

#### WINTERSHALL DEA

# LANGFRISTIGES ENGAGEMENT UND ENGE PARTNERSCHAFT

### Gas- und Ölförderung für die europäische Energieversorgung

Norwegen ist der wichtigste Erdgas- und Erdöllieferant Europas. Deutschland importiert jedes Jahr jeden dritten Kubikmeter seines Erdgasbedarfs aus Norwegen. Seit fast 50 Jahren ist Wintershall Dea, Deutschlands führender international tätiger Erdgas- und Erdölproduzent, in Norwegen aktiv. Wintershall Dea ist einer der größten Gasproduzenten auf dem norwegischen Kontinentalschelf. Heute hält Wintershall Dea rund 100 Lizenzen – davon circa ein Viertel als Betriebsführer – und produzierte 2022 täglich 170.000 Barrel Öläguivalent (boe). Gleichzeitig arbeitet Wintershall Dea weiterhin daran, neue Funde auf dem Schelf in die Entwicklungs- und Produktionsphase zu überführen. Norwegen ist eine wichtige Säule für Wintershall Deas CCS- und Wasserstoffprojekte. Wintershall Dea ist Betriebsführer der Unterwasserfelder Nova, Vega und Maria, die an bestehende, Topside Plattformen auf dem Schelf angebunden sind und das operierte Dvalin-Feld befindet sich auf dem Weg zur Inbetriebnahme. Als Lizenzpartner ist das Unternehmen außerdem an produzierenden Feldern und Erschließungen beteiligt, darunter Skarv, Njord, Aasta Hansteen, Snorre, Gjøa und Snøhvit.



Norwegen ist eines der wichtigsten Produktionsländer von Wintershall Dea. Das Unternehmen exploriert und produziert in der Nordsee, in der Norwegischen See und in der Barentssee.

Factsheet Wintershall Dea Februar 2023

## **EXPLORATION**

#### Die Suche nach Gas und Öl

Wintershall Dea besitzt etwa 50 vielversprechende Explorationslizenzen auf dem gesamten Norwegischen Kontinentalschelf. Die meisten von ihnen befinden sich in der Norwegischen See und der Nordsee. In der APA-Lizenzrunde 2022 (Awards in Predefined Areas) erhielt Wintershall Dea Norge elf Lizenzen, davon drei als Betriebsführer. Der Großteil dieser Lizenzen befindet sich in Kerngebieten von Wintershall Dea, die meisten in der Nähe bestehender Infrastruktur, was eine schnelle Entwicklung potenzieller Funde ermöglicht.

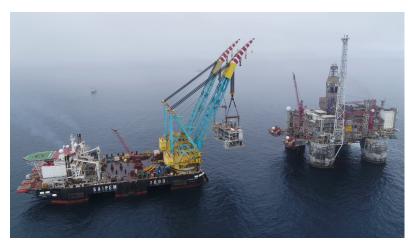


Ein Template für die Unterwasserproduktion wird verladen.

## **ENTWICKLUNG**

#### Dvalin North: Effizientes Unterwasser Tieback

Mit dem Gasfeld Dvalin North hat Wintershall Dea im Jahr 2021 den größten Fund auf dem norwegischen Kontinentalschelf gemacht. Es enthält schätzungsweise rund 84 Millionen Barrel Öläquivalent und soll über das Feld Dvalin mit der Plattform Heidrun verbunden werden. Die Inbetriebnahme von Dvalin North ist für Ende 2026 geplant.



Das Schwerlastschiff Saipem 7000 hebt das Dvalin-Gasaufbereitungsmodul auf die Heidrun-Plattform.

#### Dvalin: Unterwasserförderung von Erdgas

Das Gasfeld Dvalin in der Norwegischen See, rund 15 Kilometer nordwestlich des Feldes Heidrun, wird von Wintershall Dea betrieben. Das Feld befindet sich auf dem Weg zur Inbetriebnahme und soll die Position von Wintershall Dea als einem der führenden Unterwasser-Betriebsführer in Norwegen weiter stärken. Dvalin soll im Plateau-Betrieb täglich so viel Gas produzieren, dass damit mehr als zwei Millionen deutsche Haushalte geheizt werden können. Die geschätzten Reserven des Feldes belaufen sich auf rund 113 Millionen boe (gemäß PDO, Plan for Development and Operations). Dvalin wurde mit einem Unterwasser-Förderungssystem erschlossen, das ein Template auf dem Meeresboden mit vier Produktions-bohrungen umfasst, die mit der Heidrun-Plattform verbunden sind. Das Gas wird über die Polarled-Pipeline von Heidrun exportiert und wird zum Nyhamna-Gasterminal transportiert werden, bevor es an Kunden in Europa exportiert wird.

