermitteln. Wir betreiben ein aktives Portfoliomanagement, um unser Lizenzportfolio laufend zu optimieren und die größtmögliche Erfolgswahrscheinlichkeit mit den uns zur Verfügung stehenden Mitteln zu gewährleisten. Die Gruppe ist bestrebt, ihre Betriebskapazitäten in den Ländern zu erhalten und zu erweitern, in denen sie aufgrund der fundierten Kenntnisse und Erfahrungen ihrer technischen und operativen Teams in den Bereichen Ingenieurwesen, Lagerstättenmanagement und Ausführung einen großen Beitrag zur Wertschöpfung leisten kann. Durch strategische Partnerschaften und die Zusammenarbeit mit renommierten Partnern wie Gazprom in Russland, Equinor in Norwegen, BP in Ägypten, Total in Argentinien und ADNOC in Abu Dhabi/VAE wollen wir Zugang zu neuen Projekten bekommen, von regionalen Kompetenzen und Einfluss profitieren und gemeinsam Projekte in relevanter Größenordnung umsetzen.</p>

IT	
<p>Die IT-Systeme der Gruppe sind dem Risiko des unbefugten Datenzugriffs ausgesetzt.</p> <p>In der Übergangsphase nach einer Fusion können die Schutzmechanismen gegen einen unbefugten Zugriff auf vertrauliche Daten weniger effektiv sein, da sich Zuständigkeiten geändert haben, neue Technologien eingeführt wurden oder persönliche Beziehungen nicht mehr bestehen. Neue Arbeitsweisen als Folge von COVID-19, wie z. B. das Arbeiten von zu Hause durch einen großen Teil der Belegschaft, erfordern eine schnelle und flexible Anpassung der technischen Systeme. Zur Gewährleistung eines unterbrechungsfreien Geschäftsbetriebs müssen Kontrollmechanismen schnell den neuen Gegebenheiten angepasst werden, um wirksam zu bleiben.</p> <p>Derartige Änderungen bergen das Risiko, dass sich Unbefugte durch physische, soziale oder digitale Angriffe Zugriff auf vertrauliche Daten der Wintershall Dea verschaffen. Hierdurch könnten externe Dritte einen Wettbewerbsvorteil erlangen oder den Ruf der Wintershall Dea schädigen.</p>	<p>Risikomanagement</p> <p>Eine eigens eingerichtete Abteilung für Cybersicherheit soll sowohl für die interne Organisation als auch die Auftragnehmer ein hohes Maß an Cybersicherheit gewährleisten. Es wird ein externes Sicherheitszentrum eingerichtet, um Bedrohungen für die Cybersicherheit zu verhüten, zu erkennen und zu beseitigen. Außerdem führen wir umfassende Kampagnen zur Schärfung des Sicherheitsbewusstseins aller Mitarbeiter und Partner der Wintershall Dea durch, um sie für mögliche Angriffe auf unsere IT-Systeme zu sensibilisieren.</p> <p>Im Zuge der Neuorganisation der IT und der veränderten Arbeitsweisen ist allen IT-Mitarbeitern und den meisten Anwendern bei Wintershall Dea bewusst geworden, dass sie sich mit den Bedrohungen für die Cybersicherheit auseinandersetzen müssen. Dies hat zusammen mit neu eingeführten Schutzmaßnahmen zu einer Sensibilisierung geführt und kann das Risiko von Langzeitschäden durch Cyberangriffe deutlich senken.</p>
Personal	
<p>Die Wintershall Dea-Gruppe ist für eine effektive Geschäftstätigkeit auf qualifiziertes Personal angewiesen.</p> <p>Neue Mitarbeiter zu gewinnen und bestehendes Fachpersonal zu halten, ist für das weitere Geschäftswachstum der Gruppe von grundlegender Bedeutung. Qualifiziertes Personal wird sowohl in den technischen als auch in den nicht-technischen Geschäftsbereichen benötigt. Es ist nicht garantiert, dass es der Gruppe gelingen wird, neues Personal zu gewinnen oder vorhandenes Personal zu halten, das erforderlich ist, um die Expansion des Unternehmens fortzuführen und die Geschäftsstrategie erfolgreich umzusetzen.</p>	<p>Chancen</p> <p>Wir beurteilen und fördern unsere Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter laufend mit Blick auf unsere geschäftlichen Anforderungen. Eine aktiv gelebte Philosophie der Vielfalt und Inklusion sowie unsere attraktiven Vergütungen und Sozialleistungen machen uns zu einem attraktiven Arbeitgeber. Wir setzen Employer Branding ein, um die Gewinnung von Spitzenkräften auf nationaler und internationaler Ebene zu unterstützen.</p>

2.3 COMPLIANCE

Die Wintershall Dea-Gruppe ist Korruptions- und Bestechungsrisiken ausgesetzt.

Die Gruppe ist dem Risiko ausgesetzt, gegen Gesetze und Bestimmungen zur Bekämpfung von Korruption und Bestechung zu verstoßen, die in den Ländern gelten, in denen die Gruppe, ihre Geschäftspartner und ihre Vertreter geschäftlich tätig sind. Einige der internationalen Standorte, an denen die Gruppe aktiv ist, verfügen möglicherweise nicht über ein ausreichend entwickeltes Rechtssystem und sind durch ein hohes Maß an Korruption belastet.

Risikomanagement

Die Gruppe hat sich Richtlinien und Vorschriften gegeben, um die Einhaltung aller geltenden Gesetze und Bestimmungen zu gewährleisten. Sie hat ihre Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter darin geschult, diese Gesetze und Vorschriften zu beachten und bei der Auswahl von neuen Geschäftspartnern auch auf deren Compliance-Richtlinien und -Programme zu achten. Die Leitlinien zu Themen wie interne Genehmigungsprozesse für Geschenke und Einladungen sind einzuhalten, und es muss eine Due-Diligence-Prüfung der Geschäftspartner durchgeführt werden. Auftragnehmer werden im Vertrag auf den Wintershall Dea-Verhaltenskodex für Lieferanten hingewiesen und zu seiner Einhaltung aufgefordert. Es erfolgt eine routinemäßige Risikobewertung auf Basis des jährlich aktualisierten Korruptionswahrnehmungsindex der nichtstaatlichen Organisation Transparency International. Darüber hinaus fließen alle Erkenntnisse aus der Überwachung, insbesondere die Ergebnisse der Abteilungen Enterprise Risk Management und Corporate Audit, in die Risikobewertung ein wie auch umgekehrt. Mitarbeiter wie auch Dritte können über ein im Portal und auf der Website des Unternehmens zugängliches Hinweisgebersystem mögliche Verstöße anonym melden. Die Hinweise werden von den jeweiligen Compliance-Funktionen weiter untersucht, und es werden die erforderlichen Maßnahmen ergriffen.

3. Wesentliche Einzelrisiken

3.1 RECHTSSTREITIGKEITEN UND VERFAHREN

OPAL Gas Pipeline

Im Jahr 2009 hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) entschieden, die Transitkapazitäten der OPAL-Gasleitung vom Einspeisepunkt in Deutschland bis zum Ausspeisepunkt in Tschechien für einen Zeitraum von 22 Jahren ab Inbetriebnahme weitgehend von der Netzzugangs- und Entgeltregulierung zu befreien. Die Nutzung dieser Befreiung durch Unternehmen mit einer marktbeherrschenden Stellung auf dem tschechischen Gasmarkt ist von der Europäischen Kommission (EU-KOM) eingeschränkt worden. Um eine vollständige Buchung der OPAL-Kapazitäten zu ermöglichen, haben die Unternehmen OPAL Gastransport GmbH & Co. KG (OGT), PAO GAZPROM und OOO Gazprom Export sowie die Bundesnetzagentur am 11. Mai 2016 eine Vergleichsvereinbarung geschlossen, die von der EU-KOM am 28. Oktober 2016 unter bestimmten Auflagen genehmigt wurde. Die von der EU-KOM auferlegten Bedingungen wurden in der Vergleichsvereinbarung umgesetzt, die am 28. November 2016 von den Vertragsparteien erneut unterzeichnet wurde. Aufgrund anhängiger Rechtsmittel (Hauptsacheverfahren und Eilverfahren) wurde die im Jahr 2016 geschlossene Vergleichsvereinbarung erst im Januar 2017 umgesetzt. Der Staat Polen und das teilstaatliche polnische Unternehmen Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA, Warschau (PGNiG SA), dessen deutsche Handelstochter PGNiG Supply & Trading GmbH (PGNiG S&T) und das ukrainische Unternehmen Naftogaz (nur Klage) haben eine Klage und Eilanträge gegen die EU-KOM und die BNetzA eingereicht. Sowohl das Gericht der Europäischen Union (EuG) als auch das OLG Düsseldorf haben Ende 2016 einstweilige Verfügungen erlassen, die dazu führten, dass die weitere Umsetzung der Vergleichsvereinbarung bis zur Entscheidung im Eilverfahren ausgesetzt wurde. Am 21. Juli 2017 hob das EuG die Ende 2016 erlassenen einstweiligen Verfügungen auf und wies die Eilanträge zurück. Daraufhin setzten sowohl das OLG Düsseldorf als auch die BNetzA ihre Entscheidungen aus. Die Vermarktung der teilregulierten Transitkapazitäten begann im August 2017. Am 11. Oktober 2017 hat das OLG Düsseldorf die Eilanträge der PGNiG zurückgewiesen. Im Dezember 2017 und im März 2018 wies das EuG die Nichtigkeitsklagen von PGNiG S&T, Naftogaz und PGNiG SA gegen die Genehmigung der OPAL-Vergleichsvereinbarung durch die EU-KOM als unzulässig ab.

Mit Beschluss des EuG vom 10. September 2019 wurde die Zustimmung der EU-KOM vom 28. Oktober 2016 zur Vergleichsvereinbarung für null und nichtig erklärt. Die Bundesrepublik Deutschland hat als Verfahrensbeteiligte am 20. November 2019 Beschwerde gegen die Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs (EuGH) eingelegt. Gemäß der Entscheidung der BNetzA vom 13. September 2019, die der Entscheidung des EuG folgt, ist es OGT nicht mehr gestattet, die unter den Bedingungen der Vergleichsvereinbarung vom 28. Oktober 2016 angebotenen Transitkapazitäten zu vermarkten oder auf Basis dieser bereits gebuchten Kapazitäten Gastransporte durchzuführen. OGT hat gegen die vorgenannte Entscheidung der BNetzA Beschwerde eingelegt.

Nord Stream 2

Die Wintershall Dea-Gruppe ist an der Finanzierung der Nord Stream 2 AG beteiligt. Die Beteiligung der Gruppe am Projekt Nord Stream 2 ist auf die Kreditgewährung zusammen mit vier großen europäischen Energieunternehmen beschränkt (ENGIE, OMV, Shell und Uniper). Die Darlehenszahlungen der Gruppe an die Nord Stream 2 AG belaufen sich auf 730 Millionen € und sind bereits vor Erlass der überarbeiteten Richtlinie zur Auslegung von Artikel 232 des Sanktionsgesetzes CAATSA ('Countering America's Adversaries Through Sanctions Act') durch das US-Außenministerium abgeschlossen worden. Weitere Auszahlungen sind nicht geplant. Für alle Darlehen, die vor der am 15. Juli 2020 erlassenen Richtlinie zur Auslegung von Artikel 232 des CAATSA gewährt wurden, galten die Bestimmungen der ursprünglichen Richtlinie zu Artikel 232 des CAATSA vom 31. Oktober 2017. Die USA haben beschlossen, das Nord Stream 2-Projekt in einen breiteren geopolitischen Rahmen zu stellen und drohen allen an dem Projekt beteiligten Industrien oder Parteien mit Sanktionen. Die jüngsten Aktivitäten der USA könnten Auswirkungen auf den Zeitplan für den Bau von Nord Stream 2 haben. Es wird davon ausgegangen, dass die US-Regierung eine aggressive Haltung gegenüber den Auftragnehmern des Projekts einnehmen wird. Am 20. Oktober 2020 wurde dies mit der Publikation eines öffentlichen Leitfadens zum 'Protecting Europe's Energy Security Act' unterstrichen, der zusätzlichen Druck auf alle Anbieter von Pipeline-Verlegeschiffen sowie Dienstleister für diese ausübt, die für Nord Stream 2 im Einsatz sind. Im Januar 2021 wurde gemäß dem CAATSA Sanktionen gegen die russische Firma KVT-RUS und ihr Verlegeschiff 'Fortuna' verhängt und diese auf die SDN-Sanktionsliste gesetzt. Im Rahmen des 'Protecting Europe's Energy Security Act' können weitere Sanktionen nicht ausgeschlossen werden. Für den unwahrscheinlichen Fall, dass das Projekt nicht beendet wird und/oder Nord Stream 2 die Kredite nicht bedienen kann, bestehen vertragliche Vereinbarungen, um das finanzielle Risiko für die Gruppe zu begrenzen.

Die polnische Wettbewerbsbehörde PCA hat am 30. April 2018 im Zusammenhang mit den Finanzierungsvereinbarung ein kartellrechtliches Verfahren eingeleitet. In diesem Verfahren machte die PCA geltend, dass die Unternehmenstochter Wintershall Dea Nederland Transport and Trading B.V. (WDNTT) und die übrigen Kreditgeber gegen ihre Meldepflichten verstoßen hätten, indem sie sich an der Finanzierung des Nord Stream 2-Projekts beteiligt hätten, ohne hierfür eine Genehmigung zu beantragen, was eine Verletzung des polnischen Wettbewerbs- und Verbraucherschutzgesetzes darstelle. Am 7. Oktober 2020 schloss die PCA ihr Verfahren ab und verhängte Bußgelder gegen sämtliche Finanzinvestoren sowie den Alleineigentümer Gazprom. Außerdem fordert die Behörde, dass die Finanzierungsverträge innerhalb von 30 Tagen gekündigt werden. Die Bußgelder belaufen sich auf 10 % des Vorjahresumsatzes der Unternehmen, die an der Finanzierung der Nord Stream 2 AG beteiligt sind (im Fall von WDNTT rund 6,9 Millionen € Bußgeld). Mit diesem Urteil sind die maximal zulässigen Geldbußen für einen angeblichen Verstoß gegen die Meldepflicht für die Gründung eines Gemeinschaftsunternehmens in Polen verhängt worden. Die Wintershall Dea-Gruppe ist der Auffassung, dass das Bußgeld unbegründet ist, da die PCA in diesem Fall einen sehr unkonventionellen Ansatz verfolgt und die Definition eines meldepflichtigen Zusammenschlusses sehr weit auslegt. Entsprechend hat WDNTT am 5. November 2020 vor dem zuständigen polnischen Gericht Berufung mit aufschiebender Wirkung gegen dieses Urteil der PCA eingelegt. Wir rechnen damit, dass das Berufungsverfahren insgesamt drei bis fünf Jahre dauern wird.

Allgemein

Außerdem sind die Wintershall Dea GmbH und ihre Beteiligungen periodisch als Beklagte oder sonstige Beteiligte an gerichtlichen, schiedsgerichtlichen sowie behördlichen Verfahren beteiligt. Nach derzeitigem Kenntnisstand haben diese Verfahren keine wesentlichen Auswirkungen auf die wirtschaftliche Lage der Wintershall Dea. Rückstellungen für Rechtsrisiken und Prozesskosten sind in den sonstigen Rückstellungen enthalten und betragen 5 Millionen € (Vorjahr: 0 Millionen €). Weitere Rückstellungen für rechtliche Risiken waren nicht zu berücksichtigen.



KONZERN-GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG

Millionen €	Anhang	Jan.–Dez. 2020	Mai–Dez. 2019
Umsatzerlöse Gas und Öl	3	3.314	2.932
Umsatzerlöse Midstream	3	–	121
Sonstige Umsatzerlöse	3	328	219
Ergebnis aus at Equity bewerteten Beteiligungen: Gas und Öl	2	-14	12
Ergebnis aus at Equity bewerteten Beteiligungen: Midstream	2	196	70
Sonstige betriebliche Erträge	3	68	519
		3.892	3.873
Produktions- und operative Aufwendungen	4	-1.863	-1.298
Produktionsbezogene Steuern		-94	-110
Abschreibungen		-1.438	-1.053
Nettowertminderungen auf Anlagevermögen	10	-1.152	-298
Umsatzkosten Midstream		–	-19
Explorationsaufwand	5	-181	-148
Allgemeine Verwaltungskosten		-277	-206
		-1.113	741
Finanzerträge	7	220	107
Finanzaufwendungen	7	-445	-247
		-225	-140
Ergebnis vor Steuern		-1.338	601
Ertragsteuern	8	499	-286
Nettogewinn/-verlust (-)		-839	315
Nettogewinn/-verlust (-) auf Gesellschafter des Mutterunternehmens entfallend		-839	285
Nettogewinn/-verlust (-) auf nicht beherrschende Anteile entfallend		–	30

KONZERN-GESAMTERGEBNISRECHNUNG

(Kapitel 15)

Millionen €	Jan.-Dez. 2020	Mai-Dez. 2019
Nettogewinn/-verlust (-)	-839	315
Versicherungsmathematische Gewinne/Verluste	-27	-47
Versicherungsmathematische Gewinne/Verluste von at Equity bewerteten Beteiligungen	-8	0
Erfolgsneutral im Eigenkapital erfasste Erträge und Aufwendungen, die zu einem späteren Zeitpunkt nicht in die Gewinn- und Verlustrechnung umgliedert werden	-35	-47
Unrealisierte Gewinne/Verluste aus Währungsumrechnung	-624	33
Unrealisierte Gewinne/Verluste aus Währungsumrechnung aus at Equity bewerteten Beteiligungen	-86	15
Marktwertänderungen von Derivaten zur Absicherung zukünftiger Zahlungsströme	-228	11
Marktwertänderungen von Derivaten zur Absicherung zukünftiger Zahlungsströme aus at Equity bewerteten Beteiligungen	6	6
Erfolgsneutral im Eigenkapital erfasste Erträge und Aufwendungen, die zu einem späteren Zeitpunkt in die Gewinn- und Verlustrechnung umgliedert werden	-932	65
Sonstiges Ergebnis (nach Steuern)	-967	18
Gesamtergebnis	-1.806	333
Gesamtergebnis auf Gesellschafter des Mutterunternehmens entfallend	-1.806	303
Gesamtergebnis auf nicht beherrschende Anteile entfallend	-	30

KONZERNBILANZ

Millionen €	Anhang	31. Dez. 2020	31. Dez. 2019
Aktiva			
Langfristige Vermögenswerte			
Firmenwert	10	2.298	2.580
Vermögenswerte Exploration	10	642	1.577
Übrige immaterielle Vermögenswerte	10	2.689	2.925
Sachanlagen und Investment Property	10	8.776	9.932
At Equity bewertete Beteiligungen	11	2.671	2.685
Übrige Finanzanlagen		16	5
Finanzforderungen	13	1.127	1.064
Derivatforderungen	22	121	72
Sonstige Forderungen	14	38	135
Aktive latente Steuern	8	140	96
		18.518	21.071
Kurzfristige Vermögenswerte			
Vorräte	12	201	227
Finanzforderungen	13	141	181
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige Forderungen	14	908	1.227
Derivatforderungen	22	92	57
Ertragsteueransprüche	8	296	83
Flüssige Mittel		821	814
		2.459	2.589
Summe Aktiva		20.977	23.660



Millionen €	Anhang	31. Dez. 2020	31. Dez. 2019
Passiva			
Eigenkapital			
Stammkapital	15	189	189
Kapitalrücklage	15	1.161	6.152
Gewinnrücklagen und sonstige Eigenkapitalposten	15	5.085	1.948
		6.435	8.289
Langfristige Schulden			
Pensionsrückstellungen	16	631	579
Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen	17	2.607	2.815
Sonstige Rückstellungen	17	89	230
Finanzverbindlichkeiten	18	5.886	6.028
Derivatverbindlichkeiten	22	62	22
Ertragsteuerverbindlichkeiten	8	18	8
Sonstige Verbindlichkeiten	19	31	35
Passive latente Steuern	8	3.250	3.477
		12.574	13.194
Kurzfristige Schulden			
Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen	17	167	58
Sonstige Rückstellungen	17	270	317
Finanzverbindlichkeiten	18	471	576
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige Verbindlichkeiten	19	766	1.096
Derivatverbindlichkeiten	22	258	51
Ertragsteuerverbindlichkeiten	8	36	79
		1.968	2.177
Summe Passiva		20.977	23.660

KONZERN-EIGENKAPITALVERÄNDERUNGSRECHNUNG

(Kapitel 15)

Millionen €	Sonstiges Ergebnis								Summe
	Gezeichnetes Kapital Wintershall Dea GmbH	Kapital- rücklagen Wintershall Dea GmbH	Gewinn- rücklagen und Bilanz- gewinn	Neube- wertung von leistungs- orientierten Plänen	Unterschied aus der Währungs- umrechnung	Absi- cherung künftiger Zahlungs- ströme (Cashflow- Hedge)	Anteile der Gesellschaf- ter des Mutterun- ternehmens	Nicht be- herrschende Anteile	
Zum 1. Jan. 2020	189	6.152	2.943	-190	-786	-19	8.289	-	8.289
Sonstiges Ergebnis	-	-	-	-35	-710	-222	-967	-	-967
Nettogewinn/-verlust (-)	-	-	-839	-	-	-	-839	-	-839
Gesamtergebnis	-	-	-839	-35	-710	-222	-1.806	-	-1.806
Kapitalerhöhung/ -herabsetzung	-	9	-	-	-	-	9	-	9
Dividenden- ausschüttung	-	-	-57	-	-	-	-57	-	-57
Übrige Veränderungen	-	-5.000	5.000	0	-	-	0	-	0
Zum 31. Dez. 2020	189	1.161	7.047	-225	-1.496	-241	6.435	-	6.435
Zum 1. Mai 2019	105	1.173	2.699	-143	-834	-36	2.964	154	3.118
Sonstiges Ergebnis	-	-	-	-47	48	17	18	-	18
Nettogewinn/-verlust (-)	-	-	285	-	-	-	285	30	315
Gesamtergebnis	-	-	285	-47	48	17	303	30	333
Konsolidierungskreis- änderungen	-	-	-	-	-	-	-	-132	-132
Kapitalerhöhung/ -herabsetzung	84	4.979	-	-	-	-	5.063	-	5.063
Dividenden- ausschüttung	-	-	-	-	-	-	-	-52	-52
Übrige Veränderungen	-	-	-41	-	0	-	-41	-	-41
Zum 31. Dez. 2019	189	6.152	2.943	-190	-786	-19	8.289	-	8.289

KONZERN-KAPITALFLUSSRECHNUNG

(Kapitel 18)

Millionen €	Jan.–Dez. 2020	Mai–Dez. 2019
Nettogewinn/-verlust (-)	-839	315
Abschreibungen/Wertminderungen/Wertaufholungen	2.631	1.378
Veränderung der Rückstellungen	-139	-214
Veränderung der latenten Steuern	112	196
Gewinne (-)/Verluste aus dem Abgang von langfristigen Vermögenswerten	67	54
Gewinne (-)/Verluste aus Entkonsolidierung	-	-427
Sonstige zahlungsunwirksame Erträge/Aufwendungen	-138	-135
Veränderung Nettoumlaufvermögen	-143	51
Veränderung bei sonstigen Bilanzposten	53	-103
Cashflow aus der betrieblichen Tätigkeit	1.604	1.115
Auszahlungen für immaterielle Vermögenswerte, Sachanlagen und Investment Property	-1.268	-1.164
Auszahlungen für Akquisitionen	-11	-
Auszahlungen für at Equity bewertet Beteiligungen	-124	-
Einzahlungen aus dem Abgang von langfristigen Vermögenswerten/ Desinvestitionen	106	307
Auszahlungen für Finanzforderungen	-185	-170
Einzahlungen aus Finanzforderungen	132	-
Cashflow aus der Investitionstätigkeit	-1.350	-1.027
Dividendenzahlung an einen Gesellschafter des Mutterunternehmens (Vorzugsanteile)	-57	-
Auszahlungen an die Gesellschafter aus der Kapitalrücklage	-	-1.400
Dividendenzahlung an nicht beherrschende Anteilseigner	-	-52
Tilgung von Darlehen von Gesellschaftern	-	-242
Einzahlungen aus dem Zugang von Anleihen	-	3.986
Einzahlungen aus dem Zugang von Bankverbindlichkeiten	28	3.393
Auszahlungen für die Tilgung von Bankverbindlichkeiten	-28	-5.657
Veränderungen von Finanzverbindlichkeiten (nahestehende Unternehmen)	-91	-328
Auszahlungen für die Tilgung von Leasingverbindlichkeiten	-67	-41
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit	-215	-341



Millionen €	Jan.–Dez. 2020	Mai–Dez. 2019
Zahlungswirksame Veränderung der flüssigen Mittel	39	-253
Einfluss von Änderungen des Wechselkurses, des Konsolidierungskreises und sonstigen Wertänderungen	-32	178
Flüssige Mittel zum Beginn des Berichtszeitraums	814	889
Flüssige Mittel zum Ende des Berichtszeitraums	821	814
Ergänzende Informationen zum Cashflow aus betrieblicher Tätigkeit¹		
Gezahlte Ertragsteuern (abzüglich Erstattungen)	431	-303
Gezahlte Zinsen ²	-70	-87
Erhaltene Zinsen	29	27
Erhaltene Dividenden Gas und Öl	40	25
Erhaltene Dividenden Midstream	177	85

¹ Die Vorjahresangabe der ergänzenden Informationen zu gezahlten und erhaltenen Zinsen wurde zur besseren Vergleichbarkeit der Beträge angepasst.

² Beinhaltet aktivierte Fremdkapitalkosten in Höhe von -41 Millionen €, die als Teil der Auszahlungen für immaterielle Vermögenswerte, Sachanlagen und Investment Properties im Cashflow aus der Investitionstätigkeit gezeigt werden.

KONZERNANHANG

1 – Zusammenfassung der Rechnungslegungsgrundsätze

Allgemeine Angaben

Die Wintershall Dea GmbH ist eine deutsche Gesellschaft mit beschränkter Haftung (Registergericht: Amtsgericht Lüneburg; Registernummer: HRB 200519) und hat ihren Gesellschaftssitz in Celle, Niedersachsen, Deutschland. Die Hauptverwaltungen sind in Kassel (Friedrich-Ebert-Straße 160, 34119 Kassel) und Hamburg (Überseering 40, 22297 Hamburg), Deutschland. Die Geschäftstätigkeit ist die Exploration und Produktion von Erdgas und Rohöl und sonstigen Rohstoffen, zusammen mit den entstehenden Produkten und Nebenprodukten und der Handel aller dieser Rohstoffe und Waren, sowie der Betrieb von Erdgaspipelinesystemen. Der vorliegende Konzernabschluss ist am 22. Februar 2021 vom Vorstand der Wintershall Dea GmbH zur Veröffentlichung freigegeben worden. Der Konzernabschluss wird beim Betreiber des Bundesanzeigers elektronisch eingereicht und nach Einreichung im Bundesanzeiger bekannt gemacht.

Der Konzernabschluss der Wintershall Dea GmbH umfasst den Zeitraum 1. Januar bis 31. Dezember 2020. Im Vorjahr hat die Gruppe ein Rumpfgeschäftsjahr für den Zeitraum 1. Mai bis 31. Dezember 2019 eingelegt, um das Geschäftsjahr wieder dem Kalenderjahr anzugleichen. Durch das acht Monate umfassende Rumpfgeschäftsjahr und weil das Geschäft saisonalen Schwankungen unterliegt, ist eine Vergleichbarkeit des zwölf Monate umfassenden Berichtsjahres mit den Vorjahreszahlen nur eingeschränkt möglich.

Basis der Rechnungslegung

Der Konzernabschluss der Wintershall Dea GmbH und ihren Tochterunternehmen (Wintershall Dea-Gruppe' oder die 'Gruppe') wurde nach den International Financial Reporting Standards (IFRS) des International Accounting Standards Board (IASB), wie sie in der Europäischen Union (EU) anzuwenden sind, und den ergänzend nach § 315e Abs. 1 HGB anzuwendenden handelsrechtlichen Vorschriften aufgestellt. Die Anwendung der IFRS erfolgt grundsätzlich erst, nachdem sie durch die Europäische Union anerkannt wurden. Alle für das Geschäftsjahr 2020 verbindlichen IFRS und Verlautbarungen des International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) wurden angewendet.

Der Abschluss wird in Euro (€) aufgestellt. Die Beträge einschließlich der Vorjahreszahlen sind grundsätzlich in Millionen Euro (Millionen €) angegeben. Ausnahmen hiervon sind im Text speziell gekennzeichnet (einzelne Darstellungen in Tausend Euro – Tausend €). Die Änderung in der Darstellung von Tausend Euro zu Millionen Euro führt nicht zu einem Verlust von Informationen. Die Gewinn- und Verlustrechnung wird nach einem modifizierten Umsatzkostenverfahren aufgestellt, wonach auch einige Positionen auf Basis von Aufwandsarten berücksichtigt werden (z. B. Abschreibungen). Um die Klarheit der Darstellung zu verbessern, sind verschiedene Posten der Gewinn- und Verlustrechnung und der Bilanz zusammengefasst. Diese Posten sind im Anhang gesondert ausgewiesen und erläutert.

Der Abschluss wurde unter Anwendung des Anschaffungskostenprinzips erstellt mit Ausnahme von bestimmten Positionen, die – wie im Abschnitt ‚Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden‘ erläutert – mit dem beizulegenden Zeitwert bewertet werden.

Die Abschlüsse der einbezogenen Gesellschaften sind zum Bilanzstichtag des Konzernabschlusses aufgestellt. Die angewandten Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden entsprechen grundsätzlich denen des Vorjahres. Hiervon ausgenommen sind Änderungen, die sich durch die Anwendung neuer beziehungsweise überarbeiteter Rechnungslegungsstandards ergeben haben.

Konsolidierungsgrundsätze

In den Konzernabschluss werden die Wintershall Dea GmbH und ihre Tochtergesellschaften, über die sie Beherrschung ausübt, einbezogen. Der Konsolidierungskreis basiert auf der Anwendung der Standards IFRS 10 und 11. Nach IFRS 10 besteht ein Konzern aus einem Mutterunternehmen und seinen Tochterunternehmen, die von dem Mutterunternehmen beherrscht werden. Die Wintershall Dea-Gruppe beherrscht ein Beteiligungsunternehmen, wenn sie schwankenden Renditen aus ihrem Engagement in dem Beteiligungsunternehmen ausgesetzt ist bzw. Anrechte auf diese besitzt und die Fähigkeit hat, diese Renditen mittels seiner Verfügungsgewalt über das Beteiligungsunternehmen zu beeinflussen. Ein Beteiligungsunternehmen wird entkonsolidiert, sobald die Beherrschung nicht mehr vorliegt.

Nach IFRS 11, der die Bilanzierung von gemeinschaftlichen Vereinbarungen (Joint Arrangements) regelt, wird zwischen Gemeinschaftsunternehmen (Joint Ventures) und gemeinschaftlichen Tätigkeiten (Joint Operations) unterschieden. Im Falle von Joint Ventures besitzen die Parteien, die die gemeinschaftliche Führung über die Vereinbarung ausüben, Recht am Nettovermögen der Vereinbarung. Bei Joint Operations haben die gemeinschaftlich beherrschenden Parteien unmittelbare Rechte an den der Vereinbarung zuzurechnenden Vermögenswerten und Verpflichtungen für deren Schulden. Bei Gesellschaften, die nach der Analyse der Corporate-Governance-Strukturen als Joint Arrangement eingestuft werden, wird untersucht, ob die Kriterien für ein Joint Venture oder für eine Joint Operation gemäß IFRS 11 vorliegen. Sofern die Strukturierung mittels eines eigenständigen Vehikels erfolgt, werden dessen Rechtsform, die sonstigen vertraglichen Vereinbarungen sowie alle übrigen Fakten und Begleitumstände geprüft. Es bestehen gemeinschaftliche Vereinbarungen im Rahmen der Entwicklungs- und Produktionstätigkeit sowie im Midstream-Geschäft.

