

# 15

## RØRLEIDNINGAR OG LANDANLEGG





Figur 15.1 Eksisterende og planlagte rørledningar  
(Kjelde: Oljedirektoratet)

I transportkapasitetane er det lagt til grunn standardføresetnader for trykkforholda og energiinnhaldet i gassen, vedlikehaldsdagar og fleksibilitet i drifta.

## Gassled-rørleidningar

### Operatør: Gassco AS

#### Rettshavarar:

Petoro AS <sup>1</sup>	38,459 %
Statoil Petroleum AS	32,102 %
Total E&P Norge AS	7,783 %
ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	9,428 %
A/S Norske Shell	5,319 %
Norsea Gas AS	2,726 %
ConocoPhillips Skandinavia AS	1,996 %
Eni Norge AS	1,525 %
DONG E&P Norge AS	0,662 %

<sup>1</sup> Petoro AS er rettshavar for Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). Petoros deltakardel i Gassled skal aukast med om lag 8 prosent med verknad frå 01.01.2011, og deltakardelane til dei andre partane skal justerast med verknad frå same datoen.

Regjeringa bad våren 2001 dei aktuelle selskapa om å etablere ein heilskapleg eigarstruktur for gass-eksport. I Gassled er eigargrupperingane i ni gasstransportanlegg slått saman til eitt interessentskap. Gassled-eigaravtalen blei underskriven 20.12.2002 med verknad frå 01.01.2003. Konsesjonsperioden for Gassled varer til 2028.

Gassled omfattar: Europipe I, Europipe II, Franpipe, Norpipe, Oseberg Gasstransport, Statpipe, Tampen Link, Vesterled, Zeepipe, Åsgard Transport, Langeled, Norne Gasstransportsystem, Kvitebjørn gassrør, Kollsnes gassbehandlingsanlegg og Kårstø gassbehandlings- og kondensatanlegg. Mottaks-terminalene for norsk gass i Tyskland, Belgia, Frankrike og Storbritannia er helt eller delvis eigd av Gassled. Gassled er organisert i ulike soner for tilgjenge og tariffing. Gassco koordinerer og styrer gasstraumane gjennom eit nettverk på om lag 7800 kilometer rørleidningar, og handterer all transport av norsk gass til marknadene.

### Europipe I

Europipe I startar ved stigerørinnretninga Draupner E og endar i Emden i Tyskland. Europipe I blei sett i drift i 1995. Rørleidningen har ein diameter på 40 tommar, han er 620 kilometer lang og har ein kapasitet på 45–54 millionar Sm<sup>3</sup> per dag, avhengig av driftsmodusen. Europipe I er bygt for ei levetid på 50 år. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 23,3 milliardar 2010-kroner. Investeringane inkluderer, i tillegg til rørleidningen, terminalen i Dornum og Europipe Metering Station (EMS) i Emden.

(Avtale mellom Noreg og Tyskland om overføring av gass frå den norske kontinentalsokkelen og andre område gjennom ein rørleidning til Tyskland (Europipe-avtalen), referert i St.prp. nr. 60 (1992–93) og Innst. S. nr. 164 (1992–93).)

### **Europipe II**

Europipe II startar på Kårstø og endar i Dornum i Tyskland, Europipe Receiving Facilities (ERF). Rørleidningen blei sett i drift i 1999. Europipe II har ein diameter på 42 tomnar, er 658 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 74 millionar Sm<sup>3</sup> per dag. Europipe II er bygt for ei levetid på 50 år. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 10,5 milliardar 2010-kroner.

(Tilleggsavtale 19.05.1999 til Europipe-avtalen (referert i St.prp. nr. 60 (1992–93) og Innst. S. nr. 164 (1992–93)) om overføring av gass frå Noreg gjennom ein ny rørleidning (Europipe II) til Tyskland, ratifisert i samsvar med kgl.res. 14.09.2001.)