## **PRODUKTION**

#### Nova: Unterwasserinstallation made in Norway

Das Nova-Feld in der Nähe von Gjøa in der nördlichen Nordsee wird von Wintershall Dea betrieben und wurde im Sommer 2022 in Betrieb genommen. Das Feld besteht aus zwei Unterwasser-Templates, die mit der Gjøa-Hauptplattform verbunden sind, die in erster Linie mit Wasserkraft von Land aus gespeist wird. Die Nutzung der vorhandenen Infrastruktur ermöglicht eine intelligente Gewinnung der Ressourcen in der Lagerstätte in 2.570 Metern Tiefe unter dem Meeresspiegel. Die erwarteten förderbaren Bruttoreserven werden auf etwa 90 Millionen Barrel Öläquivalent geschätzt.

#### Maria: Unterwasserinstallation in der Norwegischen See

Maria ist das erste Feld, das Wintershall Dea in Norwegen als Betriebsführer über die gesamte Entwicklungsstrecke geführt hat – vom Fund bis zur Produktion. Das Feld wurde 2010 von Wintershall Dea entdeckt und nach der Genehmigung des Entwicklungs- und Betriebsplans (PDO) 2015 im Dezember 2017 in die Produktion überführt. 2022 hat Wintershall Dea den PDO für Maria Phase 2 eingereicht. Er umfasst die Installation eines neuen Templates mit sechs Bohrlöchern im südlichen Teil des Feldes und soll die Gesamtreserven des Feldes um rund 22 Millionen Barrel Öläquivalent erweitern. Die voraussichtliche Betriebsdauer des Maria-Feldes reicht bis 2040.

Bohrplattform Scarabeo 8 in der norwegischen Nordsee.

Das Feld liegt im Haltenbanken-Gebiet in der südlichen Norwegischen See, etwa 200 Kilometer vor der Küste von Kristiansund. Für die Entwicklung des Feldes wurden zwei Unterwasserinstallationen in einer Wassertiefe von 300 Metern an die nahegelegenen Plattformen Kristin, Heidrun und Åsgard B angeschlossen. Durch dieses Entwicklungskonzept nutzt Wintershall Dea die bereits bestehende Infrastruktur für die eigene Förderung und verlängert gleichzeitig die Lebensdauer der angrenzenden Felder.



#### Vega: Wegweisendes Unterwasserfeld

Vega ist ein eigenoperiertes Gas- und Kondensatfeld im nördlichen Teil der Nordsee, 28 Kilometer westlich von Gjøa, und war das erste norwegische Unterwasserfeld, das Wintershall Dea in Produktion brachte. Das Feld wird mit drei Unterwasser-Templates erschlossen, die mit einem einzigen Host verbunden sind. Die Förderung wird nach Gjøa transportiert und dort verarbeitet. Wintershall Dea hat in der ersten Hälfte des Jahres 2022 eine Infill-Kampagne mit drei Bohrungen abgeschlossen. Die Kampagne wurde sicher und unter dem Budget abgeschlossen.

#### Njord: Neustart für das Feld

Die Produktion des von Equinor betriebenen Öl- und Gasfelds Njord, das sich zu 50 Prozent im Besitz von Wintershall Dea befindet, begann 1997. Nachdem das Feld 2016 für umfangreiche Modernisierungsarbeiten an Land stillgelegt wurde, konnte die Produktion Ende 2022 wieder aufgenommen werden. Mit dem Re-Development-Projekt wird die Lebensdauer des Feldes um weitere 20 Jahre verlängert. Der Großteil der künftigen Produktion von Njord wird aus Gas bestehen. Das Feld besteht aus Njord A, einer schwimmenden integrierten Stahlplattform, und Njord B, einem schwimmenden Speicherschiff (FSU: Floating Storage Unit).

#### Aasta Hansteen: Norwegens größte schwimmende SPAR-Plattform

Mit dem Produktionsstart des von Equinor betriebenen Gasfeldes Aasta Hansteen Ende 2018 hat Wintershall Dea seine Position als einer der größten Produzenten in Norwegen weiter gestärkt. Aasta Hansteen ist das tiefste Feld in Norwegen und eines der technisch fortschrittlichsten Projekte auf dem norwegischen Kontinentalschelf. Der Betreiber hat zusammen mit den Lizenzpartnern erfolgreich die erste schwimmende SPAR-Plattform ("SPAR: Single Point Anchor Reservoir" – Plattform-Verankerung an einem Punkt am Meeresboden) in Norwegen entwickelt – zugleich die größte ihrer Art weltweit.

Das Feld leistet einen bedeutenden Beitrag zur jährlichen norwegischen Gesamtgasproduktion und trägt damit zur Sicherung der Energieversorgung Europas bei. Die norwegische Erdölbehörde (Norwegian Petroleum Directorate) prognostiziert, dass Aasta Hansteen während seiner Lebensdauer 58 Milliarden Standardkubikmeter (Sm³) Erdgas und 0,6 Milliarden Sm³ Kondensat (369 Millionen Barrel Öläquivalent) liefern wird. Wintershall Dea ist mit 24 Prozent der zweitgrößte Anteilseigner an Aasta Hansteen.