Als assoziiert gelten Unternehmen, bei denen ein maßgeblicher Einfluss auf die Geschäfts- und Finanzpolitik ausgeübt werden kann und bei denen es sich nicht um

Tochterunternehmen, Joint Ventures oder Joint Operations handelt. In der Regel liegt ein Kapitalanteil zwischen 20 % und 50 % vor. Solche Beteiligungen werden nach der Equity-Methode im Konzernabschluss bilanziert und zu Anschaffungskosten angesetzt. Im Rahmen der Folgebilanzierung werden die Buchwerte der at Equity bewerteten Beteiligungen um die anteiligen Nettoergebnisse, das sonstige Ergebnis sowie ausgeschüttete Dividenden erhöht bzw. vermindert. Die anteiligen Nettoergebnisse werden unterteilt nach Gas und Öl sowie Midstream als separate Zeilen in der Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesen.

In den Konzernabschluss werden neben der Wintershall Dea GmbH alle wesentlichen Tochterunternehmen voll und eine Joint Operation anteilmäßig einbezogen. Gesellschaften mit ruhender oder nur geringer Geschäftstätigkeit, die für die Vermittlung eines den tatsächlichen Verhältnissen entsprechenden Bildes der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage nur von untergeordneter Bedeutung sind, werden nicht konsolidiert, sondern unter ‚übrige Finanzanlagen‘ ausgewiesen. Diese Gesellschaften werden zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet und bei Wertminderung abgeschrieben. Die Summe des Vermögens sowie des Eigenkapitals dieser Gesellschaften beträgt weniger als 2,5 % des korrespondierenden Gruppenwerts.

Die in die Wintershall Dea-Gruppe einbezogenen Abschlüsse der in- und ausländischen Unternehmen werden nach den hier beschriebenen einheitlichen Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden aufgestellt. Bei den nach der Equity-Methode bilanzierten Gesellschaften werden bei wesentlichen Bewertungsabweichungen, die aus der Anwendung abweichender Rechnungslegungsgrundsätze resultieren, Anpassungen vorgenommen.

Aufwendungen und Erträge sowie Forderungen und Verbindlichkeiten zwischen den konsolidierten Unternehmen werden voll, bei Joint Operations anteilig eliminiert. Zwischenergebnisse werden herausgerechnet, soweit sie nicht von untergeordneter Bedeutung sind. Im Rahmen der Kapitalkonsolidierung werden die Beteiligungsbuchwerte an den Tochterunternehmen mit dem anteiligen Eigenkapital dieser Tochterunternehmen verrechnet. In Einzelabschlüssen vorgenommene Abschreibungen auf Anteile und auf Ausleihungen an Gruppenunternehmen werden zurückgenommen.

Nach IFRS 3 bemessen sich die Anschaffungskosten einer Akquisition nach den beizulegenden Zeitwerten der erworbenen Vermögenswerte und übernommenen Schulden zum Erwerbszeitpunkt. Die bei einem Unternehmenszusammenschluss erworbenen, identifizierbaren Vermögenswerte sowie die übernommenen Schulden

(einschließlich Eventualverbindlichkeiten) werden erstmalig mit ihren beizulegenden Zeitwerten zum Erwerbszeitpunkt bewertet, unabhängig vom Umfang etwaiger nicht beherrschender Anteile. Zum Schluss erfolgt ein Vergleich der Anschaffungskosten mit dem beizulegenden Zeitwert des anteiligen erworbenen Nettovermögens. Hierbei entstehende positive Unterschiedsbeträge werden als Geschäfts- oder Firmenwerte aktiviert. Negative Unterschiedsbeträge werden sofort ergebniswirksam erfasst.

Die Anschaffungsnebenkosten eines Unternehmenszusammenschlusses werden in den allgemeinen Verwaltungskosten ergebniswirksam erfasst. Die Ergebnisse der im Laufe des Jahres erworbenen oder veräußerten Tochterunternehmen werden vom Erwerbszeitpunkt an bzw. bis zu ihrem Abgangszeitpunkt in die Gewinn- und Verlustrechnung der Gruppe einbezogen.

Währungsumrechnung

In den Einzelabschlüssen der Gesellschaften werden Transaktionen in fremder Währung mit dem Kurs zum Zeitpunkt des Zugangs umgerechnet. Monetäre Fremdwährungsposten werden zu jedem Bilanzstichtag mit den dann gültigen Stichtagskursen umgerechnet. Bis zum Bilanzstichtag eingetretene Kursgewinne und -verluste werden ergebniswirksam im Finanzergebnis erfasst.

Die Umrechnung der Abschlüsse von Gesellschaften, bei denen die funktionale Währung von der Darstellungswährung der Gruppe (Euro) abweicht, erfolgt nach der Stichtagskursmethode. Dabei werden die Bilanzposten am Bilanzstichtag zu aktuellen Stichtagskursen (Tagesmittelkursen) in die Darstellungswährung umgerechnet. Differenzen gegenüber der Vorjahresumrechnung werden erfolgsneutral im sonstigen Ergebnis erfasst. Aufwands- und Ertragsposten werden grundsätzlich mit Jahresdurchschnittskursen umgerechnet. Differenzen aus der Anwendung von Durchschnittskursen gegenüber aktuellen Stichtagskursen werden ebenso im sonstigen Ergebnis erfasst.

AUSGEWÄHLTE WECHSELKURSE

EUR 1 =	STICHTAGSKURSE		DURCHSCHNITTSKURSE	
	31. Dez. 2020	31. Dez. 2019	Jan.–Dez. 2020	Mai–Dez. 2019
Argentinischer Peso (ARS)	103,16	67,21	81,05	57,99
Brasilianischer Real (BRL)	6,37	4,52	5,89	4,47
Britisches Pfund (GBP)	0,90	0,85	0,89	0,88
Norwegische Krone (NOK)	10,47	9,86	10,72	9,92
Russischer Rubel (RUB)	91,47	69,96	82,72	71,53
US-Dollar (USD)	1,23	1,12	1,14	1,11
Mexikanischer Peso (MXN)	24,42	21,22	24,52	21,49

Änderungen in der Rechnungslegung

Der International Accounting Standards Board (IASB) hat die folgenden neuen International Financial Reporting Standards (IFRSs) und Änderungen an bestehenden Standards verabschiedet, die für die Gruppe ab dem 1. Januar 2020 bzw. im Hinblick auf die Änderungen an IFRS 16 ‚Leases COVID-19 Related Rent Concessions‘ ab dem 1. Juni 2020 anwendbar sind:

Amendments to Reference to the Conceptual Framework in IFRS Standards (2018)

Amendments to IFRS 3 (2018) ‚Business Combinations‘

Amendments to IAS 1 and IAS 8 (2018) ‚Definition of Material‘

Amendments to IFRS 9, IAS 39 and IFRS 7 (2019) ‚Interest Rate Benchmark Reform‘

Amendments to IFRS 16 (2020) ‚Leases COVID-19 Related Rent Concessions‘

Die Änderungen haben keinen wesentlichen Einfluss auf den Wintershall Dea-Konzernabschluss.

Neue Rechnungslegungsvorschriften

Der IASB hat weitere Standards sowie Änderungen an Standards verabschiedet, die für das am 1. Januar 2020 beginnende Geschäftsjahr noch nicht in der Europäischen Union (EU) verpflichtend anzuwenden sind. Größtenteils sind sie noch nicht von der EU anerkannt.

	DATUM DES INKRAFTTRETENS LAUT IASB
IFRS 17 (2017) ‚Insurance Contracts‘ including Amendments to IFRS 17 (2020)	1. Januar 2023
Amendments to IAS 1 (2020) ‚Classification of Liabilities as Current or Non-current‘	1. Januar 2023
Amendments to IFRS 3 (2020) ‚Business Combinations‘	1. Januar 2022
Amendments to IAS 16 (2020) ‚Property, Plant and Equipment‘	1. Januar 2022
Amendments to IAS 37 (2020) ‚Provisions, Contingent Liabilities and Contingent Assets‘	1. Januar 2022
Amendments to Annual Improvements 2018–2020 (2020)	1. Januar 2022
Amendments to IFRS 4 ‚Insurance Contracts‘–deferral of IFRS 9 (2020)	1. Januar 2021
Amendments to IFRS 9, IAS 39, IFRS 7, IFRS 4 and IFRS 16 (2020) ‚Interest Rate Benchmark Reform–Phase 2‘	1. Januar 2021

Die Auswirkungen der neuen Standards auf den Wintershall Dea-Konzernabschluss werden derzeit geprüft.

Bedeutende Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden

Ertragsrealisierung

Erlöse werden erfasst, wenn durch Übertragung eines zugesagten Guts oder einer zugesagten Dienstleistung auf einen Kunden eine Leistungsverpflichtung erfüllt wird. Das Kriterium der Übertragung ist erfüllt, wenn der Kunde die Verfügungsgewalt über den Vermögenswert erlangt. Die Bewertung erfolgt mit dem der jeweiligen Leistungsverpflichtung zugeordneten Transaktionspreis.

In der Wintershall Dea-Gruppe umfassen die Umsatzerlöse im Wesentlichen Gas- und Ölverkäufe. Die Realisierung der Gas- und Ölumsätze erfolgt zum Zeitpunkt der Übergabe am vertraglich vereinbarten Ort der Lieferung. Dies ist in der Regel der Fall, wenn Erdöllieferungen den Beladepunkt eines Tankers oder, im Falle des Transports von Öl und Gas via Pipeline, einen vereinbarten Übergabepunkt passieren.

Die Aufwendungen und Erträge bei Erdöl- und Erdgaskonzessionen werden häufig über Explorations- und Produktionsteilungsverträge zwischen dem Staat und einem oder mehreren Entwicklungs- und Produktionsunternehmen nach definierten Schlüsseln aufgeteilt. Die aus diesen Verträgen zustehenden Erlöse werden als Umsatzerlöse ausgewiesen.

Langfristige strategische Zukäufe und Weiterverkäufe von Gas und Öl (Handelsaktivitäten) werden brutto in den Aufwendungen für Handelswaren sowie in den Umsatzerlösen ausgewiesen. Weitere Handelsaktivitäten mit dem Ziel der Verbesserung der Marge sowie die Handelsgeschäfte der russischen Tochtergesellschaft YRGM Trading werden nach Abzug der Kosten netto in den Umsatzerlösen gezeigt.

Mit Anwendung der Vereinfachungsregelung des IFRS 15 passt die Wintershall Dea-Gruppe den zugesagten Betrag der Gegenleistung nicht an die Auswirkungen einer wesentlichen Finanzierungskomponente an, wenn bei Vertragsbeginn erwartet wird, dass der Zeitraum zwischen der Übertragung der zugesagten Waren oder der Dienstleistung an den Kunden und dem Zeitpunkt, zu dem erwartet wird, dass der Kunde für diese Waren oder die Dienstleistungen bezahlt, ein Jahr oder weniger beträgt.

Ertragsteuern

Steuerpositionen werden unter Berücksichtigung der jeweiligen lokalen Steuergesetze sowie der einschlägigen Verwaltungsauffassungen ermittelt und unterliegen wegen ihrer Komplexität möglicherweise einer abweichenden Interpretation durch Steuerpflichtige einerseits und lokale Finanzbehörden andererseits. Unterschiedliche Auslegungen von Steuergesetzen können zu nachträglichen Steuerzahlungen für vergangene Jahre führen und werden in die Betrachtung des Managements einbezogen.

Nach der Verbindlichkeitsmethode (Liability Method) werden aktive und passive latente Steuern mit der künftigen Steuerwirkung angesetzt, die sich aus den Unterschieden zwischen bilanziellen und steuerlichen Wertansätzen von Aktiv- und Passivposten ergibt. Dies umfasst ebenso die abweichenden Wertansätze, die sich aus Unternehmenserwerben ergeben, mit Ausnahme von Geschäfts- oder Firmenwerten.

Die Berechnung der latenten Steueransprüche und Steuerschulden erfolgt mit den jeweiligen landesspezifischen Steuersätzen, welche für die Periode gelten, in der ein Vermögenswert realisiert oder eine Schuld erfüllt wird. Am oder vor dem Bilanzstichtag beschlossene beziehungsweise weitgehend beschlossene Steuersatzänderungen werden berücksichtigt.

Aktive latente Steuern werden angesetzt, wenn künftig ausreichend steuerpflichtiges Einkommen zur Verfügung steht. Dabei werden unter anderem die geplanten Ergebnisse aus der operativen Geschäftstätigkeit, die Ergebniswirkungen aus der Umkehrung von zu versteuernden temporären Differenzen sowie mögliche Steuerstrategien miteinbezogen.

Auf Basis des geplanten künftigen steuerpflichtigen Einkommens beurteilt die Wintershall Dea-Gruppe zu jedem Bilanzstichtag die Werthaltigkeit von aktiven latenten Steuern. Die Gruppe geht aufgrund der Erfahrung aus der Vergangenheit und des erwarteten steuerlichen Einkommens davon aus, dass die aktiven latenten Steuern realisiert werden können. Da künftige Geschäftsentwicklungen unsicher sind, sind Annahmen zur Schätzung von künftigem steuerpflichtigen Einkommen sowie über den Zeitpunkt der Realisierung von aktiven latenten Steuern erforderlich. Schätzungen werden in der Periode angepasst, in der ausreichende Hinweise für eine Anpassung vorliegen.

Latente Steueransprüche und latente Steuerschulden werden saldiert, sofern diese gegenüber der gleichen Steuerbehörde bestehen und die gleiche Fristigkeit aufweisen.

IFRIC 23 stellt die Anwendung von Ansatz und Bewertungsvorschriften des IAS 12, wenn Unsicherheit bzgl. der ertragsteuerlichen Behandlung besteht, klar. Für den Ansatz und die Bewertung sind Schätzungen und Annahmen zu treffen, z. B. ob eine Einschätzung gesondert oder zusammen mit anderen Unsicherheiten vorgenommen wird, ein wahrscheinlicher oder erwarteter Wert für die Unsicherheit herangezogen wird und ob Änderungen im Vergleich zur Vorperiode eingetreten sind. Das Entdeckungsrisiko ist für die Bilanzierung unsicherer Bilanzpositionen unbeachtlich. Die Bilanzierung erfolgt unter der Annahme, dass die Steuerbehörden den fraglichen Sachverhalt untersuchen und ihnen alle relevanten Informationen vorliegen. Es ergeben sich keine wesentlichen Auswirkungen auf den Konzernabschluss der Wintershall Dea-Gruppe.

Veränderungen von latenten Steuern in der Bilanz werden als latenter Steueraufwand/-ertrag erfasst, sofern der zugrunde liegende Sachverhalt ebenfalls in der Gewinn- und Verlustrechnung erfasst wird. Für die im Eigenkapital abgebildeten Effekte werden die Veränderungen der latenten Steueransprüche und Steuerschulden ebenfalls ergebnisneutral erfasst.

Immaterielle Vermögenswerte

Immaterielle Vermögenswerte umfassen aktivierte Explorationsausgaben, sonstige immaterielle Vermögenswerte, wie beispielsweise Rechte auf Ausgaberückerstattung aus Investitionen (Cost-Recovery-Rechte), Nutzungsrechte in der Produktionsphase, kaufmännische und technische Software sowie Geschäfts- und Firmenwerte.

Die Explorationsphase umfasst den Zeitraum nach Erhalt von Explorationsrechten bis zu deren Auslaufen bzw. bis zum Nachweis der technischen Durchführbarkeit einer Feldesentwicklung und der wirtschaftlichen Förderbarkeit. Die während dieser Phase aktivierten Explorationsausgaben umfassen beispielsweise Konzessionserwerbskosten, Lizenzen und Rechte zur Exploration sowie Explorationsbohrungen. Explorationsbohrungen werden mit ihren historischen Anschaffungskosten oder Herstellungskosten nach der Successful-Efforts-Methode bilanziert; d. h. die für Explorationsbohrungen anfallenden Ausgaben werden grundsätzlich nur dann aktiviert, wenn die Bohrungen erfolgreich waren, also insbesondere zur Entdeckung von Rohöl- und Gasvorkommen geführt haben. Aufwendungen für geologische und geophysikalische Untersuchungen werden grundsätzlich im Explorationsaufwand erfasst. Sobald die technische Durchführbarkeit sowie die ökonomische Realisierbarkeit nachgewiesen werden kann, werden die Explorationsbohrungen in das Sachanlagevermögen sowie die Nutzungsrechte der Exploration in die sonstigen immateriellen Vermögenswerte umgegliedert. Während der Explorationsphase werden die aktivierten Explorationsausgaben nicht planmäßig abgeschrieben.

Mindestens einmal im Jahr werden alle Explorationsbohrungen in Bezug auf ökonomische, technische und strategische Gesichtspunkte betrachtet, um zu entscheiden, ob eine Entwicklung weiterhin vorgesehen ist. Wenn dies nicht der Fall ist, werden die aktivierten Explorationsausgaben für diese Bohrung ausgebucht. Die planmäßige Abschreibung erfolgt mit Produktionsbeginn nach der Unit-of-Production-Methode (siehe Sachanlagen). Explorationsbohrungen, bei denen keine Reserven nachgewiesen werden konnten, werden als Anlagenabgang im Explorationsaufwand ausgewiesen.

Die sonstigen immateriellen Vermögenswerte weisen eine bestimmbare Nutzungsdauer auf und werden daher planmäßig linear bzw. produktionsabhängig abgeschrieben. Die Nutzungsdauer von Konzessionen und sonstigen Nutzungsrechten entspricht der vertraglichen Laufzeit bzw. umfasst den Zeitraum bis zum Ende der wirtschaftlichen Förderung. Software für kaufmännische und technische Anwendungen wird linear über drei bis zehn Jahre abgeschrieben. Die Nutzungsdauern sowie die Abschreibungsmethoden unterliegen einer jährlichen Überprüfung.

Der immaterielle Vermögenswert aus dem Vermarktungsvertrag für Erdgas aus dem Erdgasfeld Juschno Russkoje wird gemäß dem auf den die Wintershall Dea-Gruppe entfallenden Anteil an der produzierten und vermarkteten Menge abgeschrieben.

Geschäfts- oder Firmenwerte werden nicht planmäßig abgeschrieben. Sie werden jährlich sowie bei Vorliegen von Anhaltspunkten für eine Wertminderung einem Werthaltigkeitstest unterzogen. Sie sind Bestandteil zahlungsmittelgenerierender Einheiten. Die Überprüfung auf Wertminderung der Geschäfts- oder Firmenwerte erfolgt auf der Ebene einer zahlungsmittelgenerierenden Einheit oder einer Gruppe von zahlungsmittelgenerierenden Einheiten. Die zahlungsmittelgenerierende Einheit oder Gruppe von zahlungsmittelgenerierenden Einheiten stellt die unterste Ebene dar, auf der Geschäfts- und Firmenwerte für interne Zwecke der Unternehmenssteuerung überwacht werden.

Sachanlagen und Investment Property

Sachanlagen umfassen Grundstücke und Gebäude, Gas- und Ölvermögenswerte, andere technische Anlagen und Maschinen sowie Betriebs- und Geschäftsausstattung. Sie werden mit fortgeführten Anschaffungs- oder Herstellungskosten bilanziert. Fremdkapitalkosten, die unmittelbar dem Erwerb oder der Herstellung eines Vermögenswertes zugeordnet werden können, werden als Teil der Anschaffungs- oder Herstellungskosten aktiviert, sofern ein beträchtlicher Zeitraum erforderlich ist, um ihn in seinen beabsichtigten gebrauchsfähigen oder verkaufsfähigen Zustand zu versetzen („qualifizierter Vermögenswert“). Zu den Anschaffungs- oder Herstellungskosten des Sachanlagevermögens gehören auch die geschätzten Rückbau- bzw. Abbruch- und Aufräumkosten des Vermögenswertes sowie die Wiederherstellungskosten des Standortes, die auf öffentlich-rechtlichen oder privatrechtlichen Verpflichtungen beruhen, und zwar in dem Maße, wie dafür Rückstellungen gebildet werden. Instandhaltungs- und Reparaturkosten werden als Aufwand erfasst.

Gas- und Ölvermögenswerte werden in der Regel nach der Unit-of-Production-Methode abgeschrieben. Grundsätzlich wird dabei die laufende Produktion der Periode bei aktivierten Bohrungen in das Verhältnis zu den sicheren „developed producing“ Reserven und bei Konzessionserwerbskosten sowie Produktions-/Hilfseinrichtungen in das Verhältnis zu den gesamten sicheren Reserven gesetzt. Sonstige Sachanlagen werden, mit Ausnahme von Grund und Boden und grundstücksgleichen Rechten, linear über die erwartete Nutzungsdauer abgeschrieben.

Die voraussichtlichen Nutzungsdauern und Abschreibungsverläufe von Sachanlagen beruhen auf Erfahrungen, Planungen und Schätzungen. Abschreibungsmethoden, Nutzungsdauern und Restwerte werden zu jedem Bilanzstichtag überprüft. Die typischen Nutzungsdauern in der Wintershall Dea-Gruppe für nicht produktionsabhängige Sachanlagen sind wie folgt:

NUTZUNGSDAUERN	JAHRE
Gebäude	4-50
Technische Anlagen und Maschinen	1-33
Betriebs- und Geschäftsausstattung	1-23

Leasingverhältnisse

Ein Leasingverhältnis wird durch einen Vertrag begründet, der das Recht zur Kontrolle der Nutzung eines identifizierten Vermögenswertes für einen vereinbarten Zeitraum gegen Entgelt überträgt.

Bei Leasingverhältnissen, bei denen die Wintershall Dea-Gruppe Leasingnehmer ist, wird grundsätzlich der Barwert der zukünftigen Leasingzahlungen als finanzielle Verbindlichkeit am Bereitstellungsdatum angesetzt. Die Leasingzahlungen werden nach der Effektivzinsmethode in Tilgungs- und Zinsanteile aufgeteilt. Korrespondierend dazu wird das Nutzungsrecht am geleasteten Vermögenswert aktiviert, das grundsätzlich dem Barwert der Verbindlichkeit zuzüglich direkt zurechenbarer Kosten entspricht. Vor Beginn des Leasingverhältnisses geleistete Zahlungen sowie vom Leasinggeber gewährte Mietanreize werden ebenfalls im Buchwert des Nutzungsrechts berücksichtigt.

Das Nutzungsrecht wird in den immateriellen Vermögenswerten oder in den Sachanlagen ausgewiesen und grundsätzlich über die Laufzeit des Leasingverhältnisses abgeschrieben. Nutzungsrechte, die der Anlagenklasse ‚Gas- und Ölvermögenswerte‘ zugeordnet sind, werden linear über die Laufzeit oder nach der Unit-of-Production-Methode abgeschrieben. Die Regelungen des IAS 36 zur Ermittlung und Erfassung von Wertminderungen von Vermögenswerten gelten auch für aktivierte Nutzungsrechte.

Ändern sich die erwarteten Leasingzahlungen, z. B. aufgrund neuer Einschätzungen von vertraglichen Optionen oder bei indexabhängigen Zahlungen, wird die Verbindlichkeit neu bewertet. Die Anpassung an den neuen Buchwert erfolgt grundsätzlich erfolgsneutral durch eine korrespondierende Anpassung des aktivierten Nutzungsrechts.

Für Leasinggegenstände von geringem Wert von maximal fünf Tausend € und für kurzfristige Leasingverhältnisse mit einer Laufzeit von maximal zwölf Monaten wird von den Anwendungserleichterungen Gebrauch gemacht. Die Leasingzahlungen im Rahmen dieser Verträge werden linear als Aufwand in der Gewinn- und Verlustrechnung erfasst.

Werthaltigkeitstest

Für immaterielle Vermögenswert sowie Sachanlagen und Investment Property sowie at Equity bewertete Beteiligungen wird ein Wertminderungsaufwand erfasst, wenn der erzielbare Betrag des Vermögenswertes den Buchwert unterschreitet. Für Explorationsvermögenswerte ist eine Überprüfung auf Wertminderung vorzunehmen, sobald die technische Durchführbarkeit und Rentabilität einer Ressource nachgewiesen werden kann. Das Vorliegen von Tatsachen und Umständen, die auf eine Wertminderung hindeuten, begründet ebenfalls einen

Werthaltigkeitstest. Ist der Vermögenswert Teil einer zahlungsmittelgenerierenden Einheit (kleinste identifizierbare Gruppe von Vermögenswerten, die Mittelzuflüsse erzeugen, die weitestgehend unabhängig von Mittelzuflüssen anderer Vermögenswerte oder anderer Gruppen von Vermögenswerten sind), so wird die Wertminderung auf Basis des erzielbaren Betrages der zahlungsmittelgenerierenden Einheit ermittelt. Übersteigt dabei der Buchwert einer zahlungsmittelgenerierenden Einheit, der ein Geschäfts- oder Firmenwert zugeordnet wurde, den erzielbaren Betrag, wird zunächst der zugeordnete Geschäfts- oder Firmenwert in Höhe des Differenzbetrages wertgemindert. Ein darüberhinausgehender Wertminderungsbedarf wird durch anteilige Reduzierung der übrigen Buchwerte der zahlungsmittelgenerierenden Einheit berücksichtigt. Wenn der Grund für eine früher vorgenommene Wertminderung entfallen ist, erfolgt eine Wertaufholung, wobei der infolge einer Wertaufholung erhöhte Buchwert nicht die fortgeführten Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten übersteigen darf. Die Wertaufholungen werden saldiert mit den Wertminderungen ausgewiesen.

Im Rahmen des Werthaltigkeitstests wird der erzielbare Betrag der zahlungsmittelgenerierenden Einheiten entweder durch den beizulegenden Zeitwert abzüglich Veräußerungskosten oder durch den Nutzungswert bestimmt, je nachdem, welcher Wert höher ist. Der beizulegende Zeitwert spiegelt die bestmögliche Schätzung des Betrages wider, für den ein unabhängiger Dritter die zahlungsmittelgenerierenden Einheiten am Bilanzstichtag erwerben würde; Veräußerungskosten werden abgezogen. Der Nutzungswert ist der Barwert der zukünftigen Cashflows, der voraussichtlich aus einer zahlungsmittelgenerierenden Einheit erzielt werden kann. Übersteigt einer dieser Beträge den Buchwert, ist es nicht immer notwendig, beide Werte zu ermitteln. Diese Werte beruhen auf den abgezinnten Zahlungsströmen und basieren auf der aktuellen Unternehmungsplanung. Die Cashflow-Planungen umfassen für die einzelnen oder Gruppen von Konzessionen/Lizenzen den Life-of-Field-Zeitraum. In die Berechnungen fließen sowohl Erfahrungen aus der Vergangenheit als auch Erwartungen hinsichtlich der zukünftigen Marktentwicklung ein. Wesentliche Annahmen, auf denen die Ermittlung des erzielbaren Betrages durch das Management beruht, sind die Prognosen der Marktpreise für Rohöl und Erdgas, die geschätzten Reserven, der Produktionsverlauf sowie die Diskontierungszinssätze. Die verwendeten Diskontierungszinssätze basieren auf gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (WACC) unter Berücksichtigung von spezifischen Länderrisiken. Die Ermittlung erfolgte unabhängig von der tatsächlichen Kapitalstruktur des Unternehmens durch Ableitung aus einer Peergroup.

Die Werthaltigkeitsprüfung beim Geschäfts- oder Firmenwert (Goodwill-Impairment-Test) basiert auf Gruppen von zahlungsmittelgenerierenden Einheiten, die in der Wintershall Dea-Gruppe größtenteils den Unternehmenseinheiten entsprechen. Falls ein Wertberichtigungsbedarf vorliegt, wird der bestehende Geschäfts- oder Firmenwert gegebenenfalls vollständig abgeschrieben. Wertminderungen auf Geschäfts- oder Firmenwerte werden in den Nettowertberichtigungen auf Vermögenswerte erfasst. Wertminderungen auf Geschäfts- und Firmenwerte werden nicht zurückgenommen.

Vorräte

Die Vorräte werden zu Anschaffungs- oder Herstellungskosten oder zu niedrigeren Nettoveräußerungswerten angesetzt. Die Herstellungskosten umfassen produktionsbezogene Vollkosten; sie werden auf der Grundlage der Normalbeschäftigung ermittelt. Soweit bei früher abgewerteten Vorräten der Nettoveräußerungswert gestiegen ist, erfolgt eine Wertaufholung gegen den Aufwandsposten, in dem die Wertminderung ursprünglich erfolgt ist.

Finanzielle Vermögenswerte und finanzielle Verbindlichkeiten

Finanzielle Vermögenswerte und finanzielle Verbindlichkeiten werden in der Konzernbilanz angesetzt, wenn die Wintershall Dea-Gruppe bei einem Finanzinstrument Vertragspartei wird. Finanzielle Vermögenswerte werden ausgebucht, wenn die vertraglichen Rechte auf Zahlungen aus den finanziellen Vermögenswerten auslaufen oder die finanziellen Vermögenswerte mit allen wesentlichen Risiken und Chancen übertragen werden. Finanzielle Verbindlichkeiten werden ausgebucht, wenn die vertraglichen Verpflichtungen beglichen, aufgehoben oder ausgelaufen sind. Marktübliche Käufe und Verkäufe von Finanzinstrumenten werden grundsätzlich zum Erfüllungstag bilanziert.

Der Marktwert eines Finanzinstruments ist der Preis, der in einem geordneten Geschäftsvorfall zwischen Marktteilnehmern am Bemessungsstichtag für den Verkauf eines Vermögenswerts eingenommen beziehungsweise für die Übertragung einer Schuld gezahlt würde. Sofern Preisnotierungen auf einem aktiven Markt vorliegen, zum Beispiel Börsenkurse, werden diese bei der Bewertung zugrunde gelegt. Andernfalls werden bei der Bewertung interne Bewertungsmodelle unter Verwendung aktueller Marktparameter oder externe Bewertungen, zum Beispiel durch Banken, herangezogen. Bei interner Bewertung werden insbesondere die Barwertmethode und Optionspreismodelle angewandt.

Außer bei erfolgswirksamen zum beizulegenden Zeitwert bewerteten Vermögenswerten ist die Bildung von Wertminderungen aufgrund von erwarteten Kreditver-

lusten unabhängig von tatsächlichen Ausfallereignissen erforderlich. Sofern die Gründe für die Bildung von Wertminderungen entfallen, werden erfolgswirksame Wertaufholungen bis zur Höhe des jeweiligen Buchwertes vorgenommen, der sich ohne Wertminderung ergeben hätte. Wertminderungen werden grundsätzlich auf separaten Konten erfasst.

Die Klassifizierung und Bewertung finanzieller Vermögenswerte basieren zum einen auf der sogenannten Zahlungsstrombedingung (ausschließlich Zahlungsströme aus Zinsen und Kapitalrückzahlung), das heißt, der konkreten Ausgestaltung der vertraglich vereinbarten Zahlungsströme eines einzelnen finanziellen Vermögenswerts. Zum anderen hängen sie auch vom Geschäftsmodell ab, nach dem Portfolios finanzieller Vermögenswerte gesteuert werden. Auf Grundlage dieser beiden Kriterien finden in der Wintershall Dea-Gruppe für finanzielle Vermögenswerte folgende Bewertungskategorien Anwendung:

- › Finanzielle Vermögenswerte erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertet (FVPL)
- › Finanzielle Vermögenswerte zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet

Finanzielle Vermögenswerte werden als ‚zu fortgeführten Anschaffungskosten‘ klassifiziert, wenn der finanzielle Vermögenswert im Rahmen eines Geschäftsmodells gehalten wird, dessen Zielsetzung darin besteht, die vertraglichen Cashflows zu vereinnahmen und die Vertragsbedingungen zu Cashflows führen, die ausschließlich Zins- und Tilgungszahlungen auf den ausstehenden Kapitalbetrag darstellen.

Beim erstmaligen Ansatz bewertet die Gruppe einen finanziellen Vermögenswert, mit Ausnahme von umsatzbezogenen Forderungen aus Lieferungen und Leistungen, zum beizulegenden Zeitwert zuzüglich – im Falle eines in der Folge nicht erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewerteten finanziellen Vermögenswertes – der direkt auf den Erwerb dieses Vermögenswertes entfallenden Transaktionskosten. Umsatzbezogene Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sind beim erstmaligen Ansatz zum Betrag der unbedingten Gegenleistung zu erfassen, vorausgesetzt sie enthalten keine signifikante Finanzierungs Komponente.

Die Folgebewertung von finanziellen Vermögenswerten erfolgt abhängig von ihrer Klassifizierung entweder zu fortgeführten Anschaffungskosten unter Anwendung der Effektivzinsmethode oder erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert.

Für finanzielle Vermögenswerte, die zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet werden, werden Wertminderungen für erwartete Kreditverluste erfasst. Die Bemessung der Kreditverluste erfolgt auf zukunftsgerichteter Basis. Die Wertminderungen gemäß IFRS 9 werden in gesonderten Positionen je Funktionsbereich in der Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesen. Wertaufholungen werden im gleichen Posten erfasst.