### **Franpipe**

Franpipe startar ved stigerørrinnretninga Draupner E i Nordsjøen og endar ved mottaksterminalen i Dunkerque i Frankrike. Gassled-interessentskapet eig 65 prosent av terminalen og GDF SUEZ 35 prosent. Rørleidningen blei sett i drift i 1998. Franpipe har ein diameter på 42 tomnar, er 840 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 54 millionar Sm<sup>3</sup> per dag. Franpipe er bygt for ei levetid på 50 år. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 10,9 milliardar 2010-kroner.

(Avtale mellom Noreg og Frankrike om overføring av gass frå den norske kontinentalsokkelen og andre område gjennom ein rørleidning til Frankrike, referert i St.prp. nr. 44 (1996–97) og Innst. S. nr. 172 (1996–97).)

### **Norpipe Gassrør**

Norpipe startar ved Ekofisk og endar ved Norse Gas-terminalen i Emden i Tyskland. Norse Gas-terminalen, som Gassled også eig, reinsar og målar gassen før han blir distribuert vidare. Rørleidningen blei sett i drift i 1977. Norpipe har ein diameter på 36 tomnar og er 440 kilometer lang. To innretningar, H7 og B11, kvar med tre kompressorar, er plasserte på tysk kontinentalsokkel. I 2007 blei det bygt eit omløp ved H7, og H7 er no teken ut av drift. Transportkapasiteten er om lag 32 millionar Sm<sup>3</sup> per dag utan bruk av kompressorkapasiteten på stigerørrinnretninga B11. Kapasiteten aukar til 44 millionar Sm<sup>3</sup> per dag når ein nyttar kompresjon på B11. Norpipe blei bygt for ei levetid på minimum 30 år. Søknad om forlenging av levetida for både Norpipe Gassrør og B11 er godkjent med levetid ut konsesjonstida, til 2028. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 28,9 milliardar 2010-kroner.

(Avtale mellom Noreg og Tyskland om overføring av petroleum gjennom ein rørleidning frå Ekofisk-feltet og områda rundt til Tyskland (referert i St.prp. nr. 88 (1973–74) og Innst. S. nr. 250 (1973–74).)

### **Oseberg Gasstransport (OGT)**

Oseberg Gasstransport startar ved Oseberg og endar ved stigerørrinnetninga på Heimdal (HRP). Rørleidningen blei sett i drift i 2000. Oseberg Gasstransport har ein diameter på 36 tommar, er 109 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 40 millionar Sm<sup>3</sup> per dag. Oseberg Gasstransport er bygt for ei levetid på 50 år. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 2,2 milliardar 2010-kroner.

### **Statpipe**

Statpipe omfattar eit 880 kilometer langt rørleidningssystem med stigerørrinnetningen Draupner S/E og eit gassbehandlingsanlegg på Kårstø. Systemet blei sett i drift i 1985. Statpipe Rikgass startar ved Statfjord og endar på Kårstø. Rørleidningen har ein diameter på 30 tommar, er 308 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 24 millionar Sm<sup>3</sup> per dag. Statpipe Tørrgass er tredelt. Ein del startar på Kårstø og endar på Draupner S. Denne rørleidningen har ein diameter på 28 tommar, er 228 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 20 millionar Sm<sup>3</sup> per dag, avhengig av driftsmodusen. Den andre delen går ut frå hovudrinnetninga på Heimdal (HMP) og endar på Draupner S. Rørleidningen har ein diameter på 36 tommar, er 155 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 30 millionar Sm<sup>3</sup> per dag. Den tredje delen er rørleidningen frå Draupner S til Ekofisk Y. Han har ein diameter på 36 tommar, er 203 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 30 millionar Sm<sup>3</sup> per dag. Rørleidningane frå Heimdal til Draupner S og frå Kårstø til Draupner S kan også bli brukt til reversert strøyming. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 49,9 milliardar 2010-kroner.