### Skarv: Spitzenproduktion in der Norwegischen See



Das Skarv-Feld wurde 1998 entdeckt und befindet sich knapp südlich des Polarkreises, 210 Kilometer vor der Küste von Sandnessjøen. Wintershall Dea ist einer der Haupteigner des Feldes, und die Produktion aus Skarv und den nahe gelegenen Lagerstätten ist ein wichtiger Bestandteil des diversifizierten Portfolios des Unternehmens. Die FPSO Skarv dient als Drehscheibe für andere Entwicklungen in diesem Gebiet, und zwei kürzlich genehmigte Felder, Idun North und Alve North, werden die Position von Wintershall Dea in diesem Gebiet stärken.

Die schwimmende Njord A-Platform in der norwegischen See.

#### Carbon Management and Wasserstoff

Norwegen ist eine Kernregion für die Umsetzung des Energy Transition Pathway von Wintershall Dea und ihres ehrgeizigen Plans, bis zum Jahr 2040 weltweit bis zu 30 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr einzusparen. Politische und gesellschaftliche Unterstützung für die CCS-Technologie, eine hervorragende Infrastruktur, eine hochqualifizierte Industrie und die Stärke der deutsch-norwegischen Energiepartnerschaft machen Norwegen zu einem attraktiven Schwerpunkt für die Pläne von Wintershall Dea.

Carbon Capture and Storage (CCS) und kohlenstoffarmer Wasserstoff aus Erdgas spielen eine Schlüsselrolle, wenn Europa seine Klimaziele und das Netto-Null-Ziel erreichen will. Wintershall Dea plant, CO2 aus dem industriellen Herzen Europas abzuscheiden und sicher in unterirdischen Lagerstätten in der norwegischen Nordsee zu speichern. Außerdem will das Unternehmen norwegisches Erdgas nutzen, um kohlenstoffarmen Wasserstoff zu erzeugen, der die europäische Industrie der Zukunft antreiben wird.

Im Jahr 2022 hat Wintershall Dea mit Luna ihre erste CO<sub>2</sub>-Speicherlizenz in Norwegen erhalten. Sie liegt 120 Kilometer westlich von Bergen und hat eine geschätzte CO<sub>2</sub>-Speicherkapazität von bis zu fünf Millionen Tonnen pro Jahr. Darüber hinaus haben Wintershall Dea und Equinor eine Vereinbarung über die Entwicklung einer umfassenden und sicheren Wertschöpfungskette zur Abscheidung und Speicherung von CO<sub>2</sub> getroffen, die kontinentaleuropäische CO<sub>2</sub>-Emittenten mit Offshore-Speicherstätten auf dem norwegischen Festlandsockel verbindet. In einer ersten Phase ist der Transport per Schiff und eine Pipeline vorgesehen, die ab 2037 eine Kapazität von 20 bis 40 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr bedienen könnte. Mit dem Projekt BlueHyNow plant Wintershall Dea, norwegisches Erdgas zur Produktion von blauem Wasserstoff zu nutzen und den Energiestandort Wilhelmshaven mitzugestalten. Dort will das Unternehmen über 200.000 Kubikmeter Wasserstoff pro Stunde produzieren.

### Wintershall Dea in Norwegen: Auf einen Blick

- Markteintritt: 1973
- Operierte Felder: Nova, Dvalin, Maria, Vega
- Wichtige von Partnern
  betriebene Felder:
  Aasta Hansteen, Skarv, Gjøa, Edvard
  Grieg, Njord
- Tagesproduktion (2022): 170 mboe
- Lizenzen: rund 100
- Norwegens f\u00f6rderbare KWS-Reserven\*: 8,3 Milliarden Sm³
- Norwegens f\u00f6rderbare Gesamt-Reserven\*: 15,86 Milliarden Sm³, einschlie\u00dflich bereits produzierter Mengen
- Etwa die H\u00e4lfte der Gesamtreserven im Portfolio liegen in der Nordsee, ein knappes Drittel in der Norwegischen See und etwa ein F\u00fcnftel in der Barentssee.
- Quelle: The Norwegian Petroleum Directorate Resource Report 2022 (https://www.npd.no/en/ facts/publications/reports/resource-report/ resource-report-2022/2-remaining-petroleumresources/)

Wintershall Dea AG Corporate Communications Friedrich-Ebert-Str. 160 34119 Kassel Germany Fragen?
Bitte sprechen Sie uns gerne an!
Telefon +49 561 301-3301
press@wintershalldea.com
wintershalldea.com