Finanzielle Verbindlichkeiten werden in die folgenden Bewertungskategorien eingestuft:

- › Finanzielle Verbindlichkeiten erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertet (FVPL)
- › Finanzielle Verbindlichkeiten zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet

Beim erstmaligen Ansatz bewertet die Gruppe eine finanzielle Verbindlichkeit zum beizulegenden Zeitwert abzüglich – im Falle einer nicht erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewerteten finanziellen Verbindlichkeit – der direkt auf den Erwerb dieser Verbindlichkeiten entfallenden Transaktionskosten.

Die Folgebewertung von finanziellen Verbindlichkeiten erfolgt abhängig von der Klassifizierung entweder zu fortgeführten Anschaffungskosten unter Anwendung der Effektivzinsmethode oder erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert.

Derivative Finanzinstrumente

Derivate werden erstmalig zum beizulegenden Zeitwert zum Zeitpunkt des Abschlusses eines Derivategeschäftes angesetzt und in der Folge am Ende jeder Berichtsperiode zu ihrem beizulegenden Zeitwert neu bewertet. Die Bilanzierung nachfolgender Änderungen des beizulegenden Zeitwertes hängt davon ab, ob das Derivat als Sicherungsinstrument designiert ist und, wenn dies der Fall ist, von der Art der zugrundeliegenden Sicherungsbeziehung.

Zu Beginn der Sicherungsbeziehung dokumentiert die Gruppe die den Sicherungsbeziehungen zugrundeliegenden Risikomanagementziele und -strategien sowie die wirtschaftliche Beziehung zwischen den Sicherungsinstrumenten und den abgesicherten Grundgeschäften einschließlich der Frage, ob damit zu rechnen ist, dass Änderungen in den Cashflows der Sicherungsinstrumente Änderungen in den Cashflows der Grundgeschäfte kompensieren.

Die Gruppe hat Derivate als Sicherungsinstrumente im Rahmen von Cashflow Hedges designiert. Cashflow Hedges werden zur Absicherung des Risikos von schwankenden Zahlungsströmen im Zusammenhang mit hochwahrscheinlichen zukünftigen Transaktionen eingesetzt. Der wirksame Teil der Änderungen des beizulegenden Zeitwertes der eingesetzten Derivate wird als sonstiges Ergebnis im Eigenkapital erfasst. Der Gewinn oder Verlust, der den unwirksamen Teil betrifft, wird unmittelbar im Ergebnis erfasst.

Im Eigenkapital erfasste kumulierte Beträge werden in den Perioden umgegliedert, in denen das gesicherte Grundgeschäft Auswirkungen auf den Gewinn oder Verlust hat. Wenn ein Sicherungsinstrument ausläuft, verkauft oder beendet wird oder die Sicherungsbeziehung nicht länger die Kriterien für die Bilanzierung von Sicherungsbeziehungen erfüllt, verbleiben etwaige zu diesem Zeitpunkt im Eigenkapital kumulierte abgegrenzte Sicherungsgewinne und -verluste solange im Eigenkapital, bis die erwartete Transaktion eintritt. Wenn der Eintritt der Transaktion nicht mehr erwartet wird, werden die kumulierten Sicherungsgewinne und -verluste, die im Eigenkapital ausgewiesen wurden, unmittelbar in den Gewinn oder Verlust umgegliedert.

Änderungen des beizulegenden Zeitwertes eines derivativen Instruments, das nicht als Sicherungsbeziehung bilanziert wird, werden unmittelbar im Gewinn oder Verlust erfasst.

Verträge, die für Zwecke des Empfangs oder der Lieferung nicht-finanzieller Posten gemäß dem erwarteten Einkaufs-, Verkaufs- oder Nutzungsbedarfs des Unternehmens abgeschlossen und in diesem Sinne gehalten werden (Own-Use-Verträge), werden nicht als derivative Finanzinstrumente, sondern als schwebende Geschäfte bilanziert. Enthalten die Verträge eingebettete Derivate, werden die Derivate getrennt vom Basisvertrag bilanziert, wenn die wirtschaftlichen Merkmale und Risiken des eingebetteten Derivats nicht eng mit den wirtschaftlichen Merkmalen und Risiken des Basisvertrages verbunden sind.

Rückstellungen

Rückstellungen werden für sämtliche am Bilanzstichtag gegenüber Dritten bestehenden rechtlichen oder faktischen Verpflichtungen gebildet, die auf vergangenen Ereignissen beruhen, zukünftig wahrscheinlich zu einem Abfluss von Ressourcen führen und deren Höhe verlässlich geschätzt werden kann. Mögliche Verpflichtungen gegenüber Dritten oder gegenwärtige Verpflichtungen, bei denen ein Ressourcenabfluss ungewiss ist oder deren Höhe nicht verlässlich bestimmt werden kann, sind nicht als Rückstellung zu passivieren. Sie sind

im Anhang als Eventualschulden anzugeben, sofern die Möglichkeit eines Abflusses von Ressourcen mit wirtschaftlichem Nutzen nicht unwahrscheinlich ist.

Die Rückstellungen werden mit ihrem voraussichtlichen Erfüllungsbetrag angesetzt und nicht mit Erstattungsansprüchen saldiert. Der Erfüllungsbetrag umfasst auch die am Bilanzstichtag zu berücksichtigenden Kostensteigerungen. Im Falle von langfristigen Rückstellungen erfolgt eine Abzinsung auf den Barwert mit dem zum jeweiligen Bilanzstichtag gültigen landesspezifischen bzw. währungsspezifischen Marktzinssatz. Rückstellungen, denen eine große Zahl gleichartiger Ereignisse zugrunde liegt, werden mit ihrem Erwartungswert bilanziert. Rückstellungsaufösungen erfolgen gegen den Aufwandsposten, gegen den die Rückstellung ursprünglich gebildet worden ist.

Die Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen decken die aktuell ermittelten Verpflichtungen zur Verfüllung von Bohrungen, zum Rückbau von Onshore- und Offshore-Produktionsanlagen und zur Rekultivierung von Betriebs- und Sondenplätzen. Ihre Höhe bestimmt sich nach den zu erwartenden Vollkosten unter Berücksichtigung von Erfahrungswerten und Vergleichskostensätzen des Wirtschaftsverbandes Erdöl- und Erdgasgewinnung mit vergleichbaren Annahmen bei ausländischen Aktivitäten. Sollten Änderungen des Zinssatzes oder Änderungen der Schätzungen bezüglich des zeitlichen Anfalls oder der Höhe der Auszahlung zu Änderungen dieser Rückstellung führen, so wird in gleicher Höhe der Buchwert des zugehörigen Vermögenswertes angepasst. Überschreitet eine Verminderung den Buchwert des zugehörigen Vermögenswertes, ist der überschüssige Betrag direkt erfolgswirksam zu erfassen.

Rückstellungen für Pensionen werden für leistungsorientierte Versorgungssysteme gebildet. Dabei handelt es sich um Verpflichtungen des Unternehmens aus Anwartschaften und laufenden Leistungen an berechnete aktive und ehemalige Mitarbeiter und Hinterbliebene. Die Verpflichtungen beziehen sich insbesondere auf Ruhegelder. Die individuellen Zusagen basieren auf branchenspezifischen unterschiedlichen Leistungen; sie bemessen sich in der Regel nach der Dauer der Zugehörigkeit und der Vergütung der Mitarbeiter.

Die betriebliche Altersversorgung besteht sowohl aus leistungsorientierten als auch aus beitragsorientierten Versorgungsplänen. Der Rückstellungsbewertung von leistungsorientierten Versorgungsplänen liegt der mit Hilfe des Anwartschaftsbarwertverfahrens (Projected-Unit-Credit-Methode) ermittelte versicherungsmathematische Anwartschaftsbarwert der jeweiligen Verpflichtung zugrunde. Bei diesem Anwartschaftsbarwertverfahren werden nicht nur die am Stichtag bekannt-

ten Renten und erworbenen Anwartschaften, sondern auch künftig zu erwartende Steigerungen von Gehältern und Renten berücksichtigt. Die Berechnung beruht auf versicherungsmathematischen Gutachten unter Berücksichtigung biometrischer Daten. Die Rückstellung wird um den beizulegenden Zeitwert des zur Deckung der Pensionsverpflichtung gebildeten Planvermögens gekürzt. Der Dienstzeitaufwand, d. h. der Anstieg der Verpflichtung, der auf die von Arbeitnehmern in der Berichtsperiode erbrachten Arbeitsleistungen entfällt, wird in den operativen Funktionsbereichen, der Zinsaufwand/-ertrag wird in den Finanzaufwendungen ausgewiesen.

Ergebnisse aus der Neubewertung von leistungsorientierten Plänen werden vollständig in dem Geschäftsjahr erfasst, in dem sie auftreten. Sie werden erfolgsneutral im sonstigen Ergebnis ausgewiesen und in den Folgeperioden nicht in die Gewinn- und Verlustrechnung umgegliedert.

Die Gruppe ist weiterhin an einem rechtlich unabhängigen gemeinschaftlichen Plan mehrerer Arbeitgeber, ausgegeben durch die BASF Pensionskasse VVaG, beteiligt. Dieser finanziert sich durch Arbeitgeber- und Arbeitnehmerbeiträge sowie aus Erträgen aus dem Planvermögen. Da keine ausreichenden Informationen für diesen gemeinschaftlichen Plan zur Verfügung stehen, wird dieser wie ein beitragsorientierter Plan berücksichtigt.

Bei beitragsorientierten Versorgungsplänen geht das Unternehmen über die Entrichtung von Beitragszahlungen an zweckgebundene Fonds hinaus keine weiteren Verpflichtungen ein. Die Beitragszahlungen werden als Aufwand erfasst.

Nicht fortgeführte Aktivitäten und zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte

Nicht fortgeführte Aktivitäten werden ausgewiesen, sobald ein Unternehmensbestandteil als ‚zur Veräußerung gehalten‘ klassifiziert wird oder bereits abgegangen ist und der Geschäftsbereich einen gesonderten wesentlichen Geschäftszweig oder geographischen Geschäftsbereich darstellt. Das Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten wird in der Gewinn- und Verlustrechnung getrennt vom Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten berichtet. In der Kapitalflussrechnung werden Cashflows aus nicht fortgeführten Aktivitäten getrennt von den Cashflows aus fortgeführten Aktivitäten dargestellt. Vorjahresangaben werden jeweils auf vergleichbarer Basis berichtet. Die Angaben im Anhang, mit Ausnahme von Kapitel 1, welche Bezug auf die Gewinn- und Verlustrechnung und die Kapitalflussrechnung nehmen, beziehen sich auf fortgeführte Aktivitäten. Um die finanziellen Auswirkungen von nicht fortgeführten Aktivitäten darzustellen, werden die aus gruppeninternen Transaktionen stammenden Erträge und Aufwendungen sowie Forde-

rungen und Verbindlichkeiten eliminiert. Langfristige, zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte werden zum niedrigeren Wert aus Buchwert und beizulegendem Zeitwert, abzüglich Veräußerungskosten, bewertet, es sei denn, die Vermögenswerte fallen nicht unter den Anwendungsbereich des IFRS 5. Die Abschreibung wird ab dem Zeitpunkt der Klassifizierung als ‚zur Veräußerung gehalten‘ eingestellt.

Wesentliche Schätzungen und Annahmen

Für die Aufstellung des Konzernabschlusses auf der Grundlage der IFRS sind vom Management Schätzungen, Annahmen und Ermessensentscheidungen zu treffen, die sich auf den Wertansatz der bilanzierten Vermögenswerte und Schulden, der Erträge und Aufwendungen sowie die Angabe der Eventualschulden und beizulegenden Zeitwerte auswirken. Die Schätzungen, Annahmen und Ermessensentscheidungen beziehen sich im Wesentlichen auf die folgenden Bereiche:

Gas- und Ölreserven

Schätzungen von Gas- und Ölreserven werden für die Bestimmung des erzielbaren Betrages im Rahmen des Werthaltigkeitstests sowie für die produktionsabhängige Abschreibung im Rahmen der Unit-of-Production-Methode verwendet. Reservenschätzungen werden durch firmeneigene qualifizierte Ingenieure und Geowissenschaftler unter Anwendung von standardisierten Bewertungsverfahren vorgenommen und entsprechend eines internationalen Industriestandards klassifiziert. Dieser Prozess unterliegt definierten Richtlinien. Darüber hinaus erfolgt eine regelmäßige Auditierung durch eine unabhängige Beratungsgesellschaft.

Werthaltigkeitstest

Wesentliche Annahmen im Rahmen von Werthaltigkeitstests von immateriellen Vermögenswerten (inkl. Geschäfts- und Firmenwert) und Sachanlagen betreffen neben geschätzten Reserven die Prognosen der Marktpreise für Rohöl und Erdgas, erwartete Produktionsvolumina sowie Diskontierungssätze.

Die unternehmensintern erstellten Prognosen beruhen auf empirisch fundierten Analysen zum globalen Gas- und Ölangebot sowie der globalen Gas- und Ölnachfrage. Bei langfristigen Schätzungen werden unter anderem auch Annahmen zu Inflation, Produktionsmengen und -kosten sowie der Energieeffizienz und der Substitution von Energiequellen getroffen. Anhand externer Quellen und Studien werden die Gas- und Ölpreisschätzungen regelmäßig auf Plausibilität geprüft. Die Diskontierungssätze basieren auf gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten unter Berücksichtigung spezifischer Länderrisiken.

Wertminderung von finanziellen Vermögenswerten

Die Wertminderungen für finanzielle Vermögenswerte beruhen auf Annahmen zur Ausfallwahrscheinlichkeit und zu den erwarteten Kreditverlusten. Die Input-Faktoren für die Berechnung der Wertminderung basieren auf den Erfahrungen der Gruppe aus der Vergangenheit, bestehenden Marktbedingungen sowie vorausschauenden Schätzungen.

Derivative Finanzinstrumente

Bei der Bilanzierung von derivativen Finanzinstrumenten sind Annahmen zu treffen, ob die Vorschriften zum Hedge Accounting Anwendung finden. Ferner ist bei bestimmten Verträgen zu entscheiden, ob sie als Derivate bilanziert werden oder wie so genannte ‚Own-Use-Verträge‘ als schwebende Geschäfte zu behandeln sind.

Rückstellungen

Die Ermittlung von Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen erfordert im Wesentlichen Annahmen und Schätzungen zu Laufzeiten, zu berücksichtigenden Kosten sowie Diskontierungssätzen. Aufgrund von Änderungen in Bezug auf die getroffenen Annahmen können die tatsächlichen zukünftigen Zahlungsmittelabflüsse abweichen.

Bei Rückstellungen für Pensionen ist unter anderem der Abzinsungsfaktor eine wichtige Schätzgröße. Der Abzinsungsfaktor für Pensionsverpflichtungen wird auf Grundlage der auf den Finanzmärkten am Bilanzstichtag beobachtbaren Renditen hochwertiger festverzinslicher Unternehmensanleihen ermittelt.

Leasing

Bei der Ermittlung von Nutzungsrechten und korrespondierenden Leasingverbindlichkeiten sind insbesondere Annahmen über die Ausübung von Verlängerungs- oder Kündigungsoptionen sowie zu Diskontierungssätzen zu treffen.

Sämtliche Annahmen und Schätzungen basieren auf den Verhältnissen und Beurteilungen am Bilanzstichtag. Bei der Einschätzung der erwarteten künftigen Geschäftsentwicklung wird außerdem die zu diesem Zeitpunkt als realistisch unterstellte zukünftige Entwicklung des wirtschaftlichen Umfeldes in der Branche und den Regionen, in denen die Wintershall Dea-Gruppe tätig ist, berücksichtigt. Wenn die tatsächliche Entwicklung der Rahmenbedingungen von der erwarteten abweicht, werden die Annahmen und, falls erforderlich, die Buchwerte der betroffenen Vermögenswerte und Schulden entsprechend angepasst. Zum Zeitpunkt der Aufstellung des Konzernabschlusses ist nicht von einer wesentlichen Änderung der zugrunde gelegten Annahmen und Schätzungen auszugehen.

2 – Konsolidierungskreis

Der Konzernabschluss beinhaltet 49 vollkonsolidierte und eine anteilig konsolidierte Gesellschaft (31. Dezember 2019: 50 vollkonsolidierte und eine anteilig konsolidierte Gesellschaft; siehe Kapitel 29). Obgleich die Wintershall Dea-Gruppe nicht die Verfügungsgewalt über relevante Aktivitäten der AO Gazprom YRGM Trading hat, stehen ihr aufgrund der vertraglich vereinbarten Gewinnbeteiligung die Ergebnisse der Gesellschaft zu und Wintershall Dea beherrscht die Gesellschaft als Prinzipal.

ANZAHL VOLLKONSOLIDierter UND ANTEILIG KONSOLIDierter GESELLSCHAFTEN

Zum 1. Jan. 2020	51
Erstkonsolidierung	2
Entkonsolidierung unwesentlicher Tochtergesellschaften	-2
Entkonsolidierung einer liquidierten Tochtergesellschaft	-1
Zum 31. Dez. 2020	50

Die Gruppe umfasst sieben Joint Ventures und wesentliche assoziierte Unternehmen, die nach der Equity-Methode einbezogen werden (31. Dezember 2019: sieben). Achim Development und Achim Trading werden an dieser Stelle als eine at Equity bewertete Beteiligung betrachtet.

Joint operations

Ein Großteil der Aktivitäten im Arbeitsgebiet Exploration und Produktion erfolgt in gemeinschaftlichen Aktivitäten, welche teilweise in separaten Gesellschaften geführt werden. Als separate Einheiten werden die folgenden gemeinschaftlichen Tätigkeiten geführt:

NAME	Art der gemeinschaftlichen Tätigkeit	Hauptsitz	Anteilsquote/ Stimmrecht (%)
SUEZ OIL COMPANY (SUCO)	Operative Betriebsführerschaft für die Entwicklungs- und Produktionsphase	Kairo, Ägypten	50,00
DEMINEK EGYPT OIL COMPANY (DEOCO)	Operative Betriebsführerschaft für die Entwicklungs- und Produktionsphase; Durchführung erfolgt dienstleistend durch SUCO	Kairo, Ägypten	50,00
DISOUQ PETROLEUM COMPANY (DISOUQO)	Operative Betriebsführerschaft für die Entwicklungs- und Produktionsphase; Durchführung erfolgt dienstleistend durch SUCO	Kairo, Ägypten	50,00
GROUPEMENT REGGANE	Operative Betriebsführerschaft für die Entwicklungs- und Produktionsphase	Algier, Algerien	19,50

Joint Operations, die nicht in separaten Gesellschaften geführt werden, existieren vor allem in Deutschland, Norwegen und Argentinien.

Die Anteile der Gruppe an Joint Operations werden durch die anteilige Bilanzierung der Vermögenswerte und Schulden sowie der anteiligen Erträge und Aufwendungen berichtet. Die Joint Operation AO Achimgaz,

Novy Urengoi/Russland, wird gemeinsam mit Gazprom zur Förderung von Erdgas und Kondensat betrieben. Wintershall Dea ist an der Gesellschaft zu 50 % beteiligt und beherrscht das Unternehmen gemeinschaftlich mit Gazprom. Deshalb wurde die Gesellschaft im Sinne des IFRS 11 als gemeinschaftliche Tätigkeit eingestuft und wird folglich anteilig konsolidiert.

Joint Ventures und assoziierte Unternehmen

Die wesentlichen nach der Equity-Methode bilanzierten Joint Ventures sind die WIGA Transport Beteiligungs-GmbH & Co. KG, Kassel, (Anteil: 50 %) und ihre Töchter (WIGA-Gruppe) und die Wintershall Noordzee B.V., Rijswijk/Niederlande, (Anteil:

50 %), die beide mit dem Partner Gazprom betrieben werden. Die WIGA-Gruppe umfasst das Onshore-Gastransportgeschäft in Deutschland. Teile des Gastransportgeschäfts wurden bis zum 30. November 2019 vollkonsolidiert.

WIGA TRANSPORT BETEILIGUNGS-GMBH & CO. KG, KASSEL/DEUTSCHLAND (100 %)^{1,2}

Millionen €	Jan.–Dez. 2020/ 31. Dez. 2020	Mai–Dez. 2019/ 31. Dez. 2019
Bilanz		
Langfristige Vermögenswerte	4.525	4.620
Kurzfristige Vermögenswerte	750	516
davon Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	0	0
Aktiva	5.275	5.136
Eigenkapital	2.358	2.373
Langfristiges Fremdkapital	2.828	1.270
davon Finanzschulden	2.008	400
Kurzfristiges Fremdkapital	89	1.493
davon Finanzschulden	1	1.426
Passiva	5.275	5.136
Gewinn- und Verlustrechnung³		
Umsatzerlöse	899	585
Abschreibungen	-227	-97
Zinsaufwendungen	-19	-8
Ertragsteuern	10	-12
Nettogewinn/-verlust (-)	231	41
Beteiligungsbuchwert nach Equity-Methode zu Beginn der Periode	1.187	646
Anteiliger Nettogewinn/-verlust (-)	116	21
Anteilige Veränderung im sonstigen Ergebnis	-10	-
Gesamtergebnis	106	21
Kapitalmaßnahmen/Gewinnausschüttung/Änderungen im Konsolidierungskreis/ sonstige Anpassungen	-114	520
davon Zugänge	-	1.195
davon Abgänge	-	-675 ⁴
davon Gewinnausschüttung	-114	-
Beteiligungsbuchwert nach Equity-Methode am Ende der Periode	1.179	1.187

¹ vorläufige Zahlen, nicht auf finale Abschluss basierend

² Ab dem Geschäftsjahr sind die Fair Value-Anpassungen auf hochgerechneter Basis enthalten (100 %). Die Vorjahresangaben wurden entsprechend angepasst.

³ Für die Vergleichsperiode beinhaltet die Gewinn- und Verlustrechnung den Monat Dezember für die ehemals vollkonsolidierten Tochterunternehmen WIGA Transport, W&G Transport Holding und Opal Gastransport.

⁴ Abgang der at Equity bewerteten Beteiligung ‚W&G Infrastruktur Gruppe‘

WINTERSHALL NOORDZEE B.V. RIJSWIJK/NIEDERLANDE (100 %)

Millionen €	Jan.–Dez. 2020/ 31. Dez. 2020	Mai–Dez. 2019/ 31. Dez. 2019
Bilanz		
Langfristige Vermögenswerte	445	658
Kurzfristige Vermögenswerte	70	75
davon Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	26	29
Aktiva	515	733
Eigenkapital	–	79
Langfristiges Fremdkapital	454	467
davon Finanzschulden	–	–
Kurzfristiges Fremdkapital	61	187
davon Finanzschulden	–	124
Passiva	515	733
Gewinn- und Verlustrechnung		
Umsatzerlöse	66	60
Abschreibungen	-88	-71
Zinsaufwendungen	-3	-1
Ertragsteuern	4	46
Nettogewinn/-verlust (-)	-34	-44
Beteiligungsbuchwert nach Equity-Methode zu Beginn der Periode	39	61
Anteiliger Nettogewinn/-verlust (-)	-16	-22
Gesamtergebnis	-16	-22
Wertminderung	-23	–
Beteiligungsbuchwert nach Equity-Methode am Ende der Periode	–	39

Die folgenden Tabellen beinhalten Finanzinformationen für Wesentliche nach der Equity-Methode bilanzierte assoziierte Gesellschaften:

- › OAO Severneftegazprom, Krasnoselkup/Russland (Anteil der Wintershall Dea-Gruppe: 25 %, wirtschaftliche Beteiligung: 35 %)

OAO SEVERNEFTEGAZPROM, KRASNOSELKUP/RUSSLAND (100 %)¹,²

Millionen €	Jan.–Dez. 2020/ 31. Dez. 2020	Mai–Dez. 2019/ 31. Dez. 2019¹
Bilanz		
Langfristige Vermögenswerte	996	1.000
Kurzfristige Vermögenswerte	148	258
davon Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	91	79
Aktiva	1.144	1.258
Eigenkapital	730	966
Langfristiges Fremdkapital	377	195
Kurzfristiges Fremdkapital	37	97
Passiva	1.144	1.258
Gewinn- und Verlustrechnung		
Umsatzerlöse	533	472
Abschreibungen	-95	-49
Zinserträge	4	4
Zinsaufwendungen	-8	-5
Ertragsteuern	-15	-18
Nettogewinn/-verlust (-)	40	65
Beteiligungsbuchwert nach Equity-Methode zu Beginn der Periode	338	310
Anteiliger Nettogewinn/-verlust (-)	14	23
Anteilige Veränderung im sonstigen Ergebnis	-77	14
Gesamtergebnis	-63	37
Kapitalmaßnahmen/Dividenden/Änderungen des Konsolidierungskreises/ sonstige Anpassungen	-19	-9
davon Dividenden	-19	-9
Beteiligungsbuchwert nach Equity-Methode am Ende der Periode	256	338

¹ vorläufige Zahlen, nicht auf finalem Abschluss basierend

² Ab dem Geschäftsjahr sind die Fair Value-Anpassungen auf hochgerechneter Basis enthalten (100%). Die Vorjahresangaben wurden entsprechend angepasst.

› Nord Stream AG, Zug/Schweiz (Anteil der Wintershall Dea-Gruppe: 15,5 %)

NORD STREAM AG, ZUG/SCHWEIZ (100 %)¹

Millionen €	Jan.–Dez. 2020/ 31. Dez. 2020	Mai–Dez. 2019/ 31. Dez. 2019
Bilanz		
Langfristige Vermögenswerte	4.772	5.067
Kurzfristige Vermögenswerte	596	586
davon Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	194	231
Aktiva	5.368	5.653
Eigenkapital	2.588	2.350
Langfristiges Fremdkapital	2.243	2.789
davon Finanzschulden	2.041	2.789
Kurzfristiges Fremdkapital	537	514
davon Finanzschulden	522	514
Passiva	5.368	5.653
Gewinn- und Verlustrechnung		
Umsatzerlöse	1.078	715
Abschreibungen	-293	-182
Zinserträge	-	-
Zinsaufwendungen	-127	-99
Ertragsteuern	-11	-15
Nettogewinn/-verlust (-)	526	312
Beteiligungsbuchwert nach Equity-Methode zu Beginn der Periode	380	427
Anteiliger Nettogewinn/-verlust (-)	80	50
Anteilige Veränderung im sonstigen Ergebnis	8	6
Gesamtergebnis	88	-56
Kapitalmaßnahmen/Dividenden/Änderungen des Konsolidierungskreises/ sonstige Anpassungen	-54	-103
davon Dividenden	-54	-103
Beteiligungsbuchwert nach Equity-Methode am Ende der Periode	414	380

¹ vorläufige Zahlen, nicht auf finalem Abschluss basierend

- › Wintershall AG, Kassel, die die libyschen Explorations- und Produktionsaktivitäten (onshore) zusammen mit der Gazprom Libyen Verwaltungs GmbH durchführt (Anteil der Wintershall Dea-Gruppe: 51 %)

WINTERSHALL AG, KASSEL/DEUTSCHLAND (100 %)

Millionen €	Jan.–Dez. 2020/ 31. Dez. 2020	Mai–Dez. 2019/ 31. Dez. 2019
Bilanz		
Langfristige Vermögenswerte	556	597
Kurzfristige Vermögenswerte	104	107
davon Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	4	1
Aktiva	660	704
Eigenkapital	159	185
Langfristiges Fremdkapital	336	341
davon Finanzschulden	77	80
Kurzfristiges Fremdkapital	165	178
davon Finanzschulden	47	51
Passiva	660	704
Gewinn- und Verlustrechnung		
Umsatzerlöse	–	69
Abschreibungen	-6	-36
Zinserträge	–	–
Zinsaufwendungen	–	–
Ertragsteuern	6	-49
Nettogewinn/-verlust (-)	-26	-5
Beteiligungsbuchwert nach Equity-Methode zu Beginn der Periode		
Anteiliger Nettogewinn/-verlust (-)	-13	-3
Anteilige Veränderung im sonstigen Ergebnis	–	–
Gesamtergebnis	-13	-3
Beteiligungsbuchwert nach Equity-Methode am Ende der Periode	81	94

Die Wintershall Aktiengesellschaft (WIAG) und die libysche National Oil Corporation (NOC) haben im Dezember 2019 zwei Exploration and Production Sharing Agreements (EPSA) für die Onshore-Gebiete 91 (ehemals Konzession 96) und 107 (ehemals Konzession 97) im Sirte-Basin unterzeichnet.

Die von der WIAG und NOC neu gegründete Betriebsgesellschaft (JOC) mit dem Namen ‚Sarir Oil Operations‘ (51 % NOC, 49 % WIAG) hat im Oktober 2020 die operative Verantwortung in beiden Vertragsgebieten übernommen.



- › Wintershall Dea Wolga Petroleum GmbH, Kassel (Anteil der Wintershall Dea-Gruppe: 100 %)
Die Beteiligung umfasst die Holdinggesellschaft Wintershall Dea Wolga Petroleum GmbH und ihre 50%-Beteiligung am Joint Venture Wolgodeminoil LLC

WINTERSHALL DEA WOLGA PETROLEUM GMBH, KASSEL/DEUTSCHLAND (100 %)

Millionen €	Jan.–Dez. 2020/ 31. Dez. 2020	Mai–Dez. 2019/ 31. Dez. 2019
Bilanz		
Langfristige Vermögenswerte	25	10
Kurzfristige Vermögenswerte	16	38
davon Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	8	30
Aktiva	41	48
Eigenkapital	30	18
Langfristiges Fremdkapital	2	4
davon Finanzschulden	0	–
Kurzfristiges Fremdkapital	9	26
davon Finanzschulden	4	17
Passiva	41	48
Gewinn- und Verlustrechnung		
Umsatzerlöse	34	50
Allgemeine Verwaltungskosten	-5	-4
Zinsen und ähnliche Erträge	–	1
Ertragsteuern	-2	-3
Nettogewinn/-verlust (-)	4	9
Beteiligungsbuchwert nach Equity-Methode zu Beginn der Periode	36	36
Anteiliger Nettogewinn/-verlust (-)	4	9
Anteilige Veränderung im sonstigen Ergebnis	-9	1
Gesamtergebnis	-5	10
Kapitalmaßnahmen/Dividenden/Änderungen des Konsolidierungskreises/ sonstige Anpassungen	-4	-17
davon Dividenden	-4	-17
Wertminderung	-17	–
Beteiligungsbuchwert nach Equity-Methode am Ende der Periode	10	36

¹ vorläufige Zahlen, nicht auf finalem Abschluss basierend



- › Achim Development, Novy Urengoi/Russland und Achim Trading, Moskau/Russland

Der Anteil der Wintershall Dea-Gruppe an Achim Development beträgt 25,01 % und an Achim Trading 18,01 %. Im Hinblick auf beide Gesellschaften beträgt die wirtschaftliche Beteiligung 25,01 %.

Achim Development, eine Gesellschaft mit beschränkter Haftung, entwickelt und operiert die Blöcke 4 und 5 der Achimov-Formation. Die Aktiengesellschaft Achim Trading ist verantwortlich für die Vermarktung der Produktion der Blöcke 4 und 5 der Achimov-Formation. Der Buchwert der Beteiligungen zum 31. Dezember 2020 beträgt 731 Millionen € (31. Dezember 2019: 610 Millionen €). Die Aufnahme der wirtschaftlichen Aktivität erfolgt erst mit Beginn der Produktion. Start der kommerziellen Produktion der Blöcke 4 und 5 ist für das erste Quartal 2021 terminiert. Der Start der Inbetriebnahme für Area 4A hat im Januar 2021 begonnen; zu Beginn des zweiten Quartals 2021 wird die Anlage vollständig in Betrieb sein. Daher sind für das Jahr 2020 keine relevanten Finanzinformationen gemäß IFRS 12 darzustellen. Zum 31. Dezember 2020 belief sich das Vermögen bei Achim Development auf 1.161 Millionen € und bei Achim Trading auf 0 Millionen €.

3 – Umsatzerlöse und sonstige Erträge

UMSATZERLÖSE

Millionen €	Jan.–Dez. 2020	Mai–Dez. 2019
Umsatzerlöse Gas		
Gasverkäufe eigene Produktion	1.143	931
Handelsumsätze Gas	672	588
Unrealisierte Gewinne/Verluste Gasderivate	-6	23
	1.809	1.542
Umsatzerlöse Öl		
Ölverkäufe eigene Produktion ¹	1.489	1.363
Handelsumsätze Öl	16	27
	1.505	1.390
Summe Umsatzerlöse Gas und Öl	3.314	2.932
Umsatzerlöse Midstream	-	121
Sonstige Umsatzerlöse	328	219
Summe	3.642	3.272

¹ Inklusive realisierte Gewinne/Verluste aus Öl-Swaps, die im Vorjahresabschluss in einer separaten Zeile ausgewiesen wurden.

Die Umsatzerlöse Gas und Öl (Rohöl und Kondensat) aus eigener Produktion beinhalten auch Dienstleistungsgebühren für die Gas- und Ölgewinnung in Russland. Die sonstigen Umsatzerlöse umfassen im Wesentlichen Erlöse aus Bauleistungen für Achim Development.

Handelsumsätze umfassen die Handelsaktivitäten für Gas und Öl. Die korrespondierenden Estandskosten für an Dritte veräußerte Gas- und Ölmengen werden unter ‚Aufwendungen für Handelswaren‘ ausgewiesen. Handelsaktivitäten des Headquarters zur Verbesserung der Marge sowie die Handelsgeschäfte der russischen Tochtergesellschaft YRGM Trading werden nach Abzug der Kosten netto in den Handelsumsätzen gezeigt.

In der Wintershall Dea-Gruppe bestehen Gasliefer- und Verkaufsverträge, bei denen eine physische Lieferung erfolgt, die jedoch vor der Lieferung nicht die ‚Own-Use-Kriterien‘ erfüllen. Diese Verträge werden gemäß IFRS 9 als Finanzinstrumente bilanziert. Die Veränderungen der beizulegenden Zeitwerte bis zur Lieferung werden gesondert als unrealisierte Gewinne/Verluste aus Gasderivaten ausgewiesen, soweit sie nicht die Kriterien für Hedge Accounting erfüllen und erfolgsneutral im sonstigen Ergebnis ausgewiesen werden. Die realisierten Gewinne und Verluste aus diesen Gaslieferverträgen sowie die

realisierten Gewinne und Verluste aus Commodity-Derivaten, die finanziell erfüllt werden, werden unter den Öl- und Gasumsätzen ausgewiesen, wodurch die Öl- und Gasumsätze zum Vertragspreis gezeigt werden.

Im Berichtszeitraum werden realisierte Gewinne aus Gasliefer- und Verkaufsverträgen, die nach IFRS 9 erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertet werden, in Höhe von 13 Millionen € in den Gasumsätzen sowie in den Aufwendungen für Handelswaren ausgewiesen. Die Gasumsätze beinhalten zudem 32 Millionen € realisierte Verluste aus Festpreisgasverträgen, für die Hedge Accounting angewendet wird. In den Ölumsätzen sind realisierte Gewinne aus Öl-Swaps in Höhe von 82 Millionen € enthalten. Diese Gewinne und Verluste fallen nicht in den Anwendungsbereich des IFRS 15.

Sonstige betriebliche Erträge

Die sonstigen betrieblichen Erträge beinhalten im Wesentlichen Gewinne aus Anlagenabgängen, staatliche Zuwendungen in Argentinien sowie einen Gewinn aus der Ablösung eines Festpreisvertrags in Norwegen. Im Vorjahr waren in den sonstigen betrieblichen Erträgen im Wesentlichen Gewinne aus der Entkonsolidierung und Gewinne aus Anlagenabgängen enthalten.

4 – Produktions- und operative Aufwendungen

PRODUKTIONS- UND OPERATIVE AUFWENDUNGEN

Millionen €	Jan.–Dez. 2020	Mai–Dez. 2019
Produktionskosten	645	391
Veränderung von Mehr-/Minderentnahmen	0	-2
Transportkosten und Leasingaufwendungen	258	181
Entwicklungskosten	34	16
Aufwendungen für Handelswaren	621	561
Sonstige Umsatzkosten	289	123
Sonstige	16	28
Summe	1.863	1.298

Die Produktionskosten beinhalten auch Dienstleistungsaufwendungen für die Gas- und Ölgewinnung in Russland. Unter den ‚sonstigen Umsatzkosten‘ werden vorwiegend Bauleistungen für Achim Development gezeigt.

Die Aufwendungen für Handelswaren umfassen die Handelsaktivitäten für Gas und Öl. Die entsprechenden Erträge werden unter den Handelsumsätzen Gas und Öl ausgewiesen. Handelsaktivitäten des Headquartiers zur Verbesserung der Marge sowie die Handelsgeschäfte der russischen Tochtergesellschaft YRGM Trading werden nach Abzug der Kosten netto unter den Handelsumsätzen ausgewiesen.

Die sonstigen Kosten setzen sich im Wesentlichen aus Netto-Wertminderungen von operativen Forderungen (13 Millionen € Aufwand) sowie aus Verlusten aus Anlagenverkäufen in Höhe von 3 Millionen € zusammen.

5 – Exploration

In der Gewinn- und Verlustrechnung wird als Explorationsaufwand (181 Millionen €) unter anderem Aufwand für Seismik, Geologie, Geophysik, nicht-fündige Explorationsbohrungen, Zuführungen und Auflösungen von Rückstellungen und der zuordenbare Verwaltungsaufwand ausgewiesen. Nicht im Explorationsaufwand enthalten sind Wertminderungen und Wertaufholungen.

In den Rückstellungen sind Rückbauverpflichtungen sowie Verpflichtungen aus belastenden Verträgen und nicht erfüllten Arbeitsprogrammen im Zusammenhang mit Explorationslizenzen in Höhe von 100 Millionen € enthalten.

Der Cashflow aus betrieblicher Tätigkeit, der der Exploration zuzuordnen ist, beträgt -140 Millionen €. Des Weiteren beträgt der Cashflow aus Investitionstätigkeit des Explorationsbereiches -14 Millionen €.

6 – Zusätzliche Angaben: Personalaufwand und Mitarbeiter

Der Personalaufwand, ausgewiesen in den Produktions- und operativen Aufwendungen, dem Explorationsaufwand und den allgemeinen Verwaltungskosten, setzt sich folgendermaßen zusammen:

PERSONALAUFWAND

Millionen €	Jan.–Dez. 2020	Mai–Dez. 2019
Löhne und Gehälter	338	245
Soziale Abgaben und andere Zuwendungen	40	31
Aufwendungen für Leistungen nach Beendigung des Arbeitsverhältnisses	38	47
Summe	416	323

Im Geschäftsjahr beschäftigte die Gruppe durchschnittlich 2.610 Mitarbeiter weltweit und 2.513 Mitarbeiter zum Stichtag 31. Dezember 2020 in voll- und anteilig konsolidierten Gesellschaften (durchschnittlich in 2019 beschäftigt: 2.900 Mitarbeiter, zum 31. Dez. 2019: 2.847 Mitarbeiter).

MITARBEITERZAHL	Durchschnitt 2020	Durchschnitt 2019
Wintershall Dea-Gruppe	2.610 ¹	2.900 ²
davon Auszubildende	56	61
davon befristet Beschäftigte	157	190

¹ davon 266 Mitarbeiter in anteilig konsolidierter Gesellschaft (davon 66 befristete Beschäftigte)

² davon 244 Mitarbeiter in anteilig konsolidierter Gesellschaft (davon 52 befristete Beschäftigte)

7 – Finanzergebnis

FINANZERGEBNIS

Millionen €	Jan.–Dez. 2020	Mai–Dez. 2019
Zinserträge von Dritten	114	73
Zinserträge von nahestehenden Unternehmen	8	2
Nettogewinne aus Finanzderivaten	92	24
Beteiligungserträge	5	3
Andere Finanzerträge	1	5
Finanzerträge	220	107
Zinsaufwendungen an Dritte	80	92
Abzüglich aktivierte Fremdkapitalkosten	-41	-24
Netto-Währungskursverluste	261	128
Verlustübernahmen	7	-
Zinsanteil an Zuführungen zu Rückstellungen	44	37
Nettowertminderungen auf Finanzforderungen	92	-1
Andere Finanzaufwendungen	2	15
Finanzaufwendungen	445	247
Summe Finanzergebnis	-225	-140

Die Zinserträge und Zinsaufwendungen resultieren aus Vermögenswerten und Schulden, die zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet werden.

Im Berichtszeitraum wurde ein Gesellschafterdarlehen, welches an eine niederländische Beteiligung, die at Equity bewertet wird, begeben wurden, vollständig wertberichtigt, da mit einer Rückzahlung nicht mehr zu rechnen war. Der Wertminderungsaufwand (91 Millionen €) wurde als Nettowertminderung auf Finanzforderungen im Finanzergebnis erfasst.

8 – Ertragsteuern

In Deutschland wird auf ausgeschüttete und einbehaltene Gewinne einheitlich eine Körperschaftsteuer von 15,0 % und darauf ein Solidaritätszuschlag von 5,5 % erhoben. Neben der Körperschaftsteuer ist für die in Deutschland erzielten Gewinne eine Gewerbeertragsteuer zu zahlen. Diese variiert in Abhängigkeit von den Kommunen, in denen das Unternehmen vertreten ist. Der gewichtete durchschnittliche Körperschaftsteuersatz

und Gewerbesteuersatz im Jahr 2020 betrug 30,0 % (2019: 30,0 %). Die deutschen Gruppengesellschaften ermittelten ihre latenten Steuern im Jahr 2020 unverändert mit 30,0 %. Die von den ausländischen Gruppengesellschaften erzielten Gewinne werden mit den im jeweiligen Sitzland geltenden Steuersätzen versteuert. Die ausländischen Gruppengesellschaften verwenden die folgenden Steuersätze für die Ermittlung latenter Steuern:

STEUERSÄTZE FÜR DIE ERMITTLUNG LATENTER STEUERN

Norwegische Gesellschaft	78 % / 56 % / 22 %
Mexikanische Gesellschaften	30 %
Niederländische Gesellschaften	25 %
Russische Gesellschaften	20 %
Argentinische Gesellschaft	25 %

STEUERAUFWAND

Millionen €	Jan.–Dez. 2020	Mai–Dez. 2019
Ertragsteuern laufendes Jahr (Körperschaftsteuer, Solidaritätszuschlag und Gewerbeertragsteuer)	536	-144
Ertragsteuern Vorjahre	75	31
Laufende Ertragsteuern	611	-113
aus Veränderungen temporärer Differenzen	-219	-191
aus Veränderungen steuerlicher Verlustvorträge/ungenutzter Steuergutschriften	107	18
aus Steuersatzänderungen	-	0
Latente Steuern	-112	-173
Ertragsteuern	499	-286

Der Ertragsteueraufwand leitet sich aus dem erwarteten Steueraufwand wie folgt ab:

ÜBERLEITUNGSRECHNUNG AUF DEN EFFEKTIVEN STEUERAUFWAND UND DIE STEUERQUOTE

Millionen €	Jan.–Dez. 2020	Mai–Dez. 2019 ¹
Ergebnis vor Ertragsteuern	-1.338	601
Erwartete Ertragsteuern gemäß gewichtetem durchschnittlichen Körperschaft- und Gewerbesteuersatz in Deutschland (30 %)	401	-180
Einfluss abweichender Steuersätze für Einkommen ausländischer Gruppengesellschaften	179	-33
Einfluss unterschiedlicher Steuerbemessungsgrundlagen für Einkommen ausländischer Gruppengesellschaften	135	-140
Einfluss unterschiedlicher Steuersätze und Steuerbemessungsgrundlagen für Einkommen ausländischer Betriebsstätten	-175	10
Steuern für Vorjahre	9	31
Quellensteuern auf Dividenden	-15	-24
Steuereffekte auf		
das Entkonsolidierungsergebnis	-	128
Steuerlich nicht abzugsfähige Aufwendungen deutscher Gruppengesellschaften	-15	-14
Veränderung von steuerlichen Verlustvorträgen	0	-30
Firmenwertabschreibungen und -abgänge	-16	-80
Wertminderung finanzieller Vermögenswerte	-39	-
Ergebnis aus Beteiligungen an assoziierten Unternehmen	55	24
Sonstiges	-20	22
Effektive Ertragsteuern	499	-286
Effektiver Steuersatz in %	37	48

¹ Der erwartete Steuersatz für die steuerliche Überleitungsrechnung des Vorjahrs wurde von 15 % auf 30 % angepasst. Die steuerliche Überleitungsrechnung des Vorjahrs wurde entsprechend angepasst.

Der Einfluss abweichender Steuersätze für Einkommen ausländischer Gruppengesellschaften in Höhe von 179 Millionen € wurde hauptsächlich durch Verluste in Norwegen verursacht, einem Land, in dem aufgrund eines besonderen Erdölsteuersystems hohe Steuersätze angewandt werden.

Der Einfluss unterschiedlicher Steuerbemessungsgrundlagen für Einkommen und steuerlich nicht abzugsfähige Aufwendungen ausländischer Gruppengesellschaften in Höhe von 135 Millionen € resultiert hauptsächlich aus Steuererträgen in Höhe von 174 Millionen € aufgrund der Uplift-Regelung (einer zusätzlichen steuerlichen Sonderabschreibung in Norwegen) und eines gegenläufigen Effektes verursacht durch Änderungen von permanenten Differenzen wie beispielsweise nicht abzugsfähigen Aufwendungen.

Der Einfluss abweichender Steuersätze und Steuerbemessungsgrundlagen für Einkommen ausländischer Gruppengesellschaften in Höhe von -175 Millionen € resultiert hauptsächlich aus Wertminderungen von Sachanlagen und immateriellen Vermögenswerten, die permanente Differenzen in dem jeweiligen Steuerrechtssystem darstellen.

Ertragsteueransprüche und -verbindlichkeiten

Ertragsteueransprüche und -verbindlichkeiten beinhalten im Wesentlichen die Ertragsteuern für das laufende Jahr und die von den Steuerbehörden noch nicht abschließend geprüften Vorjahreszeiträume. Die Ertragsteuerverbindlichkeiten enthalten außerdem Rückstellungen für Betriebsprüfungsrisiken.

Aktive und passive latente Steuern

Die aktiven und passiven latenten Steuern verteilen sich auf folgende Posten:

AKTIVE UND PASSIVE LATENTE STEUERN JAN.–DEZ. 2020

Millionen €	Erfolgsneutrale Effekte (OCI)						Zum 31. Dez. 2020, netto	Aktive latente Steuern	Passive latente Steuern
	Zum 1. Jan. 2020, netto	Erfolgs- wirksame Effekte	Sonstiges	Absiche- rung von Zahlungs- strömen	Neubewer- tung von Pensions- plänen	Wäh- rungs- umrech- nung			
Sachanlagen und Investment Property und immaterielle Vermögenswerte	-4.884	-85	-299	-	-	431	-4.837	6	4.843
Finanzanlagen	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vorräte und Forderungen	-82	1	11	-2	-	3	-69	1	70
Pensionsrückstellungen	145	1	0	-	4	-3	147	173	26
Übrige Rückstellungen, Verbindlichkeiten und Finanzverbindlichkeiten	1.363	-136	295	65	-	-108	1.479	1.517	38
Sonstiges	9	0	-7	-	-	0	2	2	0
Steuerliche Verlustvorträge	68	107	-	-	-	-7	168	168	-
Latente Steuer vor Saldierung	-3.381	-112	0	63	4	316	-3.110	1.867	4.977
Saldierung (gleiche Steuerbehörde)	-	-	-	-	-	-	-	-1.727	-1.727
Latente Steuer nach Saldierung	-	-	-	-	-	-	-	140	3.250

AKTIVE UND PASSIVE LATENTE STEUERN MAI-DEZ. 2019

Millionen €	Erfolgsneutrale Effekte (OCI)							Zum 31. Dez. 2019, netto	Aktive latente Steuern	Passive latente Steuern
	Zum 1. Mai 2019, netto	Erfolgs- wirksame Effekte	Konsolidie- rungskreis- verände- rungen	Absche- rung von Zahlungs- strömen	Neubewer- tung von Pensions- plänen	Wäh- rungs- umrech- nung				
Sachanlagen und Investment Property und immaterielle Vermögenswerte	-2.017	-160	-2.854	-	-	-147	-4.884	51	4.935	
Finanzanlagen	-	-	-	-	-	-	0	-	-	
Vorräte und Forderungen	65	-47	-94	-7	-	1	-82	9	91	
Pensionsrückstellungen	60	7	51	-	29	-2	145	164	19	
Übrige Rückstellungen, Verbindlichkeiten und Finanzverbindlichkeiten	802	239	342	-12	-	-8	1.363	1.391	28	
Sonstiges	1	-18	26	-	-	-	9	14	5	
Steuerliche Verlustvorträge	1	18	49	-	-	-	68	68	-	
Latente Steuer vor Saldierung	-1.088	39	-2.480	-19	29	138	-3.381	1.697	5.078	
Saldierung (gleiche Steuerbehörde)	-	-	-	-	-	-	-	-1.601	-1.601	
Latente Steuer nach Saldierung	-	-	-	-	-	-	-	96	3.477	

Laufende und latente Steueransprüche und Steuerverbindlichkeiten werden saldiert, wenn es ein einklagbares Recht zur Aufrechnung tatsächlicher Steuererstattungsansprüche gegen tatsächliche Steuerschulden gibt, die latenten Steueransprüche und die latenten Steuerschulden sich auf Ertragssteuern beziehen, die von der gleichen Steuerbehörde erhoben werden für entweder dasselbe Steuersubjekt oder unterschiedliche Steuersubjekte, die beabsichtigen, in jeder künftigen Periode, in der die Ablösung oder Realisierung erheblicher Beträge an latenten Steuerschulden bzw. Steueransprüchen zu erwarten ist, entweder den Ausgleich der tatsächlichen Steuerschulden und Erstattungsansprüche auf Nettobasis herbeizuführen oder gleichzeitig mit der Realisierung der Ansprüche die Verpflichtungen abzulösen.

Vom Gesamtbetrag der aktiven und passiven latenten Steuern werden 178 Millionen € (Mai-Dez. 2019: 127 Millionen €) bzw. 72 Millionen € (Mai-Dez. 2019: 118 Millionen €) voraussichtlich innerhalb von zwölf Monaten realisiert.

Für temporäre Differenzen im Zusammenhang mit Beteiligungen an Tochterunternehmen, Zweigniederlassungen und assoziierten Unternehmen, bei denen wir die Umkeh-

rung der temporären Differenzen kontrollieren können, wurden in 2020 in Höhe von 741 Millionen € keine latenten Steuerverbindlichkeiten erfasst, da sich die temporären Differenzen nicht in absehbarer Zukunft umkehren werden.

Laufende Ertragsteuern für die Berichtsperiode und für frühere Perioden sind mit dem Betrag zu bemessen, in dessen Höhe eine Zahlung an bzw. Erstattung durch die Steuerbehörden erwartet wird. Sie werden anhand der am Bilanzstichtag geltenden gesellschaftsbezogenen Steuersätze ermittelt. Die Unternehmen der Gruppe sind weltweit in einer Vielzahl von Ländern ertragsteuerpflichtig. Bei der Beurteilung der weltweiten Ertragsteueransprüche und -schulden kann insbesondere die Interpretation von steuerlichen Vorschriften mit Unsicherheiten behaftet sein. Eine unterschiedliche Sichtweise der jeweiligen Finanzbehörden bezüglich der richtigen Interpretation von steuerlichen Normen kann nicht ausgeschlossen werden. Änderungen der Annahmen über die richtige Interpretation von steuerlichen Normen, wie z. B. aufgrund geänderter Rechtsprechung, fließen in die Bilanzierung der ungewissen Ertragsteueransprüche und -schulden im entsprechenden Wirtschaftsjahr ein.

Unsichere Steueransprüche und Steuerverbindlichkeiten werden mit ihrem wahrscheinlichen Wert angesetzt, wenn mehr für ihr Entstehen als dagegen spricht.

Steuerliche Verlustvorträge

Die latenten Steueransprüche resultieren aus in- und ausländischen Aktivitäten. Die latenten Steueransprüche umfassen aktivierte Steuerminderungsansprüche, welche aus der erwarteten Nutzung der Verlustvorträge in den folgenden Jahren resultieren. Die Realisierung dieser steuerlichen Verlustvorträge ist mit hinreichender Sicherheit gewährleistet. Im Berichtsjahr gab es steuerliche Verlustvorträge in Höhe von 552 Millionen € (Mai-Dezember 2019: 106 Millionen €) in Deutschland und 293 Millionen € (Mai-Dezember 2019: 177 Millionen €) in Mexiko, für die latente Steuern in Höhe von 168 Millionen € (Mai-Dezember 2019: 68 Millionen €) erfasst wurden. Der Betrag der Verlustvorträge, für die keine latenten Steueransprüche abgesetzt worden sind, beläuft sich auf 558 Millionen € (Vorperiode: 533 Millionen €).

Ein Gesamtbetrag in Höhe von 404 Millionen € wird nicht verfallen. Zwischen 2025 und 2035 wird ein Gesamtbetrag in Höhe von 154 Millionen € verfallen.

Der Steuerertrag beinhaltet einen latenten Steueraufwand in Höhe von 3 Millionen € aus Abwertungen und Aufhebungen früherer Abwertungen.

Die langfristige Unternehmensplanung bildet die Grundlage für die Einschätzung, ob künftige zu versteuernde Ergebnisse wahrscheinlich verfügbar sein werden, um latente Steueransprüche zu realisieren, wenn die Realisierung latenter Steueransprüche von künftigen zu versteuernden Ergebnissen abhängt, die höher als die Ergebniseffekte aus der Auflösung bestehender zu versteuernder temporärer Differenzen sind. Gemäß der letzten verfügbaren langfristigen Unternehmensplanung ist es wahrscheinlich, dass künftige zu versteuernde Ergebnisse in Deutschland erzielt werden, um die aktivierten latenten Steueransprüche zu realisieren.

9 – Segmentberichterstattung

Das Geschäft der Gruppe verteilt sich auf sechs Segmente:

- › Nordeuropa
- › Russland
- › Naher Osten/Nordafrika (MENA)
- › Lateinamerika (LATAM)
- › Midstream
- › Sonstige

Die Segmente Nordeuropa, Russland, MENA und LATAM umfassen das E&P-Geschäft. Die vier Segmente teilen sich weiter in insgesamt elf Bereiche auf, angelehnt an die Länder in den jeweiligen Regionen. Die E&P-Segmente umfassen Exploration und Aufschluss, Feldesentwicklung und Produktion in den folgenden Bereichen:

- › Nordeuropa: Deutschland, Norwegen und Dänemark/Niederlande/Großbritannien
- › Russland: Russland
- › Naher Osten/Nordafrika: Ägypten, Libyen, Algerien und Vereinigte Arabische Emirate (VAE)
- › Lateinamerika: Argentinien, Mexiko und Brasilien

Das Midstream-Geschäft umfasst die Gastransportaktivitäten in Europa im Onshore- und Offshore-Bereich.

Das Segment Sonstige beinhaltet den Vorstand, Holdinggesellschaften, zentrale Gruppenfunktionen wie Strategie, Global Exploration, Carbon Management & Hydrogen, Technology & Innovation, Digitales, Holding-Funktionen sowie Handelsaktivitäten des Headquarters.

Die Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden für die operativen Segmente entsprechen denen der Gruppe wie in Kapitel 1 beschrieben.

Die Spalte ‚Konsolidierung‘ beinhaltet die Eliminierung von Erlösen zwischen den Segmenten, die vor allem aus den Gashandelsaktivitäten zwischen der Zentrale und den Geschäftssegmenten resultieren. Die Verkäufe erfolgen zu Preisen, die annähernd den Marktpreisen entsprechen.

Die zentrale interne Steuerungskennzahl ‚EBITDAX bereinigt‘ (EBITDAX), die als interne Steuerungsgröße für das Management verwendet wird, sowie die zusätzliche Leistungskennzahl ‚bereinigtes Nettoergebnis‘ werden als Ergebnisgrößen für die Berichtssegmente herangezogen. Sowohl beim EBITDAX als auch beim bereinigten Nettoergebnis handelt es sich um keine nach IFRS zu berücksichtigende Kennzahlen. Die Definitionen von EBITDAX und bereinigtem Nettoergebnis wurden im vierten

Quartal 2020 angepasst. Folglich sind die dargestellten Vorjahreszahlen ebenfalls entsprechend angepasst und das bereinigte Nettoergebnis ersetzt das Nettoergebnis als Ergebnisgröße in der Segmentberichterstattung.

Im Geschäftsjahr wurde die Non-IFRS-Kennzahl Free Cashflow (FCF) in die Segmentberichterstattung aufgenommen. Der FCF ist ebenfalls eine zentrale Steuerungsgröße für Zwecke der interne Unternehmenssteuerung.

Millionen €/ Tausend boe/Tag	Jan.-Dez. 2020							Konsolidierung	Summe
	Nord-europa	Russland	Naher Osten/ Nordafrika ¹	Latein-amerika	Midstream	Sonstige			
Externe Umsatzerlöse	1.680	574	237	344	2	805	-	3.642	
Interne Umsatzerlöse	211	-	-	-	-	9	-220	-	
Segmenterlöse	1.891	574	237	344	2	814	-220	3.642	
Abschreibungen	-1.121	-46	-113	-151	-	-7	-	-1.438	
Nettowertminderungen auf Anlagevermögen	-386	-17	-591	-158	-	-	-	-1.152	
Explorationsaufwand	-125	-	-4	-44	-	-8	-	-181	
Ertragsteuern	517	-46	-27	37	2	16	-	499	
Bereinigtes Nettoergebnis	161	154	-6	-106	190	-198	-	195	
EBITDAX	1.039	239	105	200	193	-133	-	1.643	
davon Ergebnis von At-Equity-Beteiligungen	-17	16	-13	-	196	-	-	182	
Gesamtinvestitionen ²	-1.066	-12	-151	-34	-	-5	-	-1.268	
davon Investitionen in Produktion und Feldesentwicklung	-1.036	-12	-151	-33	-	-5	-	-1.237	
davon Investitionen in Exploration	-30	-	-	-1	-	-	-	-31	
Free Cashflow (FCF)	401	254	-55	-42	111	-510	-	159	
Produktion ^{3 4}	206	295	48	74	-	-	-	623	
davon Gas	109	235	37	65	-	-	-	446	
davon Öl	97	60	11	9	-	-	-	177	

¹ ohne Libyen onshore

² Mittelabfluss für immaterielle Vermögenswerte, Sachanlagen und Investment Property

³ auf Working-Interest-Basis; inklusive anteilige Produktion von at Equity bewerteten Gesellschaften

⁴ Produktion (Tausend boe/Tag) ist keine IFRS-Kennzahl.

Millionen €/Tausend boe/Tag	Mai-Dez. 2019						Konsolidierung	Summe
	Nord-europa	Russland	Naher Osten/Nordafrika ¹	Latein-amerika	Midstream	Sonstige		
Externe Umsatzerlöse	1.623	375	274	348	123	529	-	3.272
Interne Umsatzerlöse	36	-	-	0	-	2	-38	-
Segmenterlöse	1.659	375	274	348	123	531	-38	3.272
Abschreibungen	-763	-18	-84	-157	-27	-4	-	-1.053
Nettowertminderungen auf Anlagevermögen	-48	-	-6	-244	-	0	-	-298
Explorationsaufwand	-71	-	-1	-77	-	1	-	-148
Ertragsteuern	-156	-44	-51	7	-8	-34	-	-286
Bereinigtes Nettoergebnis	43	193	180	-89	128	-294	-	161
EBITDAX	1.051	245	192	222	170	-102	-	1.778
davon Ergebnis von At-Equity-Beteiligungen	-22	21	-	-	77	6	-	82
Gesamtinvestitionen ²	-860	-28	-204	-70	0	-2	-	-1.164
davon Investitionen in Produktion und Feldesentwicklung	-791	-28	-194	-42	0	-2	-	-1.057
davon Investitionen in Exploration	-69	-	-10	-28	-	-	-	-107
Produktion ^{3 4}	198	284	55	78	-	-	-	615
davon Gas	104	229	42	68	-	-	-	443
davon Öl	94	55	13	10	-	-	-	172

¹ ohne Libyen onshore

² Mittelabfluss für immaterielle Vermögenswerte, Sachanlagen und Investment Property

³ auf Working-Interest-Basis; inklusive anteilige Produktion von at Equity bewerteten Gesellschaften

⁴ Produktion (Tausend boe/Tag) ist keine IFRS-Kennzahl.

Die externen Umsatzerlöse sind den folgenden Bereichen zuzuordnen:

EXTERNE UMSATZERLÖSE

Millionen €	Jan.-Dez. 2020	Mai-Dez. 2019
Norwegen	1.218	1.135
Deutschland	455	473
Großbritannien/Dänemark/Niederlande	7	15
Nordeuropa	1.680	1.623
Russland	574	375
Ägypten	143	161
Libyen	54	78
Algerien	40	35
Naher Osten/Nordafrika	237	274
Argentinien	295	299
Mexiko	49	49
Lateinamerika	344	348
Midstream	2	123
Sonstige	805	529
Summe	3.642	3.272

EBITDAX und bereinigtes Nettoergebnis

EBITDAX definiert sich aus Umsatzerlösen und sonstigen Erträgen abzüglich Produktions- und operativer Aufwendungen, abzüglich produktionsbezogener Steuern, abzüglich allgemeiner Verwaltungskosten und abzüglich Umsatzkosten Midstream, bereinigt um Sondereffekte.

Das bereinigte Nettoergebnis wird aus dem EBITDAX hergeleitet abzüglich Abschreibungen, abzüglich Explorationsaufwand, zuzüglich Finanzerträge, abzüglich Finanzaufwendungen und abzüglich Ertragsteuern, bereinigt um Sondereffekte sowie Steuereffekte auf die vorangegangenen Bereinigungen oder nicht berücksichtigten Positionen (z. B. Wertminderungen des Anlagevermögens).

Millionen €	Jan.-Dez. 2020	Mai-Dez. 2019
Umsatzerlöse Gas und Öl	3.314	2.932
bereinigt um unrealisierte Veränderungen im beizulegenden Zeitwert von Warendervivaten	6	-23
Umsatzerlöse Midstream	-	121
Sonstige Umsatzerlöse	328	219
Ergebnis aus at Equity bewerteten Beteiligungen: Gas und Öl	-14	12
bereinigt um im Ergebnis aus at Equity bewerteten Beteiligungen enthaltene Nettowertminderungen auf Anlagevermögen (nach Steuern)	-	-
Ergebnis aus at Equity bewerteten Beteiligungen: Midstream	196	70
bereinigt um im Ergebnis aus at Equity bewerteten Beteiligungen enthaltene Nettowertminderungen auf Anlagevermögen (nach Steuern)	-	-
Sonstige betriebliche Erträge	68	519
bereinigt um Gewinne aus dem Verkauf von Anlagevermögen/Änderungen des Konsolidierungskreises	-5	-473
Produktions- und operative Aufwendungen	-1.863	-1.298
bereinigt um Nettowertminderungen/Ausbuchungen von operativen Forderungen	13	-24
bereinigt um Verluste aus dem Abgang von Anlagevermögen/Änderungen des Konsolidierungskreises	3	56
bereinigt um sonstige Einmaleffekte (Aufwendungen im Zusammenhang mit dem Merger, Akquisitionskosten etc.)	0	-3
Produktionsbezogene Steuern	-94	-110
Umsatzkosten Midstream	-	-19
Allgemeine Verwaltungskosten	-277	-206
bereinigt um Nettowertminderungen/Ausbuchungen von operativen Forderungen	0	0
bereinigt um Verluste aus dem Abgang von Anlagevermögen/Änderungen des Konsolidierungskreises	1	1
bereinigt um sonstige Einmaleffekte (Aufwendungen im Zusammenhang mit dem Merger, Akquisitionskosten etc.)	-33	4
EBITDAX	1.643	1.778



Millionen €	Jan.-Dez. 2020	Mai-Dez. 2019
EBITDAX	1.643	1.778
Abschreibungen	-1.438	-1.053
Explorationsaufwand	-181	-148
bereinigt um Gewinne/Verluste aus dem Abgang von Anlagevermögen	45	4
Finanzerträge	220	107
Finanzaufwendungen	-445	-247
bereinigt um Nettowertminderungen/Ausbuchungen von Finanzforderungen	92	-1
Ertragsteuern	499	-286
bereinigt um Steuern auf vorgenommene Bereinigungen und nicht berücksichtigte Positionen	-240	7
Bereinigtes Nettoergebnis	195	161

10 – Immaterielle Vermögenswerte, Sachanlagen und Investment Property

IMMATERIELLE VERMÖGENSWERTE

Millionen €	Firmenwert	Vermögenswerte Exploration	Übrige immaterielle Vermögenswerte	Summe
Anschaffungs- und Herstellungskosten				
Zum 1. Jan. 2020	2.580	1.769	3.585	7.934
Zugänge	–	31	37	68
Abgänge	-53	-81	-20	-154
Umbuchungen	–	-805	642	-163
Währungsumrechnung	-229	-87	-405	-721
Zum 31. Dez. 2020	2.298	827	3.839	6.964
Kumulierte Abschreibungen				
Zum 1. Jan. 2020	–	192	660	852
Abschreibungen	–	10	210	220
Wertminderungen	53	144	271	468
Abgänge	-53	–	-19	-72
Umbuchungen	–	-149	151	2
Währungsumrechnung	–	-12	-123	-135
Zum 31. Dez. 2020	–	185	1.150	1.335
Buchwert zum 31. Dez. 2020	2.298	642	2.689	5.629

IMMATERIELLE VERMÖGENSWERTE

Millionen €	Firmenwert	Vermögenswerte Exploration	Übrige immaterielle Vermögenswerte	Summe
Anschaffungs- und Herstellungskosten				
Zum 1. Mai 2019	1.204	225	1.288	2.717
Konsolidierungskreisänderungen	1.772	1.372	2.482	5.626
Zugänge	-	128	57	185
Abgänge	-396	-126	-48	-570
Umbuchungen	0	201	-146	55
Währungsumrechnung	-	-31	-48	-79
Zum 31. Dez. 2019	2.580	1.769	3.585	7.934
Kumulierte Abschreibungen				
Per 1. Mai 2019	132	85	543	760
Konsolidierungskreisänderungen	-	-	-	-
Abschreibungen	-	3	170	173
Wertminderungen	212	39	4	255
Abgänge	-345	-9	-11	-365
Umbuchungen	-	75	-58	17
Währungsumrechnung	1	-1	12	12
Zum 31. Dez. 2019	0	192	660	852
Buchwert zum 31. Dez. 2019	2.580	1.577	2.925	7.082

SACHANLAGEN UND INVESTMENT PROPERTY

Millionen €	Grundstücke und Gebäude ¹	Gas- und Ölvermögens- werte ²	Andere technische Anlagen und Maschinen	Betriebs- und Geschäfts- ausstattung	Summe
Anschaffungs- und Herstellungskosten					
Zum 1. Jan. 2020	175	17.243	28	102	17.548
Zugänge	14	1.271	0	5	1.290
Abgänge	-4	-71	0	-9	-84
Umbuchungen	9	317	0	-1	325
Währungsumrechnung	-8	-1.089	-3	-2	-1.102
Zum 31. Dez. 2020	186	17.671	25	95	17.977
Kumulierte Abschreibungen					
Zum 1. Jan. 2020	43	7.487	17	69	7.616
Abschreibungen	14	1.235	1	9	1.259
Wertminderungen	0	657	-	1	658
Zuschreibungen	-	-14	-	-	-14
Abgänge	-3	-7	0	-8	-18
Umbuchungen	9	153	0	-1	161
Währungsumrechnung	-1	-458	-1	-1	-461
Zum 31. Dez. 2020	62	9.053	17	69	9.201
Buchwert zum 31. Dez. 2020	124	8.618	8	26	8.776

¹ Grundstücke und Gebäude beinhaltet Investment Property.

² Gas- und Ölvermögenswerte beinhalten Anlagen im Bau in Höhe von 2.876 Millionen € zum 31. Dez. 2020.

SACHANLAGEN UND INVESTMENT PROPERTY

Millionen €	Grundstücke und Gebäude ¹	Gas- und Ölvermögens- werte ²	Andere technische Anlagen und Maschinen	Betriebs- und Geschäfts- ausstattung	Summe
Anschaffungs- und Herstellungskosten					
Zum 1. Mai 2019	160	11.793	1.548	86	13.587
Konsolidierungskreisänderungen	-38	4.360	-1.098	10	3.234
Zugänge	50	1.512	2	7	1.571
Abgänge	-13	-149	-447	-6	-615
Umbuchungen	18	-112	19	5	-70
Währungsumrechnung	-2	-161	4	0	-159
Zum 31. Dez. 2019	175	17.243	28	102	17.548
Kumulierte Abschreibungen					
Zum 1. Mai 2019	56	6.703	448	69	7.276
Konsolidierungskreisänderungen	-14	0	-376	-2	-392
Abschreibungen	10	854	38	6	908
Wertminderungen	1	42	-	-	43
Abgänge	-10	-56	-93	-4	-163
Umbuchungen	0	-51	0	0	-51
Währungsumrechnung	0	-5	0	0	-5
Zum 31. Dez. 2019	43	7.487	17	69	7.616
Buchwert zum 31. Dez. 2019	132	9.756	11	33	9.932

¹ Grundstücke und Gebäude beinhaltet Investment Property.

² Gas- und Ölvermögenswerte beinhalten Anlagen im Bau in Höhe von 3.194 Millionen € zum 31. Dez. 2019.

Aktivierete Fremdkapitalkosten

Im Zusammenhang mit dem Erwerb und der Herstellung qualifizierter Vermögenswerte wurden im Berichtszeitraum Fremdkapitalkosten in Höhe von 41 Millionen € (Vorjahr: 24 Millionen €) als Bestandteil der Anschaffungs- und Herstellungskosten aktiviert. Der dabei zugrunde gelegte Finanzierungskostensatz lag im Berichtszeitraum zwischen 1,1 % und 1,3 % (Vorjahr: 1,3 % und 1,5 %).

Werthaltigkeitstest

Werthaltigkeitsprüfungen (Impairment-Tests) werden für individuelle zahlungsmittelgenerierende Einheiten durchgeführt, wenn bestimmte Indikatoren (Triggering Events) auf eine mögliche Wertminderung hinweisen. Zu den externen Indikatoren zählen beispielsweise Veränderungen bei den Öl- und Gaspreisen und bei den geschätzten Reserven. Veränderte Produktionsabläufe oder physi-

sche Schäden an den Vermögenswerten stellen interne Indikatoren für eine Wertminderung dar. Der Test für Firmenwerte muss einmal im Jahr durchgeführt werden. Dies erfolgte im vierten Quartal 2020 auf der Basis von Unternehmenseinheiten.

Eine Wertminderung ist zu erfassen, wenn der Buchwert eines Vermögenswerts oder einer zahlungsmittelgenerierenden Einheit, einschließlich des Goodwills, den erzielbaren Betrag übersteigt. Der erzielbare Betrag entspricht dem beizulegenden Zeitwert abzüglich der Veräußerungskosten (Level 3 in der Fair-Value-Hierarchie). Für Konzessionen in der Produktions- sowie in der Feldesentwicklungsphase wird der erzielbare Betrag auf Grundlage der diskontierten zukünftigen Cashflows nach Steuern ermittelt.

NETTOWERTMINDERUNGEN AUF ANLAGEVERMÖGEN

Millionen €	Jan.-Dez. 2020
Firmenwert	53
Anschaffungskosten für Konzessionen (inkl. Explorationslizenzen)	412
Explorationsbohrungen	3
Vermögenswerte aus Produktion und Feldesentwicklung ¹	644
At Equity bewertete Beteiligungen (Kapitel 11)	40
Summe	1.152

¹ davon Nutzungsrechte in Höhe von 1 Million €

Im Berichtszeitraum wurden Nettowertminderungen in Höhe von 1.152 Millionen € erfasst. Die Nettowertminderungen auf Sachanlagen, übrige immaterielle Vermögenswerte und Vermögenswerte Exploration beziehen sich auf Vermögenswerte aus der Produktion und Feldesentwicklung sowie Anschaffungskosten für Konzessionen im Nahen Osten/Nordafrika (564 Millionen €), auf Vermögenswerte aus der Produktion und Feldesentwicklung, Anschaffungskosten für Konzessionen und Explorationsbohrungen in Nordeuropa (337 Millionen €) sowie Anschaffungskosten für Konzessionen in Lateinamerika (158 Millionen €). Der erzielbare Betrag für diese Vermögenswerte, die im Berichtszeitraum wertgemindert wurden, beläuft sich auf 741 Millionen € für den Nahen Osten/Nordafrika, 253 Millionen € für Nordeuropa und 861 Millionen € für Lateinamerika. Der den zahlungsmittelgenerierenden Einheiten Ägypten und Dänemark zugeordnete Firmenwert wurde vollständig wertgemindert (27 Millionen € respektive 26 Millionen €). Darüber hinaus beinhaltet die Nettowertminderung auf Anlagevermögen Wertminderungen von at Equity bewerteten Beteiligungen in den Niederlanden (23 Millionen €) und in Russland (17 Millionen €).

Die im Juni erfassten Wertminderungen wurden hauptsächlich durch revidierte Rohstoffpreisannahmen sowie reduzierte Erwartungen an die Reserven in der Entwicklung im West Nil Delta ausgelöst. Die im Dezember erfassten Nettowertminderungen resultieren aus aktualisierten operativen Annahmen basierend auf der aktuellsten Unternehmensplanung.

Die folgenden wesentlichen Annahmen wurden dem Wertminderungstest zum 31. Dezember 2020 zugrunde gelegt.

Öl- und Gaspreise

Prognostizierte Öl- und Gaspreise basieren auf dem aktuell gültigen Öl- und Gaspreisszenario für die Gruppe unter Berücksichtigung von Managementeinschätzungen sowie verfügbaren Marktdaten. Das Öl- und Gaspreisszenario beinhaltet einen Ölpreis von 43 USD/bbl und einen Gaspreis von 3,8 USD/mmbtu für das Jahr 2021.

Diskontierungssätze

Die angewendeten Diskontierungssätze basieren auf gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten unter Berücksichtigung der individuellen funktionalen Währung und spezifischen Länderrisiken. Der Beta-Faktor basiert auf öffentlich zugänglichen Marktdaten der Vergleichsgruppe. Die Diskontierungssätze, die für den Impairment-Test in 2020 pro funktionaler Währung angewendet wurden, liegen zwischen 6,0 % und 19,3 %.

Für den Wertminderungstest des Firmenwertes für die Unternehmenseinheiten, auf die ein wesentlicher Teil des Firmenwertes allokiert wurde – Deutschland und Norwegen – wurde ein Zinssatz von 6,2 % bzw. 6,6 % angewendet.

Zuordnung des Firmenwerts

Der Firmenwert ist den folgenden Gruppen von zahlungsmittelgenerierenden Einheiten zugeordnet:

Millionen €	31. Dez. 2020	31. Dez. 2019
Deutschland ¹	312	312
Dänemark ¹	–	26
Argentinien	120	120
Naher Osten	6	6
Niederlande	9	10
Norwegen	1.519	1.658
Achimgaz	187	237
YRGM Trading	145	184
Ägypten	–	27
Summe	2.298	2.580

¹ Zum Zwecke der Zuordnung der Firmenwerte werden die Unternehmenseinheiten Deutschland und Dänemark nicht mehr zusammen betrachtet. Der Firmenwert wird stattdessen seit dem Berichtsjahr jeweils der Unternehmenseinheit Deutschland und der Unternehmenseinheit Dänemark zugeordnet.

Sensitivitäten

Öl- und Gaspreise, Produktionsvolumen und Diskontierungssätze (WACC) sind die signifikantesten Parameter für den Wertminderungstest des Firmenwertes. Die Sensitivitätsanalyse wurde daher auf Basis dieser Parameter durchgeführt. Im Einklang mit IFRS 36.134 f hat sich die Analyse ausschließlich auf die Unternehmenseinheiten Norwegen und Deutschland fokussiert.

Bei der Ermittlung der erzielbaren Beträge für die oben genannten Parameter unter Berücksichtigung von angemessenen Veränderungen (-20 % auf Preis, -20 % auf Produktion und +1 % auf den Diskontierungssatz) haben sich keine Indikationen ergeben, durch die für die Unternehmenseinheit Deutschland der Buchwert den erzielbaren Betrag übersteigt und eine Wertminderung nach sich ziehen würde. Das gleiche gilt im Hinblick auf die Diskontierungssätze für Norwegen.

Im Hinblick auf Produktionsvolumina oder Öl- und Gaspreise besteht bei einem signifikanten Rückgang eines der genannten Parameter das potenzielle Risiko einer Wertminderung des zugeordneten Firmenwertes. Im Berichtsjahr übersteigt der erzielbare Betrag der Unternehmenseinheit Norwegen den Buchwert um 611 Millionen €. Der erzielbare Betrag würde dem Buchwert der Unternehmenseinheit entsprechen, wenn die Öl- und Gaspreisprognose um ca. 11 % geringer wäre.

Die Cashflows für Bewertungszwecke werden aus den sogenannten Life of Field Sheets abgeleitet. Diese reflektieren die Produktionsvolumina und Kostenbestandteile für die verbleibende zu erwartende wirtschaftliche Lebensdauer eines Gas- oder Ölfeldes und enden mit dem Jahr der Aufgabe des Feldes oder dem vertraglichen Ende der Produktionslizenz.

11 – At Equity bewertete Beteiligungen

Millionen €	Jan.–Dez. 2020	Mai–Dez. 2019
Buchwert zu Beginn des Geschäftsjahres	2.685	2.191
Zugänge	124	1.195
Abgänge	–	-675
Dividenden	-192	-129
Anteiliges Nettoergebnis	182	82
Anteiliges sonstiges Ergebnis	-2	6
Wertminderungen	-40	–
Währungsumrechnung	-86	15
Buchwert am Ende des Geschäftsjahres	2.671	2.685

12 – Vorräte

Millionen €	31. Dez. 2020	31. Dez. 2019
Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe, Handelswaren	188	207
Unfertige und fertige Erzeugnisse	13	20
Summe	201	227

13 – Finanzforderungen

Millionen €	31. Dez. 2020		31. Dez. 2019	
	langfristig	kurzfristig	langfristig	kurzfristig
Darlehen und Finanzforderungen an nahestehende Unternehmen und sonstige Beteiligungen	212	90	212	165
Darlehen und Finanzforderungen an Dritte	915	39	852	0
Finanzforderungen aus Cashpooling	–	12	–	16
Summe	1.127	141	1.064	181

14 – Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige Forderungen

FORDERUNGEN

Millionen €	31. Dez. 2020		31. Dez. 2019	
	langfristig	kurzfristig	langfristig	kurzfristig
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen				
Umsatzbezogene Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	–	557	–	629
Sonstige Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	–	62	–	89
	–	619	–	718
Sonstige Forderungen				
Forderungen aus übrigen Steuern	–	69	–	81
Geleistete Anzahlungen und Rechnungsabgrenzungsposten	1	52	2	151
Forderungen aus Minderentnahmen	–	25	–	30
Übrige sonstige Vermögenswerte	37	143	133	247
	38	289	135	509
Summe	38	908	135	1.227

15 – Eigenkapital

Stammkapital und Kapitalrücklage

Das Stammkapital der Wintershall Dea GmbH beträgt 189 Millionen € und ist in 156.716.500 voll stimmberechtigte Anteile mit einem Nominalwert von jeweils 1,00 € sowie 32.721.027 Vorzugsanteile mit einem Nominalwert von 1,00 € eingeteilt. Die Stammanteile der Gesellschaft werden von BASF Handels- und Exportgesellschaft mbH (67 %) und L1 Energy Capital Management Services S.à r.l. (33 %) gehalten. Die bisherige Anteilseignerin L1E Funding GmbH wurde in der Berichtsperiode mit der L1 Energy Capital Management Services S.à r.l. verschmolzen.

Die Vorzugsanteile werden von der BASF gehalten und resultieren aus einer Kapitaleinlage, welche im Zuge des Zusammenschlusses mit der ehemaligen DEA geleistet wurde. Sie werden bei einem Börsengang oder am 1. Mai 2022, abhängig davon welches Ereignis früher eintritt, in Stammanteile umgewandelt. Aufgrund der Vorzugsanteile hält BASF insgesamt 72,7 % und L1 Energy Capital Management Services S.à r.l. (LetterOne) 27,3 % des Grundkapitals des Unternehmens.

Wintershall Dea wird, wie in der Corporate Governance festgelegt, gemeinschaftlich durch BASF und LetterOne beherrscht.

Die Veränderung der Kapitalrücklage der Gesellschaft resultiert aus einer Umgliederung von 5 Milliarden € aus der Kapitalrücklage in die Gewinnrücklagen sowie aus einer Kapitaleinlage der LetterOne (9 Millionen €).

Gewinnrücklagen

Die Gewinnrücklagen der Gruppe enthalten das Nettoergebnis von konsolidierten Tochtergesellschaften und aus at Equity bewerteten Beteiligungen, angepasst für Zwecke der Konsolidierung.

Sonstige Eigenkapitalposten

Die sonstigen Eigenkapitalposten beinhalten Gewinne/Verluste aus der Währungsumrechnung, Gewinne/Verluste aus der Marktwertänderung von Derivaten und versicherungsmathematische Gewinne und Verluste aus leistungsorientierten Versorgungsplänen.

16 – Pensionsrückstellungen

Den meisten Mitarbeitern werden neben den Anwartschaften auf Leistungen aus der gesetzlichen Altersversorgung Versorgungsleistungen aus beitrags- oder leistungsorientierten Versorgungsplänen gewährt. Die Leistungen bemessen sich in der Regel nach Beschäftigungsdauer, Bezügen oder Beiträgen der begünstigten Mitarbeiter unter Berücksichtigung der arbeits-, steuer- und sozialrechtlichen Rahmenbedingungen in den einzelnen Ländern. Um die Risiken veränderter Kapitalmarktbedingungen und demografischer Entwicklungen zu begrenzen, werden den Mitarbeitern seit einigen Jahren für zukünftige Dienstzeiten fast ausschließlich beitragsorientierte Pläne angeboten.

Beschreibung der leistungsorientierten Pläne

DEUTSCHLAND

Einige Wintershall Dea-Gruppengesellschaften in Deutschland nehmen an den Pensionsplänen der BASF-Gruppe teil. Die BASF Pensionskasse VVaG gewährt eine Grundversorgung, die aus Mitglieds- und Unternehmensbeiträgen sowie den erzielten Vermögenserträgen finanziert wird. Für einen Teil der über die BASF Pensionskasse VVaG finanzierten Leistungen bestehen Anpassungspflichten, die von ihren Mitgliedsunternehmen getragen werden, wenn die BASF Pensionskasse VVaG diese aufgrund aufsichtsrechtlicher Rahmenbedingungen nicht übernehmen kann. Im Jahr 2004 wurde die leistungsorientierte Grundversorgung für neu in die deutschen Wintershall Dea-Gesellschaften eintretende Mitarbeiter geschlossen und durch einen beitragsorientierten Plan ersetzt. Über die Grundversorgung hinausgehende Zusagen von Betriebsrenten sind bei den deutschen Gruppengesellschaften durch Pensionsrückstellungen finanziert. Die Leistungen werden überwiegend in Form von Bausteinplänen zugesagt. Darüber hinaus wird den Mitarbeitern die Möglichkeit eingeräumt, an unterschiedlichen Plänen zur Entgeltumwandlung teilzunehmen.

Da die BASF SE nicht die erforderlichen Informationen zur Asset-Allokation bei der BASF Pensionskasse zur Verfügung stellt, die seitens der Wintershall Dea-Gruppe im Rahmen des Jahresabschlusses benötigt werden, wird die Beteiligung an der BASF Pensionskasse als leistungsorientierter Versorgungsplan mehrerer Arbeitgeber ohne Zugang zu Informationen der Asset-Allokation und somit als beitragsorientierter Plan gemäß IAS 19.36 bilanziert.

Darüber hinaus bestehen in Deutschland von der Wintershall Dea-Gruppe eigenständig verwaltete Pensionspläne. Im Zusammenhang mit diesen Pensionsplänen wurden als Insolvenzversicherung Vermögenswerte auf die Willis Towers Watson Treuhand GmbH im Rahmen eines Contractual Trust Arrangements (CTA) sowie auf die Willis Towers Watson Pensionsfonds AG übertragen. Die Willis Towers Watson Pensionsfonds AG unterliegt dem Versicherungsaufsichtsgesetz und der Beaufsichtigung durch die Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin). Soweit im Pensionsfonds eine aufsichtsrechtliche Unterdeckung entsteht, ist an den Arbeitgeber eine Nachschussforderung zu stellen. Unabhängig von den genannten Regelungen bleibt die Haftung des Arbeitgebers erhalten. Die Organe des Willis Towers Watson Treuhand GmbH und der Willis Towers Watson Pensionsfonds AG haben für eine vertragskonforme Verwendung der vorhandenen Mittel zu sorgen und damit die Voraussetzung zur Anerkennung als Planvermögen zu erfüllen. Die leistungsorientierten Pläne, welche als Rückstellung berücksichtigt wurden, beinhalten im Wesentlichen Rentenzusagen, woraus ein Langlebkeitsrisiko resultiert. Alle genannten Pensionspläne sind für neue Mitarbeiter ab 31. März 2020 geschlossen. Nach diesem Datum neu angestellte Mitarbeiter haben grundsätzlich eine Blankettzusage erhalten.

NORWEGEN

Für norwegische Mitarbeiter, deren Restdienstzeit bis zum Renteneintritt am 1. Januar 2016 15 Jahre oder weniger betrug, bestehen Entgeltzusagen nach der Planschließung fort. Die Pläne werden zum Teil durch Nordea Liv AS finanziert. Mitarbeitern, deren Restdienstzeit zu diesem Stichtag mehr als 15 Jahre betrug, und Mitarbeitern, die nach diesem Stichtag eingetreten sind, werden Leistungen aus einem beitragsorientierten Pensionsplan gewährt. Die beitragsorientierten Pläne werden entweder über die Nordea Liv AS abgesichert oder sind nicht fondfinanziert und werden durch Storebrand Pensjonstjenester verwaltet.

Darüber hinaus bestehen geschlossene leistungsorientierte Pläne für frühere Mitarbeiter der ehemaligen DEA Norge AS. Diese sind über DNB Livsforsikring gesichert. Mitarbeiter, deren Restdienstzeit bis zum Renteneintritt am 1. Januar 2021 15 Jahre oder weniger beträgt, bleiben in dem bestehenden Plan. Alle anderen Mitarbeiter werden in den existierenden beitragsorientierten Pensionsplan überführt.

Versicherungsmathematische Annahmen

Die Höhe der Rückstellung für leistungsorientierte Versorgungssysteme wurde nach versicherungsmathematischen Methoden auf der Grundlage der nachstehend aufgeführten Annahmen berechnet.

ANNAHMEN (%)	31. Dez. 2020		31. Dez. 2019		
	Deutschland	Norwegen	Deutschland	Norwegen	Schweiz
Diskontierungsfaktor	0,70 %	1,50 %	1,05 %	1,80 %	0,90 %
Rentensteigerungsrate	1,50 %	0,00 %	1,50 %	0,70 %	-

In der Berichtsperiode hat sich das Zinsableitungsverfahren zur Ableitung des Rechnungszinses für Deutschland geändert. Im Vergleich zu dem im Vorjahr verwendeten Zinsableitungsverfahren führt der Wechsel zu einer Verringerung der Pensionsverpflichtungen in Höhe von 58 Millionen €.

Die zur Bestimmung des Anwartschaftsbarwerts am 31. Dezember 2019 festgelegten Annahmen werden im folgenden Geschäftsjahr für die Ermittlung des Aufwands für Pensionsplänen verwendet.

Allgemein erfolgt die Bewertung der leistungsorientierten Verpflichtung auf Grundlage der aktuellsten versicherungsmathematischen Sterbetafeln zum 31. Dezember 2020.

STERBETAFELN ZUM 31. DEZ. 2020

Deutschland	Heubeck Richttafeln 2018G
Norwegen	K2013

Sensitivitätsanalysen

Eine Erhöhung oder Verminderung des Abzinsungsfaktors und der Rentensteigerungen würden den Barwert der Versorgungsansprüche folgendermaßen verändern:

VERÄNDERUNG DER VERSICHERUNGSMATHEMATISCHEN ANNAHMEN Millionen €	Veränderung der Versorgungsansprüche	
	31. Dez. 2020	31. Dez. 2019
Diskontierungssatz		
Erhöhung um 0,5 Prozentpunkte	-85	-83
Verringerung um 0,5 Prozentpunkte	96	94
Rentensteigerung		
Erhöhung um 0,5 Prozentpunkte	66	66
Verringerung um 0,5 Prozentpunkte	-57	-60

Für die Bestimmung der Auswirkungen auf die Höhe der Pensionsverpflichtungen bei Änderung der zugrunde liegenden Parameter wurde eine alternative Bewertung der Pensionsverpflichtungen durchgeführt. Eine lineare Extrapolation dieser Werte bei abweichenden Veränderungen der Annahmen oder ergänzend kombinierte Veränderungen der einzelnen Annahmen zugrunde zu legen ist nicht möglich.

ZUSAMMENSETZUNG DES AUFWANDS FÜR ALTERSVERSORGUNG

Millionen €	Jan.–Dez. 2020	Mai–Dez. 2019
Aufwand aus leistungsorientierten Pensionsplänen	28	36
Aufwand aus beitragsorientierten Pensionsplänen	8	6
Aufwand für Altersversorgung (in den operativen Funktionsbereichen erfasst)	36	42
Nettozinsaufwand	7	10
Aufwand für Altersversorgung (im Finanzergebnis erfasst)	7	10

Im Finanzergebnis wird die Verzinsung für den zum Jahresanfang bestehenden Nettobilanzansatz verrechnet. Diese ergibt sich als Differenz zwischen den Zinskosten auf den Anwartschaftsbarwert und dem normierten Vermögensertrag des Pensionsvermögens. Bei der Ermittlung der Verzinsung sind die im Laufe des Geschäftsjahres zu erwartenden Beitragszahlungen und Rentenzahlungen zu berücksichtigen. Der Nettozinsaufwand des jeweiligen Geschäftsjahres basiert auf dem Rechnungszinsfuß und dem Anwartschaftsbarwert zu Beginn des Jahres.

Millionen €	Leistungsorientierte Versorgungsansprüche	Planvermögen	Summe
Zum 1. Jan. 2020	1.049	-470	579
Laufender Dienstzeitaufwand	28	-	28
Zinsaufwand/-ertrag	12	-5	7
	40	-5	35
Neubewertungen			
Gewinne/Verluste aus Planvermögen ohne bereits im Zinsertrag erfasste Beträge	-	-5	-5
Versicherungsmathematische Gewinne/Verluste			
davon Effekte aus der Änderung finanzieller Annahmen	59	-	59
davon Effekte aus der Änderung erfahrungsbedingter Annahmen	-23	-	-23
	36	-5	31
Währungseffekte	-7	4	-3
Beiträge zu fondsfinanzierten Plänen:			
Arbeitgeber	-	-3	-3
Arbeitnehmer	0	0	0
Rentenzahlungen	-44	25	-19
Gewinne aus der Abgeltung	-16	7	-9
Umbuchung	20	-	20
Zum 31. Dez. 2020	1.078	-447	631

Millionen €	Leistungsorientierte Versorgungsansprüche	Planvermögen	Summe
Zum 1. Mai 2019	523	-179	344
Laufender Dienstzeitaufwand	36	-	36
Zinsaufwand/-ertrag	10	-5	5
	46	-5	41
Neubewertungen			
Gewinne/Verluste aus Planvermögen ohne bereits im Zinsertrag erfasste Beträge	-	-14	-14
Versicherungsmathematische Gewinne/Verluste			
davon Effekte aus der Änderung finanzieller Annahmen	88	-	88
davon Effekte aus der Änderung demografischer Annahmen	-1	-	-1
davon Effekte aus der Änderung erfahrungsbedingter Annahmen	3	-	3
	90	-14	76
Währungseffekte	-1	0	-1
Beiträge zu fondsfinanzierten Plänen:			
Arbeitgeber	0	-17	-17
Arbeitnehmer	1	1	2
Rentenzahlungen	-27	19	-8
Konsolidierungskreisänderungen	610	-426	184
Schätzungsänderungen ¹	-193	151	-42
Zum 31. Dez. 2019	1.049	-470	579

¹ Änderung vom leistungsorientierten Pensionsplan mehrerer Arbeitgeber zum beitragsorientierten Pensionsplan

Der Barwert der leistungsorientierten Versorgungsansprüche abzüglich des beizulegenden Zeitwertes des Planvermögens ergibt die in der Bilanz als Pensionsrückstellung ausgewiesene Nettoverpflichtung aus fondsgedeckten und nicht fondsgedeckten Versorgungsansprüchen. Von dem Barwert der leistungsorientierten

Versorgungsansprüche entfallen 1.005 Millionen € (31. Dezember 2019: 935 Millionen €) auf Versorgungspläne in Deutschland und 73 Millionen € (31. Dezember 2019: 112 Millionen €) auf Versorgungspläne in Norwegen.

Die folgende Übersicht gibt die Vermögensdeckung der Pläne wieder:

VERMÖGENSDECKUNG DER PENSIONSPLÄNE

Millionen €	31. Dez. 2020		31. Dez. 2019	
	Leistungsorientierte Versorgungsansprüche	Planvermögen	Leistungsorientierte Versorgungsansprüche	Planvermögen
Pläne ohne Vermögensdeckung	358	–	339	–
Pläne mit Vermögensdeckung	720	-447	710	-470
Summe	1.078	-447	1.049	-470

Betriebsrenten im Inland unterliegen einer im Drei-Jahres-Rhythmus stattfindenden Anpassungsprüfungspflicht nach dem Gesetz zur Verbesserung der betrieblichen Altersversorgung (Betriebsrentengesetz § 16 BetrAVG). Einige Zusagen beinhalten daneben jährliche Rentenanpassungen, die die gesetzliche Anpassungspflicht übersteigen könnten.

Die gewichtete durchschnittliche Laufzeit der Leistungsverpflichtung (Duration) beträgt per 31. Dezember 2020 17 Jahre in Deutschland (31. Dezember 2019: 18 Jahre) und 18 Jahre in Norwegen (Vorjahr: 16 oder 28 Jahre).

Erläuterung des Planvermögens

Die Kapitalanlagepolitik basiert auf detaillierten Asset-Liability-Management-Studien (ALM-Studie). Es werden Portfolios identifiziert, die innerhalb eines gegebenen Risikobudgets die beste Zielrendite erzielen können. Das Anlagevermögen wird fortlaufend unter Risiko- und Ertragsgesichtspunkten überwacht und gesteuert. Der Schwerpunkt der strategischen Kapitalanlage liegt auf

Anleihen mit hoher Bonität (Investment Grade-Ratings). Im Vergleich zu Anleihen haben globale Aktien ein geringeres Portfoliogewicht. Das Portfolio enthält auch höher verzinsliche Anlagen, von denen zu erwarten ist, dass sie mittelfristig zusätzliche Rendite erwirtschaften. Die Asset-Allokation wurde durch die Aufnahme neuer Anlageklassen im Jahr 2020 weiter verfeinert.

ZUSAMMENSETZUNG DES PLANVERMÖGENS (ZEITWERTE)

Millionen €	31. Dez. 2020			
	Deutschland	davon aktiver Markt	Norwegen	davon aktiver Markt
Vom Versicherer gehaltene Vermögenwerte	2	0 %	31	0 %
Spezialfonds	414	100 %	–	–
Summe	416	–	31	–

Beitragszahlungen an den CTA im Jahr 2021 werden voraussichtlich in einer Größenordnung geleistet, dass ein konstantes Finanzierungsniveau erreicht werden kann.

Die Höhe wird unter anderem von der Marktentwicklung des Planvermögens sowie der Entwicklung des Marktzinsniveaus abhängen.

Beitragsorientierte Pläne

Die Beiträge zu beitragsorientierten Plänen beliefen sich im Berichtsjahr auf 8 Millionen € (Vorjahr: 6 Millionen €).

Aufgrund der fehlenden Informationen zur Allokation der Vermögenswerte aus der BASF Pensionskasse bilanziert die Wintershall Dea GmbH den leistungsorientierten Versorgungsplan mehrerer Arbeitgeber als beitragsorientierten Plan. Als Folge wurden im Vorjahr die bis dahin existierenden Pensionsrückstellungen größtenteils erfolgswirksam realisiert. Die übrigen bestehenden Pensionsrückstellungen in Höhe von 43 Millionen € decken die Verpflichtung für zukünftige Rentenanpassungen ab. Weitere nachträgliche Zahlungsverpflichtungen könnten durch einen nicht vorhersehbaren Finanzierungsbedarf entstehen. Da diese Verpflichtungen jedoch weder messbar noch wahrscheinlich sind, werden sie nicht in den Pensionsrückstellungen der Gesellschaft berücksichtigt.

Die Beiträge der Gesellschaft zu dem gemeinschaftlichen Plan betragen einen gewissen prozentualen Anteil an den Beiträgen der Arbeitnehmer. Dieser Prozentsatz ist für alle Arbeitgeber, auch außerhalb der BASF-Gruppe, gleich. Er berücksichtigt die Unterschiede zwischen den versicherungsmathematischen Annahmen und den tatsächlichen Werten als Faktoren zur Bestimmung der Verpflichtungen und Beiträge. Für die folgende Berichtsperiode werden Beiträge zum Versorgungsplan in Höhe von 4 Millionen € erwartet.

17 – Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen und sonstige Rückstellungen

Millionen €	31. Dez. 2020		31. Dez. 2019	
	langfristig	kurzfristig	langfristig	kurzfristig
Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen	2.607	167	2.815	58
Sonstige Rückstellungen				
Personalverpflichtungen	64	95	169	167
Prozessrisiken, Schadensersatzforderungen	-	5	0	0
Übrige	25	170	61	150
	89	270	230	317
Summe	2.696	437	3.045	375

Millionen €	Zum 1. Jan. 2020	Zuführung	Inanspruch- nahme	Auflösung	Sonstige Verände- rungen	Zum 31. Dez. 2020
Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen	2.872	114	-22	-48	-142	2.774
Sonstige Rückstellungen						
Personalverpflichtungen	336	56	-111	-99	-23	159
Prozessrisiken, Schadensersatzforderungen	0	5	-	-	-	5
Übrige	212	61	-59	-11	-8	195
Summe	3.420	236	-192	-158	-173	3.133

Rückbauverpflichtungen betreffen insbesondere die voraussichtlichen Kosten für das Verfüllen von Bohrlöchern und die Beseitigung von Fördereinrichtungen nach Beendigung der Förderung. Zur Ermittlung des Barwertes werden Abzinsungssätze zwischen 0,0 % und 6,25 % verwendet. Die Ermittlung der Abzinsungssätze erfolgt länder- bzw. währungsspezifisch auf Basis der Laufzeiten der jeweiligen Felder. Im Vorjahr wurden Abzinsungssätze zwischen 0,0 % und 6,56 % zugrunde gelegt. Der voraussichtliche Erfüllungszeitpunkt der Rückstellung ist abhängig von dem Verhältnis der geförderten Reserven zu den geschätzten Reserven und bewegt sich in der Regel in einer Bandbreite von kleiner einem Jahr bis zu ca. 30 Jahren.

Die Rückstellungen für Personalverpflichtungen enthalten insbesondere Verpflichtungen zur Gewährung von Dienstaltersprämien und Jubiläumsgeldern, variable Vergütungen einschließlich hierauf entfallender Sozialversicherungsbeiträge sowie Rückstellungen aufgrund von Restrukturierungsmaßnahmen bzw. Frühpensionierungs- und Altersteilzeitmodellen.

18 – Finanzverbindlichkeiten

Millionen €	31. Dez. 2020		31. Dez. 2019	
	langfristig	kurzfristig	langfristig	kurzfristig
Anleihen	4.000	12	4.000	12
abzüglich Transaktionskosten	-15	-	-16	-
	3.985	12	3.984	12
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	1.819	3	1.879	2
abzüglich/zuzüglich Transaktionskosten und eingebettete Derivate	6	-	8	-
	1.825	3	1.887	2
Finanzverbindlichkeiten gegenüber nahestehenden Unternehmen	-	399	0	496
Leasingverbindlichkeiten	76	57	157	66
Summe	5.886	471	6.028	576

Anleihen

Am 25. September 2019 hat die Wintershall Dea Finance B.V. (ein 100%iges Tochterunternehmen der Wintershall Dea GmbH) Anleihen im Gesamtwert von 4.000 Millionen € ausgegeben. Die Transaktion umfasste vier Tranchen.

Die Transaktionskosten wurden als Minderung des Anleihebetrags aktiviert und werden unter Anwendung der Effektivzinsmethode über die voraussichtliche Laufzeit amortisiert.

ANLEIHEN	%	Fälligkeit	Währung	Nominalbetrag (Millionen €)	Beizulegender Zeitwert 31. Dez. 2020 (Millionen €)	Buchwert 31. Dez. 2020 (Millionen €)
Anleihe ISIN XS2054209320	0,452	2023	EUR	1.000	1.011	997
Anleihe ISIN XS2054209833	0,840	2025	EUR	1.000	1.024	996
Anleihe ISIN XS2054210252	1,332	2028	EUR	1.000	1.041	996
Anleihe ISIN XS2055079904	1,823	2031	EUR	1.000	1.059	996
Summe				4.000	4.135	3.985

Der beizulegende Zeitwert wurde auf Basis von notierten Preisen an einem aktiven Markt ermittelt. Die Rückzahlungsverpflichtung der Gruppe liegt davon unberührt bei 4.000 Millionen €.



Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten

Nach dem Zusammenschluss mit der DEA-Gruppe wurde die bisherige Finanzierung (BASF Gruppenfinanzierung) durch eine externe Finanzierung über ein Bankenkonsortium abgelöst (Syndicated Credit Facilities Agreement). Die erste Ziehung erfolgte am 30. April 2019 und die zweite Ziehung am 2. Mai 2019. Zum 31. Dezember 2020 wird ein Darlehensbetrag in Höhe von 1.819 Millionen € in Anspruch genommen (Fazilität B und C). Die Kreditfazilität A wurde in voller Höhe im September 2019 zurückgezahlt.

Für die verbliebenen Kreditfazilitäten B und C des Syndicated Credit Facilities Agreement werden der anzuwendende Euribor und Libor zuzüglich Marge angesetzt.

Die Transaktionskosten wurden im April 2019 als Reduzierung der Darlehensverbindlichkeit aktiviert. Zusätzlich beinhalten die Kreditfazilitäten eingebettete Derivate, die zu separieren sind. Der positive beizulegende Zeitwert der eingebetteten Derivate wurde zu Beginn als Erhöhung der Darlehensverbindlichkeit aktiviert. Beide Beträge werden über die Laufzeit der Darlehensverbindlichkeit mit Wirkung auf das Finanzergebnis amortisiert. Weitere Informationen zu den eingebetteten Derivaten sind dem Kapitel 22 ‚Finanzinstrumente‘ zu entnehmen.

AUFTEILUNG DER VERBINDLICHKEITEN GEGENÜBER KREDITINSTITUTEN (inkl. abgegrenzter Zinsen)	Fälligkeit	Zinssätze	Währung	Nominalwert Millionen Ver- tragswährung	31. Dez. 2020 (Millionen €)	31. Dez. 2019 (Millionen €)
Fazilität B	04/2022	0,6 %	EUR	584	586	586
	04/2022	0,85–2,61 %	USD	400	328	358
Fazilität C	04/2024	0,75 %	EUR	584	586	587
	04/2024	1,01–2,76 %	USD	400	328	358
Summe					1.828	1.889

Kreditfazilitäten

In Höhe von 900 Millionen € wurde mit dem Bankenkonsortium eine fünfjährige revolvingende Kreditfazilität (RCF) mit Verlängerungsoptionen von bis zu zwei Jahren vereinbart, auf die im Bedarfsfall zurückgegriffen werden kann. Die erste einjährige Verlängerung wurde bereits beantragt und die Mehrheit der RCF-Banken hat diesem Antrag zugestimmt. Im Ergebnis steht für den Zeitraum der einjährigen RCF-Verlängerung ein Ziehungsbetrag von

maximal rund 872 Millionen € zur Verfügung. Die RCF wird derzeit nicht genutzt.

Des Weiteren wurden im April 2020 Betriebsmittellinien (Working Capital Lines) in Höhe von insgesamt 450 Millionen € mit einer Laufzeit von jeweils 364 Tagen mit mehreren Banken abgeschlossen. Diese Linien sind derzeit ebenfalls nicht in Anspruch genommen.

VERÄNDERUNGEN DER VERBINDLICHKEITEN AUS FINANZIERUNGSTÄTIGKEIT GEMÄSS IAS 7

Millionen €	1. Jan. 2020	Ein- zahlungen/Aus- zahlungen	Währungs- effekte	Sonstige Änderungen	31. Dez. 2020
Anleihen	3.996	-	-	1	3.997
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	1.889	-	-60	-1	1.828
Finanzverbindlichkeiten gegenüber nahestehenden Unternehmen	496	-91	0	-6	399
Leasingverbindlichkeiten	223	-67	-12	-11	133
Summe	6.604	-158	-72	-17	6.357

Die Überleitungsrechnung gliedert die Veränderungen der Finanzverbindlichkeiten auf in zahlungswirksame und nicht zahlungswirksame Veränderungen.

Die dargestellten Ein- und Auszahlungen entsprechen den Werten des Cashflows aus Finanzierungstätigkeit.

19 – Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige Verbindlichkeiten

Millionen €	31. Dez. 2020		31. Dez. 2019	
	langfristig	kurzfristig	langfristig	kurzfristig
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	-	354	-	451
Sonstige Verbindlichkeiten				
Verbindlichkeiten aus übrigen Steuern	4	71	3	72
Erhaltene Anzahlungen – Vertragsverbindlichkeiten	6	46	6	149
Sonstige Anzahlungen und Rechnungsabgrenzungsposten	12	8	6	1
Verbindlichkeiten im Rahmen der sozialen Sicherheit	-	4	-	2
Verbindlichkeiten aus Mehrentnahmen	-	32	-	38
Übrige sonstige Verbindlichkeiten	9	251	20	383
	31	412	35	645
Summe	31	766	35	1.096

20 – Leasingverhältnisse

Die Leasingverhältnisse der Gruppe umfassen im Wesentlichen Transport- und Produktionsschiffe, Bürogebäude, Bohranlagen sowie sonstige im Produktionsbetrieb eingesetzte Vermögenswerte. Die aktivierten Nutzungsrechte sind den folgenden Anlageklassen zugeordnet:

NUTZUNGSRECHTE

Millionen €	Zugänge		31. Dez. 2019
	Jan.–Dez. 2020	31. Dez. 2020	
Vermögenswerte Exploration	–	8	19
Grundstücke und Gebäude	1	52	63
Gas- und Ölvermögenswerte	15	56	129
Andere technische Anlagen und Maschinen	0	0	0
Betriebs- und Geschäftsausstattung	0	1	1
Summe	16	117	212

In der Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung wurden die folgenden Beträge erfasst:

LEASINGAUFWENDUNGEN

Millionen €	Jan.–Dez. 2020	Mai–Dez. 2019
Abschreibungen Nutzungsrechte	54	37
Zinsaufwendungen für Leasingverbindlichkeiten	5	4
Aufwendungen für kurzfristige Leasingverhältnisse	6	3
Aufwendungen für Leasingverhältnisse über geringwertige Vermögenswerte (enthält keine kurzfristigen Leasingverhältnisse)	0	0
Aufwendungen aus variablen Leasingzahlungen (nicht berücksichtigt in Leasingverbindlichkeiten)	1	1
Summe	66	45

Die Abschreibungen auf Nutzungsrechte sind in den Berichtsperioden auf die folgenden Anlagenklassen verteilt:

ABSCHREIBUNGEN NUTZUNGSRECHTE

Millionen €	Jan.-Dez. 2020	Mai-Dez. 2019
Vermögenswerte Exploration	10	2
Grundstücke und Gebäude	7	5
Gas- und Ölvermögenswerte	36	30
Andere technische Anlagen und Maschinen	0	0
Betriebs- und Geschäftsausstattung	1	0
Summe	54	37

Für die Verträge bestehen teilweise Preisanpassungsklauseln sowie Verlängerungs- und Kündigungsoptionen. In die Ermittlung des Leasingzeitraums werden solche Optionen nur dann einbezogen, wenn mit hinreichender Sicherheit von einer Verlängerung bzw. Nicht-Kündigung ausgegangen werden kann.

In der Kapitalflussrechnung sind Zahlungsmittelabflüsse für Leasingverhältnisse in Höhe von 79 Millionen € (Vorjahr: 49 Millionen €) enthalten. In der Kapitalflussrechnung erfasste Beträge umfassen neben den Zins- und Tilgungszahlungen für die bilanzierten Leasingverbindlichkeiten auch Auszahlungen für nicht bilanzierte kurzfristige Leasingverhältnisse sowie Leasingverhältnisse über geringwertige Vermögenswerte. Der Tilgungsanteil der Leasingverbindlichkeiten wird innerhalb des Cashflows aus der Finanzierungstätigkeit und der Zinsanteil im Cashflow aus der betrieblichen Tätigkeit ausgewiesen.

21 – Sonstige finanzielle Verpflichtungen

Eventualverbindlichkeiten

Der Wintershall Dea-Gruppe obliegt die gesetzliche Haftung aus der Mitgliedschaft in verschiedenen Mit-eigentümerschaften. Besteht die Verpflichtung in unbeschränkter Höhe, so ist der am Bilanzstichtag bestehende Betrag der Hauptschuld maßgeblich. Bei gesamtschuldnerischer Haftung ist der volle Betrag anzugeben; bei anteiliger Haftung der entsprechende Anteil. Sonstige Eventualverbindlichkeiten betreffen Rechtsstreitigkeiten und potenzielle Steuerrisiken. Die Wintershall Dea GmbH und ihre Beteiligungsgesellschaften sind als Beklagte oder sonstige Beteiligte regelmäßig in gerichtliche und schiedsgerichtliche Klageverfahren sowie behördliche Verfahren eingebunden. Diese Verfahren haben auf Basis des heutigen Kenntnisstands keinen erheblichen Einfluss auf die wirtschaftliche Lage der Wintershall Dea-Gruppe.

Die Rückstellungen für Prozessrisiken und Schadensersatzforderungen sind in den sonstigen Rückstellungen (siehe Kapitel 17) enthalten und betragen 5 Millionen € (Vorjahr: 0 Millionen €). Darüber hinausgehende Rückstellungen für Rechtsrisiken waren nicht zu berücksichtigen.

Verpflichtungen aus Kaufverträgen

Zum 31. Dezember 2020 hat die Gruppe Verpflichtungen aus festen Bestellungen für Sachanlagen und aus Feldesentwicklungsprojekten in Höhe von 373 Millionen € (Vorjahr: 489 Millionen €).

Darüber hinaus hat die Wintershall Dea-Gruppe Explorations- und Seismikverpflichtungen im Rahmen von Lizenzverträgen. Die geschätzten Aufwendungen belaufen sich auf 110 Millionen € (Vorjahr: 188 Millionen €).

Die Verpflichtungen aus Bezugsverträgen resultierten überwiegend aus langfristigen Abnahmeverpflichtungen für Gas („Own-Use-Verträge“). Zum 31. Dezember 2020 betragen die Abnahmeverpflichtungen 150 Millionen € (31. Dezember 2019: 53 Millionen €). Hinsichtlich der Zahlungsmittelabflüsse aus Warenbezugsverträgen im Anwendungsbereich des IFRS 9 wird auf Kapitel 22 verwiesen. Im Vorjahr wurden diese Warenbezugsverträge unter den sonstigen finanziellen Verpflichtungen in diesem Kapitel gezeigt.

VERPFLICHTUNGEN AUS WARENBEZUGSVERTRÄGEN

Millionen €	31. Dez. 2020	31. Dez. 2019
2020	–	45
2021	51	1
2022	39	1
2023	30	1
2024	18	1
2025	9	4
2026 und darüber hinausgehende Restlaufzeiten	3	–
Summe	150	53

22 – Berichterstattung zu Finanzinstrumenten

Finanzrisiken und Sicherungsinstrumente

Die Wintershall Dea-Gruppe ist als international tätiges E&P-Unternehmen bei seiner gewöhnlichen Geschäftstätigkeit Markt- (Preis- und Währungsrisiken) und Zinsänderungsrisiken ebenso ausgesetzt wie Kredit- und Liquiditätsrisiken. Die Tochterunternehmen unterliegen einem strikten Risikomanagement. Handlungsrahmen, Verantwortlichkeiten und Kontrollen sind in internen Anweisungen verbindlich festgelegt. Derivative Finanzinstrumente werden nicht zu Spekulationszwecken eingesetzt, sondern dienen ausschließlich der Absicherung von Risiken im Zusammenhang mit operativen Grundgeschäften.

Währungs-, Zinsänderungs- und Warenpreisrisiken

Währungsrisiken

Änderungen von Wechselkursen können zu Wertverlusten bei Finanzinstrumenten sowie zu nachteiligen Veränderungen künftiger Zahlungsströme führen. Währungsrisiken aus Finanzinstrumenten resultieren aus der Umrechnung von finanziellen Forderungen, Ausleihungen, Barmitteln und finanziellen Verbindlichkeiten zum Stichtagskurs in die funktionale Währung der

jeweiligen Gruppengesellschaft. Die Gruppe beobachtet und verwaltet täglich das Fremdwährungsrisiko. Das Ziel ist die Eliminierung von Effekten aus Währungsschwankungen auf die Gewinn- und Verlustrechnung. Währungsrisiken werden sowohl auf Gruppen- als auch auf Gesellschaftsebene beobachtet und das Nettofremdwährungsexposure der Gruppe (nach natürlicher Absicherung („Natural Hedge“)) wird, wenn möglich, mit linearen Verträgen aktiv gesichert.

Die Sensitivitätsanalyse wird durchgeführt, in dem die 10%ige Aufwertung bzw. 10%ige Abwertung der funktionalen Währung gegenüber den anderen Währungen simuliert wird. Die Auswirkung auf den Nettogewinn/-verlust vor Steuern der Wintershall Dea-Gruppe hätte -45 Millionen € bzw. 45 Millionen € betragen.

EXPOSURE UND SENSITIVITÄT NACH WÄHRUNG

Millionen €	31. Dez. 2020/Jan.-Dez. 2020			31. Dez. 2019/Mai-Dez. 2019		
	Exposure	Sensitivität (+10 %)	Sensitivität (-10 %)	Exposure	Sensitivität (+10 %)	Sensitivität (-10 %)
RUB	263	-24	24	411	-37	37
ARS	59	-5	5	44	-4	4
USD	250	-23	23	753	-69	69
EUR	874	-79	79	1.289	-117	117
GBP	-56	5	-5	-44	3	-3
NOK	-858	78	-78	-1.647	141	-141
MXN	-33	3	-3	5	-1	1
Summe	499	-45	45	811	-84	84

Zur Absicherung von Währungsrisiken wurden insbesondere lineare Produkte angewendet, deren Sensitivität symmetrisch ist.

Zinsänderungsrisiken

Zinsänderungsrisiken bestehen aufgrund potenzieller Änderungen des Marktzins und können bei festverzinslichen Finanzinstrumenten zu einer Änderung des beizulegenden Zeitwertes und bei variabel verzinslichen Finanzinstrumenten zu Zinszahlungsschwankungen führen. Zinsänderungsrisiken sind relevant für die Finanzierungsaktivitäten der Gruppe, haben jedoch keinen

wesentlichen Einfluss auf die operativen Aktivitäten. Der variable Zinsrisikoposition im Zusammenhang mit den langfristigen Darlehen (Fazilität B und C) betrug -1.819 Millionen € zum 31. Dezember 2020. Ein Anstieg aller relevanten Zinssätze um einen Prozentpunkt hätte ein um -14 Millionen € niedrigeren Nettogewinn/-verlust vor Steuern zur Folge gehabt.

EXPOSURE UND ZINSENSITIVITÄT

Millionen €	31. Dez. 2020/Jan.–Dez. 2020		31. Dez. 2019/Mai–Dez. 2019	
	Exposure	Sensitivität	Exposure	Sensitivität
Darlehen	-1.819	-14	-1.874	-12
Summe	-1.819	-14	-1.874	-12

Warenpreisrisiken

Die Umsätze, Cashflows sowie die Wirtschaftlichkeit der Gruppe werden erheblich von den vorherrschenden internationalen und nationalen Rohstoffpreisen beeinflusst. Etwaige sich ergebende nachteiligen Veränderungen der Marktpreise können zu Belastungen von Ergebnis und Eigenkapital der Wintershall Dea-Gruppe führen.

Warenpreisrisiken bezogen auf die Produktion werden regelmäßig beurteilt und durch ein systematisches Risikomanagement begrenzt. Die Grundsätze sind in der Commodity-Hedging-Richtlinie definiert.

Alle Sicherungsgeschäfte werden ausschließlich zur Abdeckung des Risikos aus operativen und finanziellen, bilanzierten oder mit hoher Wahrscheinlichkeit erwarteten Grundgeschäften getätigt. Die Gruppe setzt Sicherungsgeschäfte für Öl- und Gaspreisrisiken zur Aufrechterhaltung des eigenen Investment Grade-Rating und zur Verbesserung der Dividendenplanung ein. Dies dient dazu, eine ausreichende Verschuldungskapazität zu gewährleisten und dem Management damit Flexibilität zu verschaffen, um seine Strategie in Situationen kritisch niedriger Rohstoffpreise anzupassen. Die Höhe der abzusichernden Volumina richtet sich nach dem Economic Exposure und dem aktuellen Niveau der Öl- und Gaspreise. Das maximale Sicherungsvolumen ist festgelegt auf 75 %, 50 % und 25 % der effizient zu sichernden Produktion für einen Ein-, Zwei- und Dreijahres-Anlagezeitraum.

Die zum 31. Dezember 2020 bestehenden Sicherungsgeschäfte umfassen Gasterninverkäufe zur Stabilisierung von Teilen der Gasumsätze bis 2023 sowie Brent Dated Oil Swaps zur Stabilisierung von Teilen der Ölumsätze bis 2022. Bei letzterem wird derzeit die deutsche und nor-

wegische Ölproduktion als gesichertes Grundgeschäft herangezogen. Der Preis bestimmt sich nach einer Preisformel im Verkaufsvertrag. Mithilfe einer Regressionsanalyse wird die hohe Korrelation zwischen dem Brent-Preis und der Preisformel nachgewiesen. Diese dient ebenfalls dazu, das Sicherungsverhältnis zu bestimmen, um ein Höchstmaß an Hedge-Effektivität zu erreichen.

Ferner ergeben sich Warenpreisrisiken im normalen Geschäft aus vertraglich vereinbarten Gaseinkaufs- und Lieferverträgen. Die Wintershall Dea-Gruppe wirkt den spezifischen Preisrisiken im Zusammenhang mit diesen Handelsgeschäften, die sich aus der Bewertung der Gasgeschäfte im Falle einer nachteiligen Änderungen der Marktpreise ergeben, entgegen, indem die Art und der Umfang der abgeschlossenen Geschäfte Beschränkungen unterliegt und deren Einhaltung konstant überwacht wird.

Die Wintershall Dea-Gruppe führt Value-at-Risk-Analysen für die bestehenden Warenderivate durch. Mit Value-at-Risk wird fortlaufend das Marktrisiko quantifiziert und der maximal mögliche Verlust innerhalb des gegebenen Konfidenzintervalls über einen bestimmten Zeitraum prognostiziert. Der Value-at-Risk-Rechnung liegt ein Konfidenzintervall von 95 % und eine Haltedauer von einem Tag zugrunde. Die Wintershall Dea-Gruppe wendet den exponentiell gewichteten Varianz-Kovarianz-Ansatz an. Die Gruppe nutzt Value-at-Risk im Zusammenhang mit anderen Kennzahlen im Rahmen des Risikomanagementsystems. Neben Value-at-Risk werden volumenbasierte Grenzen für das Exposure und Stop-Loss-Limits gesetzt. Value-at-Risk beträgt 1 Million € per 31. Dezember 2020.

Derivative Finanzinstrumente und Sicherungsbeziehungen

Warenpreis-, Währungs- und Zinssatzänderungsrisiken werden nach einer zentral festgelegten Strategie bei Bedarf durch derivative Instrumente abgesichert. Eine Absicherung wird nur für bestehende Grundgeschäfte aus dem operativem Geschäft, Geldanlagen und Finanzierungen sowie für geplante Kapitalmaßnahmen vorgenommen. Die aus den Grundgeschäften sowie den Derivaten resultierenden Risiken werden laufend überwacht. Die Wintershall Dea-Gruppe unterliegt Kreditrisiken aus Derivatgeschäften, soweit diese einen positiven Markt-

wert haben und die Vertragspartner ihre Leistungen nicht erfüllen können. Zur Beschränkung des Ausfallrisikos bei den positiven Marktwerten der Derivate werden Transaktionen nur im Rahmen festgelegter Limits mit Banken und Partnern guter Bonität getätigt.

Der Abschluss und die Abwicklung der zu Sicherungszwecken abgeschlossenen derivativen Finanzinstrumente erfolgen nach internen Richtlinien und unterliegen strengen Kontrollen.

BEIZULEGENDER ZEITWERT DERIVATIVER FINANZINSTRUMENTE

Millionen €	31. Dez. 2020	31. Dez. 2019
Warenderivate	-190	20
davon designierte Sicherungsgeschäfte gemäß IFRS 9 (Hedge Accounting)	-184	20
Fremdwährungsderivate	69	5
davon designierte Sicherungsgeschäfte gemäß IFRS 9 (Hedge Accounting)	74	-4
Zinsderivate (eingebettete Derivate)	14	31
Summe	-107	56

Die derivativen Finanzinstrumente werden zum beizulegenden Zeitwert bewertet. Bei der Interpretation der positiven und negativen beizulegenden Zeitwerte der derivativen Finanzinstrumente ist zu beachten, dass ihnen Grundgeschäfte mit kompensierenden Risiken gegenüberstehen. Alle derivativen Finanzinstrumente werden als Vermögenswerte oder Verbindlichkeiten bilanziert.

Die beizulegenden Zeitwerte der derivativen Finanzinstrumente werden anhand von Bewertungsmodellen ermittelt, die auf am Markt beobachtbaren Input-Parametern basieren. Bewertungsanpassungen für Kontrahentenausfallrisiken (CVA) und das eigene Kreditrisiko (DVA) werden für sämtliche derivative Finanzinstrumente vorgenommen. Die Kalkulation von CVA und DVA basiert auf dem Standardansatz SA-CCR zur Messung des Kontrahentenausfallrisikos.

Warenderivate

Die Gruppe hat Ölverkaufsderivate als Sicherungsinstrument im Rahmen von Cashflow Hedges designiert. Zusätzlich hat die Gruppe damit begonnen, bestimmte Festpreisgasverträge als Sicherungsinstrument im Rahmen von Cashflow Hedges zu designieren. Cashflow Hedges werden zur Absicherung des Risikos von schwankenden Zahlungsströmen im Zusammenhang mit hochwahrscheinlichen zukünftigen Transaktionen eingesetzt. Der wirksame Teil der Änderungen des beizulegenden Zeitwertes der eingesetzten Derivate wird als sonstiges Ergebnis im Eigenkapital erfasst. Der Gewinn oder Verlust, der den unwirksamen Teil betrifft, wird unmittelbar im Ergebnis erfasst. Bei den Ölverkaufsderivaten bestimmt sich der Preis des gesicherten Grundgeschäfts nach einer Preisformel im Verkaufsvertrag.

Als Sicherungsinstrument dienen Brent Dated Öl Swaps, für welche ein liquider Markt existiert. Mithilfe einer Regressionsanalyse wird die hohe Korrelation zwischen dem Brent-Preis und der Preisformel nachgewiesen. Diese dient ebenfalls dazu, das Sicherungsverhältnis zu bestimmen, um ein Höchstmaß an Hedge-Effektivität zu erreichen. Für Festpreisgasverträge wird der Nachweis der Effektivität der Sicherung durch übereinstimmende Parameter von Grund- und Sicherungsgeschäft geführt (Critical Terms Match).

Im Handel mit Gas werden Festpreisverträge mit physischer Lieferung an liquiden Handelsplätzen als Sicherungsinstrumente verwendet. Für die Ermittlung der beizulegenden Zeitwerte dieser Verträge werden veröffentlichte Marktpreise für die jeweiligen Perioden und Handelsplätze verwendet.

Derivate zur Absicherung des Gashandelgeschäfts werden erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertet und auf Basis der Netto-Risikoposition gemäß IFRS 13.48 ausgewiesen.

Fremdwährungsderivate

Die mit dem Nettofremdwährungsexposure im Zusammenhang stehenden Derivate werden erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert erfasst.

Um die entstandenen Risiken der zukünftigen USD-Rückzahlungen aus gruppeninternen Darlehen abzusichern, hat die Gesellschaft Cross-Currency-Swaps abgeschlos-

sen. Die zukünftigen Zahlungsströme im Zusammenhang mit den gruppeninternen Darlehen werden als Grundgeschäfte designiert. Die Spot- und Forward-Elemente der Fremdwährungs-Swaps wurden separiert, sodass lediglich die Marktwertänderungen der Spot-Elemente als Sicherungsinstrument designiert werden. Die Forward-Elemente werden als Kosten der Absicherung im sonstigen Ergebnis erfasst und auf einer systematischen Basis (linear) erfolgswirksam umgegliedert. Ineffektivität der Sicherung wird unmittelbar ergebniswirksam erfasst.

Zinsderivate

Im Rahmen der Finanzierungsaktivitäten wurden eingebettete Derivate identifiziert, welche zu separieren sind. Die Vertragsbedingungen der abgeschlossenen Kreditfazilitäten beinhalten vorzeitige Kündigungsrechte, Verlängerungsoptionen sowie Zero-Floors für EURIBOR und LIBOR. Die vorzeitigen Kündigungs- und Verlängerungsoptionen sowie die Zero-Floors erfüllen die Definition von eingebetteten Derivaten. Diese sind zu separieren und erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert (FVPL) zu bewerten. Marktwertänderungen basieren auf Zinsanpassungen und dem Kreditrisiko der Gesellschaft. Um den beizulegenden Zeitwert zu bestimmen, wird ein Option-Pricing-Model verwendet, welches Simulationen der Zinsanpassungen und des Kreditrisikos berücksichtigt.

AUSWIRKUNGEN DER BILANZIERUNG VON SICHERUNGSBEZIEHUNGEN AUF DIE KONZERNBILANZ UND KONZERN-GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG

31. Dez. 2020/Jan.–Dez. 2020

Millionen €	Warenderivate (Festpreis- gasverträge)	Warenderivate (Öl-Swaps)	Fremdwährungs- derivate
Buchwert			
Derivatforderungen	–	61	73
Derivatverbindlichkeiten	220	25	–
Nominalvolumen	920	476	1.284
Fälligkeitsdatum	01/2021–03/2023	01/2021–12/2022	09/2023–09/2028
Mengen	226.675 mmscf	10.616 mbbl	
Durchschnittspreis oder -kurs	13,85 EUR/MWh	55,1 USD/bbl	1.10 USD/€
Im Gewinn oder Verlust und im sonstigen Ergebnis erfasste Beträge			
Im sonstigen Ergebnis erfasste Änderungen der beizulegenden Zeitwerte der Sicherungsinstrumente	-252	70	29
Umgliederung von sonstigem Ergebnis in den Gewinn oder Verlust	32	-82	-90

Die Veränderungen in den beizulegenden Zeitwerten der Fremdwährungsderivate, die im sonstigen Ergebnis erfasst wurden, resultieren ausschließlich aus den Kosten der Absicherung.

Gewinne und Verluste aus Warenderivaten werden vom sonstigen Ergebnis in die Umsatzerlöse umgegliedert, während Gewinne und Verluste aus Fremdwährungsderivaten in die Finanzerträge/Finanzaufwendungen umgegliedert werden.

Die Effektivität von Sicherungsbeziehungen wird jeweils zu Beginn der Sicherungsbeziehung und durch regelmäßige prospektive Beurteilungen bestimmt, um sicherzustellen, dass zwischen dem gesicherten Grundgeschäft und dem Sicherungsinstrument eine wirtschaftliche Beziehung besteht. Ursachen für Ineffektivität bei Warenderivaten resultieren aus Bewertungsanpassungen für Ausfallrisiken sowie aus einer Änderung der Korrelation zwischen gesichertem Grundgeschäft und Sicherungsinstrument. Die Ineffektivität von Fremdwährungsderivaten (Cross-Currency-Swaps) entsteht durch den Ausschluss von Zinsen mit verbundenen Unternehmen aus dem Sicherungszusammenhang.

Die Ineffektivität aus Sicherungsgeschäften ermittelt sich zum 31. Dezember 2020 wie folgt:

Millionen €	Jan.–Dez. 2020	
	Warenderivate	Fremdwährungs- derivate
Wertänderung des Sicherungsinstruments	15	78
Wertänderung des gesicherten Grundgeschäfts	-11	-118
Ineffektivität	4	49

Ineffektivitäten für Warenderivate werden in den Umsatzerlösen und für Fremdwährungsderivate in den Finanzerträgen/Finanzaufwendungen ausgewiesen.

Ausfall- und Bonitätsrisiken

Ausfall- oder Bonitätsrisiken bestehen, wenn Vertragspartner ihren Verpflichtungen nicht nachkommen. Die Gruppe ist einem Ausfallrisiko im Zusammenhang mit seinen operativen Aktivitäten (im Wesentlichen Forderungen aus Lieferungen und Leistungen) sowie aus Finanzierungsaktivitäten ausgesetzt. Die Finanzierungsaktivitäten umfassen Bankguthaben, Derivate mit positiven Marktwerten sowie sonstige Finanzforderungen. Das Ausfallrisiko wird auf Gruppenebene gesteuert. Zur Steuerung des Kreditrisikos bestehen in der Wintershall Dea-Gruppe gruppenweite Verfahren, welche Anträge für Kreditgenehmigungen, Gewährung und Erneuerung der Limits von Handelspartnern, die proaktive Überwachung von Handelspositionen unter Berücksichtigung dieser Limits und Anforderungen für die Besicherung von Zahlungen umfassen. Bestandteil dieser Prozesse ist die regelmäßige Überwachung und zeitnahe Beurteilung des Kreditrisikos aller Vertragsparteien.

Bei Kunden, für die ein unabhängiges Rating vorliegt, wird dieses hinzugezogen. Liegen keine unabhängigen Ratings vor, erfolgt die Beurteilung der Kreditqualität des Kunden unter Berücksichtigung seiner Vermögens- und Finanzlage, von Erfahrungen in der Vergangenheit und sonstiger Faktoren aus dem Bereich Risk Management. Individuelle Risikolimits werden aufgrund interner oder externer Ratings in Übereinstimmung mit festgelegten Limits bestimmt. Es gibt keine wesentlichen Konzentrationen von Ausfallrisiken, weder durch Einzelkunden noch durch Regionen. Landesspezifische Zahlungsrisiken bewegen sich innerhalb vom Management vorgegebener Grenzen und werden genau beobachtet.

Ein Ausfall tritt ein, wenn das Management gute Gründe zur Annahme hat, dass der Kunde seinen Rückzahlungsverpflichtungen gegenüber der Wintershall Dea-Gruppe, vor allem aufgrund von finanziellen Schwierigkeiten, nicht nachkommen wird. Ein Zahlungsverzug im Rahmen des laufenden Geschäftsbetriebs ist allein kein ausreichender Indikator für einen Ausfall. Es erfolgt immer eine Einzelfallbetrachtung unter Würdigung der Gesamtsituation.

Das maximale Ausfallrisiko entspricht den bilanzierten Buchwerten (abzüglich Wertminderungen) der finanziellen Vermögenswerte.

Finanzielle Vermögenswerte werden ausgebucht, wenn nach angemessener Einschätzung keine Realisierbarkeit

mehr gegeben ist. Der Verlust aus ausgebuchten Forderungen ist sowohl für den Berichtszeitraum als auch den Vorjahreszeitraum unwesentlich.

Wertminderungen von finanziellen Vermögenswerten

Zur Bestimmung von Wertminderungen für finanzielle Vermögenswerte verwendet die Wintershall Dea-Gruppe den allgemeinen Drei-Stufen-Ansatz bzw. den vereinfachten Ansatz nach IFRS 9 an. Für finanzielle Vermögenswerte, für die der vereinfachte Ansatz nicht zur Anwendung kommt, wird zu jedem Stichtag beurteilt, ob sich das Ausfallrisiko bei einem Finanzinstrument seit dem erstmaligen Ansatz signifikant erhöht hat.

Forderungen aus Lieferungen und Leistungen, sonstige Forderungen, Finanzforderungen und Bankguthaben unterliegen dem Modell der erwarteten Kreditverluste.

Zur Bemessung der erwarteten Kreditverluste für Forderungen aus Lieferungen und Leistungen wendet die Wintershall Dea-Gruppe den vereinfachten Ansatz nach IFRS 9 an. Dementsprechend wird die Wertminderung anhand des Betrages bemessen, der dem 'Lifetime expected Credit Loss' entspricht. Bei Forderungen aus Lieferungen und Leistungen ist das vertragliche Zahlungsziel üblicherweise 30 Tage. Aufgrund des unterschiedlichen regionalen Zahlungsverhaltens werden hiervon abweichend auch Laufzeiten von bis zu einem Jahr zur Ermittlung des Kreditrisikos verwendet.

Für sonstige Forderungen, Finanzforderungen und Guthaben bei Banken werden die Wertminderungen in Höhe des erwarteten Zwölf-Monats-Kreditverlustes bemessen. Wenn die Laufzeit des Finanzinstruments kürzer als zwölf Monate ist, wird der 'Lifetime expected Credit Loss' angewendet.

Die Wertminderungen ermitteln sich wie folgt:

Millionen €	Stand 1. Jan. 2020	Zuführung	Auflösung	Reklassi- fikation zwischen Stufen	Umbuchung	Währungs- anpassungen	Stand 31. Dez. 2020
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	13	16	-3	0	-	0	26
davon Stufe 2	3	3	-3	0	-	0	3
Stufe 3	10	13	0	0	-	-	23
Sonstige Forderungen	0	0	0	-	-	-	0
davon Stufe 1	-	-	-	-	-	-	-
Stufe 2	0	0	0	-	-	-	0
Stufe 3	-	-	-	-	-	-	-
Finanzforderungen	63	92	0	0	-91	0	64
davon Stufe 1	1	1	-	-	-	-	2
Stufe 2	-	-	-	-	-	-	-
Stufe 3	62	91	0	-	-91	0	62
Summe	76	108	-3	0	-91	0	90

Millionen €	Stand 1. Mai 2019	Zuführung	Auflösung	Reklassi- fikation zwischen Stufen	Währungs- anpassungen	Stand 31. Dez. 2019
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	19	23	-29	0	0	13
davon Stufe 2	3	22	-28	6	0	3
Stufe 3	16	1	-1	-6	0	10
Sonstige Forderungen	-	0	0	-	-	0
davon Stufe 1	-	-	-	-	-	-
Stufe 2	-	0	0	-	-	0
Stufe 3	-	-	-	-	-	-
Finanzforderungen	63	1	-1	-	-	63
davon Stufe 1	2	-	-1	-	-	1
Stufe 2	-	-	-	-	-	-
Stufe 3	61	1	-	-	-	62
Summe	82	24	-30	0	0	76

Die ermittelten Wertminderungen für Bankguthaben waren unwesentlich und wurden daher nicht berücksichtigt.

Im Berichtszeitraum wurden Wertminderungen in Höhe von 16 Millionen € für Forderungen aus Lieferungen und

Leistungen vorgenommen und Wertminderungen in Höhe von 3 Millionen € wurden aufgelöst. Zusätzlich wurde eine Wertminderung in Höhe von 92 Millionen € für Finanzforderungen gebildet.

Liquiditätsrisiko

Die jederzeitige Zahlungsfähigkeit und Optimierung der Liquiditätsposition der Wintershall Dea-Gruppe wird durch das Liquiditätsrisikomanagement sichergestellt. Basis des Liquiditätsrisikomanagements ist die Erstellung einer zentralen Finanzplanung. Die Finanzplanung erfolgt für die nächsten zwölf Monate in einer monatlichen und für die nächsten zwei Monate in einer tagesgenauen Ausprägung.

Die Überwachung des Liquiditätsrisikos erfolgt durch regelmäßige Überprüfung des Liquiditätsbedarfs unter Berücksichtigung verfügbarer Finanzierungsquellen, bestehender Kreditverbindlichkeiten sowie der Cashflow-Generierung aus produzierenden Vermögenswerten. Insbesondere wird hierbei sichergestellt, dass ausreichend Liquidität vorhanden ist, um bestehende Ausgabe- und Kreditverpflichtungen zu erfüllen.

Fälligkeitsanalyse

Die unten stehenden Tabellen fassen die Fälligkeitsstruktur der finanziellen Verbindlichkeiten der Gruppe basierend auf deren vertraglichen und diskontierten Zahlungsmittelabflüssen zusammen. Derivate sind darin enthalten, insofern sie einen negativen beizulegenden Zeitwert aufweisen und mithin Verbindlichkeiten darstellen. Warenderivate, die finanziell abgerechnet werden, werden mit ihren Nettozahlungsmittelflüssen inkludiert, während bei Handelsgeschäften, denen eine zukünftige physische Lieferung zugrunde liegt und die in den Anwendungsbereich des IFRS 9 fallen, die Zahlungsmittelabflüsse für den Erwerb der Waren berücksichtigt werden. Bei Fremdwährungsderivaten werden deren Bruttozahlungsmittelabflüsse inkludiert. Derivate mit positiven beizulegenden Zeitwerten stellen Vermögenswerte dar und werden daher in dieser Übersicht nicht miteinbezogen.

Die sonstigen Finanzverbindlichkeiten beinhalten Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige Verbindlichkeiten gemäß IFRS 7. Diese sind im Wesentlichen unverzinslich und innerhalb eines Jahres fällig. Daher entspricht der Buchwert der Summe der künftigen Zahlungsströme.

FÄLLIGKEITSSTRUKTUR 31. DEZ. 2020

Millionen €	≤ 1 Jahr	1-5 Jahre	> 5 Jahre	Summe
Anleihen	12	2.000	2.000	4.012
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	3	1.819	–	1.822
Finanzverbindlichkeiten gegenüber nahestehenden Unternehmen	399	–	–	399
Leasingverbindlichkeiten	60	44	45	149
Verbindlichkeiten aus Warenderivaten (finanzielle Erfüllung)	25	–	–	25
Handelsgeschäfte im Anwendungsbereich des IFRS 9 (physische Erfüllung) ¹	1.060	1.548	–	2.608
Verbindlichkeiten aus Fremdwährungsderivaten ²	422	–	–	422
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige Verbindlichkeiten im Anwendungsbereich von IFRS 7	594	–	–	594
Total	2.575	5.411	2.045	10.031

¹ Die Zahlungsmittelabflüsse werden zum Erwerb der zugrunde liegenden Waren genutzt.

² Die dargestellten Bruttozahlungsmittelabflüsse werden mit Zahlungsmittelzuflüssen in vergleichbarer Höhe saldiert.

FÄLLIGKEITSSTRUKTUR 31. DEZ. 2019

Millionen €	≤ 1 Jahr	1–5 Jahre	> 5 Jahre	Summe
Anleihen	12	1.000	3.000	4.012
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	2	1.879	–	1.881
Finanzverbindlichkeiten gegenüber nahestehenden Unternehmen	496	–	–	496
Leasingverbindlichkeiten	69	122	41	232
Verbindlichkeiten aus Warenderivaten (finanzielle Erfüllung)	9	–	–	9
Handelsgeschäfte im Anwendungsbereich des IFRS 9 (physische Erfüllung) ¹	730	2.776	–	3.506
Verbindlichkeiten aus Fremdwährungsderivaten ²	987	–	1.046	2.033
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige Verbindlichkeiten im Anwendungsbereich von IFRS 7	818	–	–	818
Total	3.123	5.777	4.087	12.987

¹ Die Zahlungsmittelabflüsse werden zum Erwerb der zugrunde liegenden Waren genutzt.

² Die dargestellten Bruttozahlungsmittelabflüsse werden mit Zahlungsmittelzuflüssen in vergleichbarer Höhe saldiert.

Finanzinstrumente nach Klassen und Kategorien

Bei Finanzforderungen, Forderungen aus Lieferungen und Leistungen, sonstigen Forderungen und flüssigen Mitteln, die zu Anschaffungskosten bewertet werden, entspricht der Buchwert annähernd dem Marktwert. Die Bilanzposition ‚sonstige Finanzanlagen‘ beinhaltet im Wesentlichen verbundene Unternehmen und at Equity bewertete Beteiligungen, die aus Wesentlichkeitsgründen nicht vollkonsolidiert oder at Equity bewertet werden. Sonstige

Beteiligungen in dieser Bilanzposition sind nicht wesentlich und werden deshalb ebenfalls zu Anschaffungskosten bilanziert. Für Finanzschulden, mit Ausnahme von Anleihen, Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen sowie sonstige Verbindlichkeiten, stellen die fortgeführten Anschaffungskosten eine angemessene Schätzung des beizulegenden Zeitwertes dar.

Finanzielle Vermögenswerte und Verbindlichkeiten sind den folgenden Bewertungskategorien gemäß IFRS 9 zugeordnet worden:

Millionen €	Fortgeführte Anschaffungskosten	FVPL ¹	Buchwert		Summe 31. Dez. 2020
			Beizulegender Zeitwert (im Sicherungszusammenhang stehend)	Außerhalb des Anwendungsbereichs von IFRS 9/IFRS 7	
Finanzforderungen	1.268	-	-	-	1.268
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige Forderungen	761	20	-	165	946
Derivatforderungen	-	78	135	-	213
Flüssige Mittel	821	-	-	-	821
Anleihen	3.997	-	-	-	3.997
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	1.828	-	-	-	1.828
Finanzverbindlichkeiten gegenüber nahestehenden Unternehmen	399	-	-	-	399
Leasingverbindlichkeiten	133	-	-	-	133
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen/übrige Verbindlichkeiten	602	-	-	195	797
Derivatverbindlichkeiten	-	75	245	-	320

¹ Fair Value through Profit or Loss (erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertet)

FAIR-VALUE-HIERARCHIE

Millionen €	Summe 31. Dez. 2020	Level 1 ¹	Level 2 ²	Level 3 ³
Sonstige Forderungen	20	-	-	20
Derivatforderungen	213	-	213	-
davon Warenderivate	108	-	108	-
davon Fremdwährungsderivate	91	-	91	-
davon eingebettete Derivate	14	-	14	-
Derivatverbindlichkeiten	320	-	320	-
davon Warenderivate	297	-	297	-
davon Fremdwährungsderivate	23	-	23	-

¹ Die Ermittlung des Fair Value erfolgte auf Basis notierter unangepasster Preise identischer Vermögenswerte oder Verbindlichkeiten auf aktiven Märkten.

² Die Ermittlung des Fair Value erfolgte auf Basis von Parametern, für die direkt oder indirekt abgeleitete notierte Preise auf einem aktiven Markt zur Verfügung stehen.

³ Die Ermittlung des Fair Value erfolgte auf Basis von Parametern, für die keine beobachtbaren Marktdaten zur Verfügung stehen.

Millionen €	Fortgeführte Anschaffungskosten	FVPL ¹	Buchwert			Summe 31. Dez. 2019
			Beizulegender Zeitwert (im Sicherungszusammenhang stehend)	Außerhalb des Anwendungsbereichs von IFRS 9/IFRS 7		
Finanzforderungen	1.245	-	-	-	-	1.245
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige Forderungen	1.064	23	-	275	-	1.362
Derivatforderungen	-	99	30	-	-	129
Flüssige Mittel	814	-	-	-	-	814
Anleihen	3.996	-	-	-	-	3.996
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	1.889	-	-	-	-	1.889
Finanzverbindlichkeiten gegenüber nahestehenden Unternehmen	496	-	-	-	-	496
Leasingverbindlichkeiten	223	-	-	-	-	223
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen/sonstige Verbindlichkeiten	838	-	-	293	-	1.131
Derivatverbindlichkeiten	-	59	14	-	-	73

¹ Fair Value through Profit or Loss (erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertet)

FAIR-VALUE-HIERARCHIE

Millionen €	Summe 31. Dez. 2019	Level 1 ¹	Level 2 ²	Level 3 ³
Sonstige Forderungen	23	-	-	23
Derivatforderungen	129	-	129	-
davon Warenderivate	72	-	72	-
davon Fremdwährungsderivate	26	-	26	-
davon eingebettete Derivate	31	-	31	-
Derivatverbindlichkeiten	73	-	73	-
davon Warenderivate	52	-	52	-
davon Fremdwährungsderivate	21	-	21	-

¹ Die Ermittlung des Fair Value erfolgte auf Basis notierter unangepasster Preise identischer Vermögenswerte oder Verbindlichkeiten auf aktiven Märkten.

² Die Ermittlung des Fair Value erfolgte auf Basis von Parametern, für die direkt oder indirekt abgeleitete notierte Preise auf einem aktiven Markt zur Verfügung stehen.

³ Die Ermittlung des Fair Value erfolgte auf Basis von Parametern, für die keine beobachtbaren Marktdaten zur Verfügung stehen.

Der beizulegende Zeitwert der derivativen Finanzinstrumente wird mit marktüblichen Bewertungsmethoden unter Berücksichtigung der am Bewertungsstichtag vorliegenden Marktdaten sowie des Ausfallrisikos ermittelt.

Im Berichtszeitraum sowie im Vorjahr lagen keine Umgruppierungen zwischen den einzelnen Stufen vor.

Die sonstigen Forderungen in Höhe von 20 Millionen € (Vorjahr 23 Millionen €) beinhalten den Marktwert einer bedingten Gegenleistung aus einem Kaufvertrag. Die Forderung wurde erfolgsneutral im Rahmen des Zusammenschlusses mit DEA erfasst. Zum 31. Dezember 2020 haben sich die zugrunde gelegten Annahmen nicht geändert. Der Rückgang von 3 Millionen € wurde erfolgswirksam erfasst und resultiert ausschließlich aus der Fremdwährungsbewertung.

Saldierung finanzieller Vermögenswerte und Verbindlichkeiten

31. Dez. 2020	Saldierte Beträge			Nicht saldierungsfähige Beträge		
	Bruttoausweis	Saldierung	Nettoausweis	aufgrund von Globalnettingvereinbarung	im Zusammenhang mit finanziellen Sicherheiten	potenzieller Nettobetrag
Millionen €						
Derivate mit positiven Marktwerten	190	-143	47	-	-	47
Derivate mit negativen Marktwerten	415	-143	272	-	-	272

31. Dez. 2019	Saldierte Beträge			Nicht saldierungsfähige Beträge		
	Bruttoausweis	Saldierung	Nettoausweis	aufgrund von Globalnettingvereinbarung	im Zusammenhang mit finanziellen Sicherheiten	potenzieller Nettobetrag
Millionen €						
Derivate mit positiven Marktwerten	199	-100	99	-	-	99
Derivate mit negativen Marktwerten	159	-100	59	-	-	59

Die Tabelle ‚Saldierung finanzieller Vermögenswerte und finanzieller Verbindlichkeiten‘ zeigt, in welchem Maße finanzielle Vermögenswerte und finanzielle Verbindlichkeiten in der Bilanz saldiert wurden sowie mögliche Auswirkungen aus der Aufrechnung von Instrumenten, die einer rechtlich durchsetzbaren Global-Netting-Vereinbarung (im Wesentlichen in Form von EFET-Vereinbarungen für abgeschlossene Gasbezugs- und Gaslieferverträge) oder einer ähnlichen Vereinbarung unterliegen.

Es sind nur finanzielle Vermögenswerte und Verbindlichkeiten in dieser Tabelle enthalten, die unter die Regelungen solcher Vereinbarungen fallen.

23 – Kapitalstrukturmanagement

Ziel des Kapitalstrukturmanagements ist es, finanzwirtschaftlich flexibel zu bleiben, um das Geschäftsportfolio weiterentwickeln und strategische Optionen wahrnehmen zu können. Ziele der Finanzpolitik sind die Sicherung der Zahlungsfähigkeit, die Begrenzung finanzwirtschaftlicher Risiken sowie die Optimierung der Kapitalkosten.

Das Ziel der Gruppe ist die Sicherstellung der finanziellen Stabilität durch ein dauerhaftes Kredit-Rating im Investment Grade-Bereich.

Die Gruppe konzentriert sich darauf, Disziplin hinsichtlich seines Cashflows zu wahren, wobei ein aktives Cash-Management priorisiert wird. Die Gruppe wird ihre Kapitalverpflichtungen so steuern, dass ein positiver operativer Cashflow erwirtschaftet wird, damit ihre Dividenden- und Investitionsfähigkeit gewahrt und finanzielle Flexibilität während der Konjunkturzyklen geschaffen wird.

NETTOVERSCHULDUNG

Millionen €	31. Dez. 2020	31. Dez. 2019
Flüssige Mittel	-821	-814
Finanzforderungen aus Cashpooling	-12	-16
Anleihen	3.997	3.995
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	1.828	1.889
Finanzverbindlichkeiten aus Cashpooling	394	485
Leasingverbindlichkeiten	133	223
Summe	5.519	5.762

24 – Beziehungen zu nahestehenden Unternehmen und Personen

Nahestehende Unternehmen und Personen sind juristische oder natürliche Personen, die auf die Wintershall Dea-Gruppe Einfluss nehmen können oder die der Kontrolle, der gemeinschaftlichen Führung oder einem maßgeblichen Einfluss durch die Wintershall Dea-Gruppe unterliegen.

Die Wintershall Dea-Gruppe wird gemeinsam von BASF und LetterOne beherrscht. Aus diesem Grund werden

BASF und LetterOne sowie deren Tochterunternehmen als nahestehende Unternehmen angesehen. Zusätzlich gehören hierzu die nicht konsolidierten Tochterunternehmen, Joint Ventures und assoziierten Unternehmen.

Die folgenden Tabellen zeigen den Geschäftsumfang mit nahestehenden Unternehmen, die im Konzernabschluss zu fortgeführten Anschaffungskosten oder at Equity bilanziert wurden.

UMSÄTZE MIT NAHESTEHENDEN UNTERNEHMEN

Millionen €	Jan.-Dez. 2020	Mai-Dez. 2019
Nicht konsolidierte Tochterunternehmen	0	2
Joint Ventures/assoziierte Unternehmen	294	124
Gesellschafter und deren Tochtergesellschaften	261	240
Summe	555	366

FORDERUNGEN UND VERBINDLICHKEITEN AUS LIEFERUNGEN UND LEISTUNGEN GEGENÜBER NAHESTEHENDEN UNTERNEHMEN

Millionen €	Forderungen aus Lieferungen und Leistungen		Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	
	31. Dez. 2020	31. Dez. 2019	31. Dez. 2020	31. Dez. 2019
Nicht konsolidierte Tochterunternehmen	9	1	3	1
Joint Ventures/assoziierte Unternehmen	32	52	8	4
Gesellschafter und deren Tochtergesellschaften	36	42	6	4
Summe	77	95	17	9

FINANZ- UND SONSTIGE FORDERUNGEN UND VERBINDLICHKEITEN GEGENÜBER NAHESTEHENDEN UNTERNEHMEN

Millionen €	Finanzforderungen und sonstige Forderungen		Finanzverbindlichkeiten und sonstige Verbindlichkeiten	
	31. Dez. 2020	31. Dez. 2019	31. Dez. 2020	31. Dez. 2019
Nicht konsolidierte Tochterunternehmen	26	31	12	2
Joint Ventures/assoziierte Unternehmen	288	362	387	484
Gesellschafter und deren Tochtergesellschaften	-	1	-	9
Summe	314	394	399	495

Die Umsätze sowie Forderungen und Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen mit nahestehenden Unternehmen umfassten hauptsächlich Geschäfte mit eigenen Produkten sowie sonstige betriebstypische Geschäfte.

Finanzielle und sonstige Forderungen und Verbindlichkeiten resultierten hauptsächlich aus Finanzierungsgeschäften, ausstehenden Dividendenzahlungen und Ergebnisabführungsverträgen sowie sonstigen finanzierungsbedingten und operativen Geschäften.

Die zahlungswirksame Veränderung der Finanzverbindlichkeiten gegenüber nahestehenden Unternehmen (siehe „Konzern-Kapitalflussrechnung“) betrifft im Wesentlichen Verbindlichkeiten aus Cashpooling.

Nahestehende Personen sind die Mitglieder des Vorstands und des Aufsichtsrats von Wintershall Dea GmbH und der Muttergesellschaften. Zu den Mitgliedern des Vorstandes und des Aufsichtsrates sowie deren nahestehenden Personen bestehen keine geschäftlichen Beziehungen. Die Bezüge des Vorstands und des Aufsichtsrats sind Kapitel 25 zu entnehmen.

25 – Bezüge des Vorstands und des Aufsichtsrats

Tausend €	Jan.-Dez. 2020	Mai-Dez. 2019
Gesamtbezüge des Vorstands	5.175	3.413
Rückstellungen für Long-Term/Short-Term Incentive Plans (LTI/STI)	1.940	2.702
Gesamtvergütung des Vorstands	7.115	6.115
Bezüge des Aufsichtsrats	60	61
Pensionsaufwendungen für Mitglieder des Vorstands	-	1.322
Gesamtbezüge früherer Vorstandsmitglieder	1.101	631
Pensionsrückstellungen für ehemalige Mitglieder des Vorstands und ihre Hinterbliebenen	35.548	26.949

26 – Dienstleistungen des Abschlussprüfers

Die Wintershall Dea-Gruppe hat für Dienstleistungen, die der Abschlussprüfer des Konzernabschlusses, KPMG AG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, Frankfurt am

Main, (KPMG AG) und Gesellschaften des internationalen KPMG-Netzwerkes erbracht haben, nachfolgende Honorare im Aufwand erfasst.

DIENSTLEISTUNGEN DES ABSCHLUSSPRÜFERS

Tausend €	Jan.-Dez. 2020	Mai-Dez. 2019
Abschlussprüfungsleistungen	2.211	1.726
davon KPMG AG	1.140	922
Sonstige Leistungen	849	1.219
davon KPMG AG	425	1.028
Summe	3.060	2.945

Die Dienstleistungen des Abschlussprüfers umfassten vor allem Leistungen für die Abschlussprüfung und sonstige Leistungen.

Die Honorare für Abschlussprüfungsleistungen betreffen die Prüfung des Konzernabschlusses der Wintershall Dea-Gruppe sowie die gesetzlich vorgeschriebenen Jahresabschlüsse der Wintershall Dea GmbH und der in den Konzernabschluss einbezogenen Tochterunternehmen und Joint Operations. Die sonstigen Leistungen betreffen im Wesentlichen sonstige Bestätigungsleistungen des Abschlussprüfers, die nach den geltenden Unabhängigkeitsvorschriften zulässig sind.

27 – Einfluss der COVID-19-Pandemie

Seit Beginn dieses Jahres hat die Ausbreitung von COVID-19 zu einer globalen Pandemie geführt, welche zu einem signifikanten weltweiten Rückgang der wirtschaftlichen Aktivität und einen korrespondierenden steilen Rückgang der Rohstoffpreise geführt hat. Die Dauer und das Ausmaß der COVID-19-Pandemie und die daraus resultierenden Auswirkungen auf die Wintershall Dea-Gruppe können derzeit nicht eruiert werden. In Folge des Rückgangs der Rohstoffpreise hat die Wintershall Dea-Gruppe ihre Rohstoffpreisannahmen angepasst, woraus sich die Notwendigkeit für einen Werthaltigkeitstest der wichtigsten Vermögenswerte ergab, in dessen Folge es im zweiten Quartal zur Erfassung von Wertminderungen kam. Im vierten Quartal ist es zur Erfassung weiterer Wertminderungen gekommen (siehe Kapitel 10).

Im Juni 2020 erließ die norwegische Regierung vorübergehende Änderungen am Mineralölsteuersystem, um Investitionen in Öl und Gas während einer Zeit fallender Ölpreise und verringerter Aktivitäten aufgrund der COVID-19-Situation aufrechtzuerhalten. Die Änderungen umfassen eine Erhöhung des Uplift, einer zusätzlichen steuerlichen Sonderabschreibung für Investitionen, auf 24 % sowie dessen vollständige steuerliche Abzugsfähigkeit verbunden mit der sofortigen steuerlichen Abzugsfähigkeit der Investitionskosten innerhalb des gesonderten Mineralölsteuersystems für Investitionen in den Jahren 2020 und 2021. Diese Änderungen führen zu einem positiven Steuereffekt von 83 Millionen € im Steuerergebnis. Zusätzlich erhielt die Gruppe im August, September und Dezember von den norwegischen Steuerbehörden Zahlungen für den Ausgleich von steuerlichen Verlusten in Höhe von insgesamt 4.503 Millionen NOK (431 Millionen €). Für das Geschäftsjahr 2021 werden weitere Zahlungseingänge für den Ausgleich der steuerlichen Verluste des Jahres 2020 in Höhe von ca. 2.929 Millionen NOK erwartet.

28 – Ereignisse nach dem Bilanzstichtag

Im Januar 2021 hat die Winterhall Dea-Gruppe durch die Winterhall Dea Finance 2 B.V. zwei nachrangige Festzinsanleihen in Höhe von insgesamt 1,5 Milliarden € am Markt platziert. Die Anleihen haben eine unbefristete Laufzeit mit No-Call Perioden von 5,5 respektive 8 Jahren und Nominalvolumen von 650 respektive 850 Millionen €. Die Nettoeinzahlungen wurden zur Rückzahlung bestehender Bankendarlehen verwendet.

29 – Aufstellung des Anteilsbesitzes der Wintershall Dea-Gruppe gemäß § 313 Abs. 2 HGB

Die Zusammenstellung der in den Konzernabschluss einbezogenen Gesellschaften und des gesamten Anteilsbesitzes gemäß § 313 Abs. 2 HGB und die Informationen über die Befreiung von verbundenen Unternehmen in

Bezug auf Rechnungslegungs- und Offenlegungspflichten sind ein integraler Bestandteil des geprüften und beim Bundesanzeiger eingereichten Konzernabschlusses.

I. Im Gruppenabschluss voll- und anteilmäßig konsolidierte sowie nach der Equity-Methode einbezogene Unternehmen

VOLLKONSOLIDIERTE TOCHTERUNTERNEHMEN

Gesellschaft	Sitz	Anteil am Kapital (%)
Europa		
Wintershall Dea GmbH	Celle	100,00
E & A Internationale Explorations- und Produktions-GmbH ⁴	Kassel	100,00
Wintershall Dea Vermögensverwaltungsgesellschaft mbH ⁴	Kassel	100,00
Wintershall Dea Middle East GmbH ⁴	Kassel	100,00
Wintershall Dea TSC GmbH & Co. KG	Kassel	100,00
Wintershall Dea Deutschland GmbH	Hamburg	100,00
Wintershall Dea International GmbH ⁴	Hamburg	100,00
DEA E&P GmbH ⁴	Hamburg	100,00
DEA Cyrenaica GmbH ⁴	Hamburg	100,00
DEA North Africa/Middle East GmbH ⁴	Hamburg	100,00
Wintershall Dea Suez GmbH ⁴	Hamburg	100,00
Wintershall Dea Nile GmbH ⁴	Hamburg	100,00
Wintershall Dea WND GmbH ⁴	Hamburg	100,00
DEA Trinidad & Tobago GmbH	Hamburg	100,00
Wintershall Dea Algeria GmbH ⁴	Hamburg	100,00
Wintershall Dea Immobilien GmbH & Co. KG	Hamburg	100,00
Wintershall Dea Schweiz AG	Zug, Schweiz	100,00
DEA Global Limited	London, Großbritannien	100,00
Wintershall Dea Norge AS	Stavanger, Norwegen	100,00
DEA Nederland B.V.	Amsterdam, Niederlande	100,00
DEA Nederland Erdoel B.V.	Amsterdam, Niederlande	100,00
DEA Nederland Upstream B.V.	Amsterdam, Niederlande	100,00
Sierra Oil & Gas Management Holdings B.V.	Amsterdam, Niederlande	100,00



Wintershall Dea Nederland B.V.	Rijswijk, Niederlande	100,00
Wintershall Dea Nederland Transport and Trading B.V.	Rijswijk, Niederlande	100,00
Wintershall Petroleum (E&P) B.V.	Rijswijk, Niederlande	100,00
Wintershall Dea Finance B.V.	Rijswijk, Niederlande	100,00
Wintershall Dea Finance 2 B.V.	Rijswijk, Niederlande	100,00
Russland		
AO Gazprom YRGM Trading	Sankt Petersburg, Russland	25,00 ¹
Lateinamerika		
Wintershall Dea Argentina S.A.	Buenos Aires, Argentinien	100,00
Wintershall Dea México S. de R.L. de C.V.	Mexiko-Stadt, Mexiko	100,00
WD México-Alemania S. de R.L. de C.V.	Mexiko-Stadt, Mexiko	100,00
DEM México Upstream, S.A.P.I. de C.V.	Mexiko-Stadt, Mexiko	100,00
DEM México Erdoel, S.A.P.I. de C.V.	Mexiko-Stadt, Mexiko	100,00
Sierra Oil & Gas S. de R.L. de C.V.	Mexiko-Stadt, Mexiko	100,00
Sierra O&G Exploración y Producción S. de R.L. de C.V.	Mexiko-Stadt, Mexiko	100,00
Xitle Energia, S. de R.L. de C.V.	Mexiko-Stadt, Mexiko	100,00
Sierra Offshore Exploración S. de R.L. de C.V.	Mexiko-Stadt, Mexiko	100,00
Perote Energia, S. de R.L. de C.V.	Mexiko-Stadt, Mexiko	100,00
Sierra Perote E&P, S. de R.L. de C.V.	Mexiko-Stadt, Mexiko	100,00
Coronado Energia, S. de R.L. de C.V.	Mexiko-Stadt, Mexiko	100,00
Sierra Coronado E&P, S. de R.L. de C.V.	Mexiko-Stadt, Mexiko	100,00
Nevada Energia, S. de R.L. de C.V.	Mexiko-Stadt, Mexiko	100,00
Sierra Nevada E&P, S. de R.L. de C.V.	Mexiko-Stadt, Mexiko	100,00
Sierra Blanca Energia, S. de R.L. de C.V.	Mexiko-Stadt, Mexiko	100,00
Sierra Blanca P&D, S. de R.L. de C.V.	Mexiko-Stadt, Mexiko	100,00
Itza Energia, S. de R.L. de C.V.	Mexiko-Stadt, Mexiko	100,00
Wintershall Dea do Brasil Exploração e Produção Ltda.	Rio de Janeiro, Brasilien	100,00
Nordamerika		
Sierra Oil & Gas Holdings, L.P.	Ontario, Kanada	100,00


ANTEILSMÄSSIG KONSOLIDIERTE JOINT OPERATIONS

Gesellschaft	Sitz	Anteil am Kapital (%)
Russland		
AO Achimgaz	Novy Urengoi, Russland	50,00

NACH DER EQUITY-METHODE BILANZIERTE JOINT VENTURES

Gesellschaft	Sitz	Anteil am Kapital (%)
Europa		
WIGA Transport Beteiligungs-GmbH & Co. KG	Kassel	50,02
Wintershall Noordzee B.V.	Rijswijk, Niederlande	50,00

NACH DER EQUITY-METHODE BILANZIERTE ASSOZIIERTE UNTERNEHMEN

Gesellschaft	Sitz	Anteil am Kapital (%)
Europa		
Wintershall Dea Wolga Petroleum GmbH	Kassel	100,00
Wintershall AG	Celle	51,00
Nord Stream AG	Zug, Schweiz	15,50 ²
Russland		
Joint Stock Company Achim Trading	Moskau, Russland	18,01 ²
Limited Liability Company Achim Development	Novy Urengoi, Russland	25,01
OAO Severneftegazprom	Krasnoselkup, Russland	25,00 ³

II. Wegen geringer Bedeutung nicht einbezogene Beteiligungsunternehmen

WEGEN GERINGER BEDEUTUNG NICHT KONSOLIDIERTE TOCHTERUNTERNEHMEN

Gesellschaft	Sitz	Anteil am Kapital (%)
Europa		
Wintershall Libyen Oil & Gas GmbH	Kassel	100,00
Wintershall Dea Russia GmbH	Kassel	100,00
Wintershall Dea Technology Ventures GmbH	Kassel	100,00
Nordkaspische Explorations- und Produktions GmbH	Kassel	100,00
WIGA Verwaltungs-GmbH	Kassel	50,02
Wintershall Dea Global Support B.V.	Rijswijk, Niederlande	100,00
Wintershall Dea Exploration and Production International C.V.	Rijswijk, Niederlande	100,00
AWIAG Limited	Birkirkara, Malta	100,00
DEA Ukraine LLC (in Liquidation)	Kiew, Ukraine	100,00
Wintershall Dea TSC Management GmbH	Kassel	100,00
Wintershall Dea Immobilien Management GmbH	Hamburg	100,00
Lateinamerika		
Wintershall Dea do Brasil Servicos Ltda.	Rio de Janeiro, Brasilien	27,82
Wintershall Dea BM-C-19 Ltda.	Rio de Janeiro, Brasilien	100,00
Wintershall Dea BM-ES-1 Ltda.	Rio de Janeiro, Brasilien	100,00
DEA Petróleo E GÁS DO BRASIL LTDA	Rio de Janeiro, Brasilien	100,00
Wintershall Chile Ltda.	Santiago de Chile, Chile	100,00
Nordamerika		
DEA México Holdings GP Ltd.	N. Brunswick, Kanada	100,00

WEGEN GERINGER BEDEUTUNG NICHT NACH DER EQUITY-METHODE BILANZIERTE JOINT VENTURES

Gesellschaft	Sitz	Anteil am Kapital (%)
Europa		
Erdgas Münster GmbH	Münster, Germany	33,66

¹ vollkonsolidiert gemäß IFRS 10

² Die Wintershall Dea-Gruppe übt einen maßgeblichen Einfluss auf die Finanz- und Geschäftspolitik aus.

³ Anteil am Ergebnis insgesamt 35 % über eine zusätzliche Vorzugsaktie

⁴ Anwendung von § 264 Abs. 3 HGB

30 – Mitglieder des Aufsichtsrats und des Vorstands

AUFSICHTSRAT

Lord Edmund John Philip Browne of Madingley
(Vorsitzender ab 1. August 2020,
erster stellvertretender Vorsitzender bis 31. Juli 2020)
Executive Chairman L1 Energy (UK) LLP,
London, Vereinigtes Königreich

Dr. Hans-Ulrich Engel (Vorsitzender bis 31. Juli 2020,
erster stellvertretender Vorsitzender seit 1. August 2020)
Stellvertretender Vorstandsvorsitzender der BASF SE,
Ludwigshafen am Rhein

Michael Winkler
(zweiter stellvertretender Vorsitzender)
Gewerkschaftssekretär IG BCE, Hannover

Birgit Böl
Vorsitzende des Gesamtbetriebsrats
der Wintershall Dea GmbH, Kassel

Sabine Brandt
Fachreferentin HSE,
Mitglied des Gesamtbetriebsrats der
Wintershall Dea Deutschland GmbH, Barnstorf

Michael Heinz
Mitglied des Vorstands der BASF SE,
Ludwigshafen am Rhein

Saori Dubourg
Mitglied des Vorstands der BASF SE,
Ludwigshafen am Rhein

Dr. Wolfgang Haas
General Counsel and Chief Compliance Officer,
President Legal, Compliance, Tax and Insurance,
BASF SE, Ludwigshafen am Rhein

German Khan
Director LetterOne Holdings S.A.,
London, Vereinigtes Königreich

Kassel/Hamburg, 22. Februar 2021
Vorstand

VORSTAND

Mario Mehren, Kassel
CEO

Paul Smith, Hamburg
CFO

Hugo Dijkgraaf, Hamburg
CTO

Dawn Summers, Hamburg (ab 1. Juni 2020)
COO

Thilo Wieland, Kassel
Region Russland, Lateinamerika
und Transportaktivitäten

Mehren Smith Dijkgraaf Summers Wieland

Erklärung des Vorstands und Versicherung nach §§ 297 Abs. 2, 315 Abs. 1 HGB

Für die Aufstellung des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts der Wintershall Dea-Gruppe ist der Vorstand der Wintershall Dea GmbH verantwortlich.

Der Konzernabschluss der Wintershall Dea-Gruppe wurde für das Geschäftsjahr zum 31. Dezember 2020 nach den International Financial Reporting Standards (IFRS) aufgestellt, die vom International Accounting Standards Board (IASB), London, veröffentlicht und von der Europäischen Union anerkannt worden sind.

Um die Übereinstimmung des Konzernlageberichts und des Konzernabschlusses der Wintershall Dea-Gruppe mit den anzuwendenden Rechnungslegungsregeln und die Ordnungsmäßigkeit der Unternehmensberichterstattung zu gewährleisten, haben wir wirksame interne Kontroll- und Steuerungssysteme eingerichtet.

Das von uns eingerichtete Risikomanagementsystem ist darauf ausgerichtet, dass der Vorstand wesentliche Risiken frühzeitig erkennen kann, um gegebenenfalls geeignete Maßnahmen zu ihrer Abwehr einleiten zu können. Die Zuverlässigkeit und Funktionsfähigkeit des internen Kontroll- und Risikomanagementsystems werden kontinuierlich von der internen Revision konzernweit geprüft.

Nach bestem Wissen versichern wir, dass gemäß den anzuwendenden Rechnungslegungsgrundsätzen der Konzernabschluss der Wintershall Dea-Gruppe ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Wintershall Dea-Gruppe vermittelt und im Konzernlagebericht der Wintershall Dea-Gruppe der Geschäftsverlauf einschließlich des Geschäftsergebnisses und die Lage der Wintershall Dea-Gruppe so dargestellt sind, dass ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild vermittelt wird sowie die wesentlichen Chancen und Risiken der voraussichtlichen Entwicklung der Wintershall Dea-Gruppe beschrieben sind.

Kassel/Hamburg, den 22. Februar 2021



Mehren



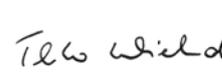
Smith



Dijkgraaf



Summers



Wieland

BESTÄTIGUNGSVERMERK DES UNABHÄNGIGEN ABSCHLUSSPRÜFERS

An die Wintershall Dea GmbH, Celle

Prüfungsurteile

Wir haben den Konzernabschluss der Wintershall Dea, Celle und ihrer Tochtergesellschaften (der Konzern) – bestehend aus der Konzernbilanz zum 31. Dezember 2020 und der Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung, der Konzerngesamtergebnisrechnung, der Konzerneigenkapitalveränderungsrechnung und der Konzernkapitalflussrechnung für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis 31. Dezember 2020, und den Konzernanhang, einschließlich einer Segmentberichterstattung sowie einer Zusammenfassung bedeutsamer Rechnungslegungsmethoden – geprüft. Darüber hinaus haben wir den Konzernlagebericht der Wintershall Dea GmbH für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis 31. Dezember 2020 geprüft. Die im Abschnitt ‚Sonstige Informationen‘ unseres Bestätigungsvermerks genannten Bestandteile des Konzernlageberichts haben wir in Einklang mit den deutschen gesetzlichen Vorschriften nicht inhaltlich geprüft.

Der Lagebericht enthält als ungeprüft gekennzeichnete, nicht vom Gesetz vorgesehene Querverweise auf einen separaten Nachhaltigkeitsbericht. Diese Querverweise sowie die Informationen, auf die sich die Querverweise beziehen, haben wir in Einklang mit den deutschen gesetzlichen Vorschriften nicht inhaltlich geprüft.

Nach unserer Beurteilung aufgrund der bei der Prüfung gewonnenen Erkenntnisse

- › entspricht der beigefügte Konzernabschluss in allen wesentlichen Belangen den IFRS, wie sie in der EU anzuwenden sind, und den ergänzend nach § 315e Abs. 1 HGB anzuwendenden deutschen gesetzlichen Vorschriften und vermittelt unter Beachtung dieser Vorschriften ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens- und Finanzlage des Konzerns zum 31. Dezember 2020 sowie seiner Ertragslage für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis 31. Dezember 2020 und
- › vermittelt der beigefügte Konzernlagebericht insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage des Konzerns. In allen wesentlichen Belangen steht dieser Konzernlagebericht in Einklang mit dem Konzernabschluss, entspricht den deutschen gesetzlichen Vorschriften und stellt die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend dar. Unser Prüfungsurteil zum Konzernlagebericht erstreckt sich nicht auf den Inhalt der im Abschnitt ‚Sonstige Informationen‘ genannten Bestandteile des Konzernlageberichts. Der Lagebericht enthält als ungeprüft gekennzeichnete, nicht vom Gesetz vorgesehene Querverweise auf einen separaten Nachhaltigkeitsbericht. Diese Querverweise sowie die Informationen, auf die sich die Querverweise beziehen, haben wir in Einklang mit den deutschen gesetzlichen Vorschriften nicht inhaltlich geprüft.

Gemäß § 322 Abs. 3 Satz 1 HGB erklären wir, dass unsere Prüfung zu keinen Einwendungen gegen die Ordnungsmäßigkeit des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts geführt hat.

Grundlage für die Prüfungsurteile

Wir haben unsere Prüfung des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts in Übereinstimmung mit § 317 HGB unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Abschlussprüfung durchgeführt. Unsere Verantwortung nach diesen Vorschriften und Grundsätzen ist im Abschnitt ‚Verantwortung des Abschlussprüfers für die Prüfung des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts‘ unseres Bestätigungsvermerks weitergehend beschrieben.

Wir sind von den Konzernunternehmen unabhängig in Übereinstimmung mit den deutschen handelsrechtlichen und berufsrechtlichen Vorschriften und haben unsere sonstigen deutschen Berufspflichten in Übereinstimmung mit diesen Anforderungen erfüllt. Wir sind der Auffassung, dass die von uns erlangten Prüfungsnachweise ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unsere Prüfungsurteile zum Konzernabschluss und zum Konzernlagebericht zu dienen.

Sonstige Informationen

Die gesetzlichen Vertreter bzw. der Aufsichtsrat sind für die sonstigen Informationen verantwortlich. Die sonstigen Informationen umfassen den Geschäftsbericht. Die sonstigen Informationen umfassen ebenfalls die folgenden nicht inhaltlich geprüften Bestandteile des Konzernlageberichts:

- › die im Konzernlagebericht enthaltenen lageberichtsfremden und als ungeprüft gekennzeichneten Angaben.

Die sonstigen Informationen umfassen nicht den Konzernabschluss, die inhaltlich geprüften Konzernlageberichtsangaben sowie unseren dazugehörigen Bestätigungsvermerk.

Unsere Prüfungsurteile zum Konzernabschluss und zum Konzernlagebericht erstrecken sich nicht auf die sonstigen Informationen, und dementsprechend geben wir weder ein Prüfungsurteil noch irgendeine andere Form von Prüfungsschlussfolgerung hierzu ab.

Im Zusammenhang mit unserer Prüfung haben wir die Verantwortung, die sonstigen Informationen zu lesen und dabei zu würdigen, ob die sonstigen Informationen

- › wesentliche Unstimmigkeiten zum Konzernabschluss, den inhaltlich geprüften Konzernlageberichtsangaben oder unseren bei der Prüfung erlangten Kenntnissen aufweisen oder
- › anderweitig wesentlich falsch dargestellt erscheinen.

Verantwortung der gesetzlichen Vertreter und des Aufsichtsrats für den Konzernabschluss und den Konzernlagebericht

Die gesetzlichen Vertreter sind verantwortlich für die Aufstellung des Konzernabschlusses, der den IFRS, wie sie in der EU anzuwenden sind, und den ergänzend nach § 315e Abs. 1 HGB anzuwendenden deutschen gesetzlichen Vorschriften in allen wesentlichen Belangen entspricht, und dafür, dass der Konzernabschluss unter Beachtung dieser Vorschriften ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns vermittelt. Ferner sind die gesetzlichen Vertreter verantwortlich für die internen Kontrollen, die sie als notwendig bestimmt haben, um die Aufstellung eines Konzernabschlusses zu ermöglichen, der frei von wesentlichen – beabsichtigten oder unbeabsichtigten – falschen Darstellungen ist.

Bei der Aufstellung des Konzernabschlusses sind die gesetzlichen Vertreter dafür verantwortlich, die Fähigkeit des Konzerns zur Fortführung der Unternehmenstätigkeit zu beurteilen. Des Weiteren haben sie die Verantwortung, Sachverhalte in Zusammenhang mit der Fortführung der Unternehmenstätigkeit, sofern einschlägig, anzugeben. Darüber hinaus sind sie dafür verantwortlich, auf der Grundlage des Rechnungslegungsgrundsatzes der Fortführung der Unternehmenstätigkeit zu bilanzieren, es sei denn, es besteht die Absicht den Konzern zu liquidieren oder der Einstellung des Geschäftsbetriebs oder es besteht keine realistische Alternative dazu.

Außerdem sind die gesetzlichen Vertreter verantwortlich für die Aufstellung des Konzernlageberichts, der insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage des Konzerns vermittelt sowie in allen wesentlichen Belangen mit dem Konzernabschluss in Einklang steht, den deutschen gesetzlichen Vorschriften entspricht und die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend darstellt. Ferner sind die gesetzlichen Vertreter verantwortlich für die Vorkehrungen und Maßnahmen (Systeme), die sie als notwendig erachtet haben, um die Aufstellung eines Konzernlageberichts in Übereinstimmung mit den anzuwendenden deutschen gesetzlichen Vorschriften zu ermöglichen, und um ausreichende geeignete Nachweise für die Aussagen im Konzernlagebericht erbringen zu können.

Der Aufsichtsrat ist verantwortlich für die Überwachung des Rechnungslegungsprozesses des Konzerns zur Aufstellung des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts.

Verantwortung des Abschlussprüfers für die Prüfung des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts

Unsere Zielsetzung ist, hinreichende Sicherheit darüber zu erlangen, ob der Konzernabschluss als Ganzes frei von wesentlichen – beabsichtigten oder unbeabsichtigten – falschen Darstellungen ist, und ob der Konzernlagebericht insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage des Konzerns vermittelt sowie in allen wesentlichen Belangen mit dem Konzernabschluss sowie mit den bei der Prüfung gewonnenen Erkenntnissen in Einklang steht, den deutschen gesetzlichen Vorschriften entspricht und die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend darstellt, sowie einen Bestätigungsvermerk zu erteilen, der unsere Prüfungsurteile zum Konzernabschluss und zum Konzernlagebericht beinhaltet.

Hinreichende Sicherheit ist ein hohes Maß an Sicherheit, aber keine Garantie dafür, dass eine in Übereinstimmung mit § 317 HGB unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Abschlussprüfung durchgeführte Prüfung eine wesentliche falsche Darstellung stets aufdeckt. Falsche Darstellungen können aus Verstößen oder Unrichtigkeiten resultieren und werden als wesentlich angesehen, wenn vernünftigerweise erwartet werden könnte, dass sie einzeln oder insgesamt die auf der Grundlage dieses Konzernabschlusses und Konzernlageberichts getroffenen wirtschaftlichen Entscheidungen von Adressaten beeinflussen.

Während der Prüfung üben wir pflichtgemäßes Ermessen aus und bewahren eine kritische Grundhaltung. Darüber hinaus

- › identifizieren und beurteilen wir die Risiken wesentlicher – beabsichtigter oder unbeabsichtigter – falscher Darstellungen im Konzernabschluss und im Konzernlagebericht, planen und führen Prüfungshandlungen als Reaktion auf diese Risiken durch sowie erlangen Prüfungsnachweise, die ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unsere Prüfungsurteile zu dienen. Das Risiko, dass wesentliche falsche Darstellungen nicht aufgedeckt werden, ist bei Verstößen höher als bei Unrichtigkeiten, da Verstöße betrügerisches Zusammenwirken, Fälschungen, beabsichtigte Unvollständigkeiten, irreführende Darstellungen bzw. das Außerkraftsetzen interner Kontrollen beinhalten können.
- › gewinnen wir ein Verständnis von dem für die Prüfung des Konzernabschlusses relevanten internen Kontrollsystem und den für die Prüfung des Konzernlageberichts relevanten Vorkehrungen und Maßnahmen, um Prüfungshandlungen zu planen, die unter den gegebenen Umständen angemessen sind, jedoch nicht mit dem Ziel, ein Prüfungsurteil zur Wirksamkeit dieser Systeme abzugeben.
- › beurteilen wir die Angemessenheit der von den gesetzlichen Vertretern angewandten Rechnungslegungsmethoden sowie die Vertretbarkeit der von den gesetzlichen Vertretern dargestellten geschätzten Werte und damit zusammenhängenden Angaben.
- › ziehen wir Schlussfolgerungen über die Angemessenheit des von den gesetzlichen Vertretern angewandten Rechnungslegungsgrundsatzes der Fortführung der Unternehmenstätigkeit sowie, auf der Grundlage der erlangten Prüfungsnachweise, ob eine wesentliche Unsicherheit im Zusammenhang mit Ereignissen oder Gegebenheiten besteht, die bedeutsame Zweifel an der Fähigkeit des Konzerns zur Fortführung der Unternehmenstätigkeit aufwerfen können. Falls wir zu dem Schluss kommen, dass eine wesentliche Unsicherheit besteht, sind wir verpflichtet, im Bestätigungsvermerk auf die dazugehörigen Angaben im Konzernabschluss und im Konzernlagebericht aufmerksam zu machen oder, falls diese Angaben unangemessen sind, unser jeweiliges Prüfungsurteil zu modifizieren. Wir ziehen unsere Schlussfolgerungen auf der Grundlage der bis zum Datum unseres Bestätigungsvermerks erlangten Prüfungsnachweise. Zukünftige Ereignisse oder Gegebenheiten können jedoch dazu führen, dass der Konzern seine Unternehmenstätigkeit nicht mehr fortführen kann.
- › beurteilen wir die Gesamtdarstellung, den Aufbau und den Inhalt des Konzernabschlusses einschließlich der Angaben sowie ob der Konzernabschluss die zugrunde liegenden Geschäftsvorfälle und Ereignisse so darstellt, dass der Konzernabschluss unter Beachtung der IFRS, wie sie in der EU anzuwenden sind, und der ergänzend nach § 315e Abs. 1 HGB anzuwendenden deutschen gesetzlichen Vorschriften ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns vermittelt.



- › holen wir ausreichende geeignete Prüfungsnachweise für die Rechnungslegungsinformationen der Unternehmen oder Geschäftstätigkeiten innerhalb des Konzerns ein, um Prüfungsurteile zum Konzernabschluss und zum Konzernlagebericht abzugeben. Wir sind verantwortlich für die Anleitung, Überwachung und Durchführung der Konzernabschlussprüfung. Wir tragen die alleinige Verantwortung für unsere Prüfungsurteile.

- › beurteilen wir den Einklang des Konzernlageberichts mit dem Konzernabschluss, seine Gesetzesentsprechung und das von ihm vermittelte Bild von der Lage des Konzerns.

- › führen wir Prüfungshandlungen zu den von den gesetzlichen Vertretern dargestellten zukunftsorientierten Angaben im Konzernlagebericht durch. Auf Basis ausreichender geeigneter Prüfungsnachweise vollziehen wir dabei insbesondere die den zukunftsorientierten Angaben von den gesetzlichen Vertretern zugrunde gelegten bedeutsamen Annahmen nach und beurteilen die sachgerechte Ableitung der zukunftsorientierten Angaben aus diesen Annahmen. Ein eigenständiges Prüfungsurteil zu den zukunftsorientierten Angaben sowie zu den zugrunde liegenden Annahmen geben wir nicht ab. Es besteht ein erhebliches unvermeidbares Risiko, dass künftige Ereignisse wesentlich von den zukunftsorientierten Angaben abweichen.

Wir erörtern mit den für die Überwachung Verantwortlichen unter anderem den geplanten Umfang und die Zeitplanung der Prüfung sowie bedeutsame Prüfungsfeststellungen, einschließlich etwaiger Mängel im internen Kontrollsystem, die wir während unserer Prüfung feststellen.

Frankfurt am Main, den 22. Februar 2021

KPMG AG
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Wetzel
Wirtschaftsprüfer

Strzalkowski
Wirtschaftsprüfer

Glossar

1, 2, 3

1P Reserven (proved reserves – sichere Reserven)

jene Mengen an Erdöl, die auf Basis einer Analyse geowissenschaftlicher und ingenieurwissenschaftlicher Daten mit hinreichender Wahrscheinlichkeit als kommerziell verwertbar angesehen werden können – ab einem bestimmten Datum, aus bekannten Reservoirs und unter definierten wirtschaftlichen Bedingungen, Verfahrensweisen und gesetzlichen Bestimmungen.

2C-Ressourcen (contingent resources – bedingte Ressourcen)

jene Mengen an Erdöl, die zu einem bestimmten Datum aus bekannten Ablagerungen durch den Einsatz von Entwicklungsprojekten als potenziell förderbar eingeschätzt werden, aktuell jedoch aufgrund einer oder mehrerer Kontingenzen nicht als kommerziell verwertbar angesehen werden.

2P-Reserven (proved plus probable reserves – sichere und wahrscheinliche Reserven)

1P Reserven zuzüglich jener weiterer Reserven, die aufgrund geowissenschaftlicher und ingenieurwissenschaftlicher Daten mit geringerer Wahrscheinlichkeit als förderbar eingeschätzt werden.

A

Achimov 4 & 5

Block 4A und 5A der Achimov-Formation des Urengoi Öl-, Gas- und Kondensat-Feldes

ADNOC

Abu Dhabi National Oil Company

AG

Aktiengesellschaft

ANP

Agencia Nacional de Petroleo, Gas Natural and Biofuels

B

BaFin

Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht

BOE

Barrel Öläquivalente

C

CAPEX

Investitionen

CCS

CO₂-Abscheidung und -Speicherung

CDP

Carbon Disclosure Project

COP 21

21st Conference of the Parties

COSO

Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission

CSR

Corporate Social Responsibility

CTA

Contractual Trust Arrangements

CVA

Bewertungsanpassungen für Kontrahentenausfallrisiken (Credit Valuation Adjustment)

D

DVA

Bewertungsanpassungen für das eigene Risiko (Debit valuation adjustment)

E

EBITDAX

Ergebnis vor Zinsen, Steuern, Exploration und Abschreibungen auf Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte ist eine Unternehmenskennzahl für das operative Ergebnis in der Öl- und Gasindustrie.

ECB (EZB)

Europäische Zentralbank

**EEA (EWR)**

Europäischer Wirtschaftsraum

EGAS

Egyptian Natural Gas Holding Company

EGPC

Egyptian General Petroleum Corporation

EOR

Enhanced Oil Recovery

EPSA

Abkommen zur Exploration und Produktionsaufteilung

ESP

Electric submersible pumps – elektrische Tauchkreislumpen

ETP

Energy Transition Pathway – unser Beitrag zur Energiewende

EuG

Gericht der Europäischen Union

EURIBOR

European Interbank Offered Rate

F**F&D**

Finding and Development (Exploration und Feldesentwicklung)

FCF

Free Cashflow

FEED

Front End Engineering Design

FID

Finale Investitionsentscheidung

FLAGS pipeline

Far North Liquids and Associated Gas System – Erdgaspipeline in der Nordsee

FPSO

Schwimmende Anlage zur Förderung, Lagerung und Entladung

FTE

Beschäftigte (Vollzeitäquivalent)

FVPL

Fair Value through Profit or Loss

G**GRI**

Global Reporting Initiative

H**HGB**

Handelsgesetzbuch

HSEQ

Gesundheit, Sicherheit, Umwelt & Qualität

I**IAS**

International Accounting Standards

IASB

International Accounting Standards Board

IEA

International Energy Agency

IFRIC

International Financial Reporting Interpretation Committee

IFRS

International Financial Reporting Standards, wie vom International Accounting Standards Board herausgegeben und von der Europäischen Union übernommen

IG BCE

Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie

ILO

International Labour Organization

IOGP

International Association of Oil and Gas Producers

ITO

Unabhängiger Übertragungsnetzbetreiber



J
JOA

Joint Operating Agreement

JOC

Joint Operating Company

L
LATAM

Lateinamerika

LIBOR

London Interbank Offered Rate

LNG

verflüssigtes Erdgas (Liquefied natural gas)

LTI

Long-Term Incentive – Langfristige Anreizwirkung

LTIF

Lost Time Incident Frequency Rate – unfallbedingte Ausfalltage

M
MEG

Monoethylenglykol, ein weit verbreiteter Hydratinhibitor zur Verringerung des Risikos der Hydratbildung in Pipelines

MENA

Nahe Osten/Nordafrika

mscf

Tausend Standard Kubikfuß

MTP

Mittelfristplanung

N
NBP

National Balancing Point (UK), Virtueller Handelsplatz für Erdgas im Vereinigten Königreich

NGL

Natural Gas Liquids – Erdgaskondensate

Net RAB

(Netto) Regulatorische Kapitalbasis

NOC

National Oil Corporation in Libyen

No-Flare

No Flaring von Gas

O
OCI

Sonstiges Ergebnis (Other Comprehensive Income)

OE

Öläquivalente

OGCI

Oil and Gas Climate Initiative

OPEX

Operative Aufwendungen

P
PRMS

Petroleum Resource Management System

R
RAB

Regulated Asset Base – Regulatorische Kapitalbasis

RCF

Revolvierende Kreditfazilität - Revolving Credit Facility

S
SA-CCR

Standardisierter Ansatz für Kontrahentenausfallrisiko
(Standardised Approach to Counterparty Credit Risk)

SCF

Standard Kubikfuß

Scope 1-Emissionen

Direkte THG-Emissionen

Scope 2-Emissionen

Indirekte THG-Emissionen, die bei der Erzeugung des vom Unternehmen extern zugekauften Stroms, Dampf oder Wärme entstehen

Scope 3-Emissionen

Andere indirekte THG-Emissionen, die in der Wertschöpfungskette des Unternehmens entstehen, jedoch aus Quellen stammen, die nicht Eigentum des Unternehmens sind oder von diesem kontrolliert werden

SDG

Ziele der Vereinten Nationen zur nachhaltigen Entwicklung

Shareholders

BASF und LetterOne

SOO

Sarir Oil Operations

SPE

Society of Petroleum Engineers

STI

Short-Term Incentive - Kurzfristige Anreizwirkung

T**TCFD**

Arbeitsgruppe zur klimabezogenen
Finanzberichterstattung

TOE

Tonnen Öläquivalente

THG

Treibhausgas

TRIR

Gesamtunfallrate pro eine Million Arbeitsstunden

TSO

Transmission System Operator –
Übertragungsnetzbetreiber

TTF

Title Transfer Facility (The Netherlands), Virtueller
Handelspunkt für Erdgas in den Niederlanden

U**Upstream (Business)**

Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas

W**WACC**

Gewichtete Kapitalkosten (Weighted average cost
of capital)

WDO

Joint Venture Wolgodeminoil

WI

Working interest

WIAG

Wintershall Aktiengesellschaft

WIGA

WIGA Transport Beteiligungs-GmbH & Co. KG

WPC

World Petroleum Council

Impressum

Herausgeber

Wintershall Dea GmbH
Friedrich-Ebert-Straße 160
34119 Kassel, Deutschland

Wintershall Dea GmbH
Überseering 40
22297 Hamburg, Deutschland

www.wintershalldea.com

Konzept und Gestaltung

Wintershall Dea GmbH,
Friedrich-Ebert-Straße 160, 34119 Kassel

Jung von Matt/BRAND IDENTITY GmbH,
Glashüttenstraße 79, 20357 Hamburg

Veröffentlichungstermin

24. Februar 2021

Der Geschäftsbericht 2020 der Wintershall Dea GmbH liegt jeweils in deutscher und englischer Sprache vor.

Nachdruck, auch auszugsweise, nur mit schriftlicher Genehmigung des Herausgebers.

Sie erhalten den Geschäftsbericht 2020 als pdf-Datei im Internet:
<https://wintershalldea.com/de/investor-relations>

Kontakt

Investor Relations

T +49 40 6375-2856
ir@wintershalldea.com
<https://wintershalldea.com/de/investor-relations>

Unternehmenskommunikation

T +49 561 301-3301
press@wintershalldea.com
<https://wintershalldea.com/de/newsroom>

Bildnachweise

Seite 7: Frank Schinski
Seite 23: Wintershall Dea/Flying Focus
Seite 27: Romanus Fuhrmann
Seite 29: Thor Oliverson
Seite 30: Press Service of the Governor of Yamal-Nenets Autonomous District
Seite 31: Romanus Fuhrmann
Seite 32: Getty Images
Seite 38: Frank Schinski
Seite 42: Romanus Fuhrmann
Seite 44: Fuglefjellet
Seite 46: Christel Stock
Seite 47: Christian O. Bruch, Sebastian Weihs
Seite 50: Rolf Skjong
Seite 51: Thor Oliverson
Seite 55: Georgy Pavlovsky
Seite 57: Frank Herfort
Seite 59: Nermin Usama
Seite 61: BP
Seite 63: Picasa
Seite 64: Alejandro Kirchuk
Seite 76: Getty Images
Seite 77: Getty Images
Seite 78: fotolia, Nikita Gonin
Seite 79: Getty Images
Seite 80: Studio Florian Arva
Seite 81: Getty Images



wintershall dea

Wintershall Dea GmbH
Friedrich-Ebert-Straße 160
34119 Kassel
T +49 561 301-0

Überseering 40
22297 Hamburg
T +49 40 6375-0

info@wintershalldea.com
www.wintershalldea.com