### **Tampen Link**

Rørleidningen Tampen Link startar ved Statfjordfeltet og endar ved FLAGS-rørleidningen, 1,4 kilometer sør for Brent Alpha-innretninga. Om lag 15,5 kilometer av gasseksportørleidningen ligg på britisk side av delelinja. Tampen Link blei sett i drift og inkludert i Gassled i 2007. Rørleidningen har ein diameter på 32 tommar, er 23 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 25 millionar Sm<sup>3</sup> per dag. Kapasiteten er avhengig av innløpsvilkåra ved tilknytingspunktene i Statfjordområdet. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 2,2 milliardar 2010-kroner. Investeringane inkluderer, i tillegg til rørleidningen, investeringar i samband med påkrevde modifikasjonar på Statfjord B. Tampen Link er bygt for ei levetid på 30 år. (Jf. plan for anlegg og drift referert i St.prp. nr. 53 (2004-2005))

### **Vesterled**

Rørleidningen Vesterled startar på stigerørrinnetninga på Heimdal (HRP) og endar på mottaksanlegget i St. Fergus i Skottland. Han blei sett i drift i 1978. Vesterled har ein diameter på 32 tommar, er 360 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 38 millionar Sm<sup>3</sup> per dag. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 35,3 milliardar 2010-kroner. Investeringane inkluderer, i tillegg til rørleidningen, investeringar i samband med bygginga av terminalen i St. Fergus.

(Avtale mellom Noreg og Storbritannia om endring av Frigg-avtalen av 10.05.1976, referert i St.prp. nr. 73 (1998–99) og Innst. S. nr. 219 (1998–99).)

## **Zeepipe**

Zeepipe I startar på Sleipner (SLR) og endar ved mottaksterminalen i Zeebrugge i Belgia. Denne mottaksterminalen har eigne eigarar der Gassled-interessentskapet eig 49 prosent og belgiske Fluxys 51 prosent. Rørleidningen blei sett i drift i 1993. Zeepipe I har ein diameter på 40 tommar, er 813 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 42 millionar Sm<sup>3</sup> per dag. Til Zeepipe I høyrer òg ein rørleidning på 30 tommar mellom Sleipner (SLR) og Draupner S.

Zeepipe II A startar på Kollsnes gassbehandlingsanlegg og endar på stigerørinnretninga på Sleipner. Rørleidningen blei sett i drift i 1996. Zeepipe II A har ein diameter på 40 tommar, er 299 kilometer lang og har ein kapasitet på 72 millionar Sm<sup>3</sup> per dag.

Zeepipe II B startar på Kollsnes gassbehandlingsanlegg og endar på Draupner E. Rørleidningen blei sett i drift i 1997. Zeepipe II B har ein diameter på 40 tommar, er 301 kilometer lang og har ein kapasitet på 71 millionar Sm<sup>3</sup> per dag. Zeepipe er bygt for ei levetid på 50 år. Totale investeringar ved oppstarten var 26,3 milliardar 2010-kroner.

(Avtale mellom Noreg og Belgia om transport av gass frå norsk kontinentalsokkel og andre område gjennom rørleidning til Belgia, referert i St.prp. nr. 148 (1987–88) og Innst. S. nr. 21 (1988–89).)

## **Åsgard Transport**

Åsgard Transport startar ved Åsgardfeltet og endar på Kårstø. Rørleidningen blei sett i drift i 2000. Han har ein diameter på 42 tommar, er 707 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 69 millionar Sm<sup>3</sup> per dag. Åsgard Transport er bygt for ei levetid på 50 år. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 11,5 milliardar 2010-kroner.

## **Langeled**

Gasstransportsystemet Langeled transporterar gass frå landanlegget for Ormen Lange på Nyhamna, via eit tilknytingspunkt på stigerørinnretninga på Sleipner, til ein mottaksterminal i Easington på austkysten av England. Transportsystemet er ein 42 tommar rørleidning frå Nyhamna til stigerørinnretninga på Sleipner (nordleg rørleidning) og ein 44 tommar rørleidning vidare til Easington (sørleg rørleidning). Kapasiteten i den nordlege rørleidningen er rundt 80 millionar Sm<sup>3</sup> per dag, og kapasiteten i den sørlege rørleidningen er om lag 72 millionar Sm<sup>3</sup> per dag.

Transportsystemet har ei samla lengd på om lag 1200 kilometer. Den sørlege rørleidningen blei sett i drift i 2006, den nordlege rørleidningen i oktober 2007. Hydro var operatør i utbyggingsfasen for den sørlege delen, medan Gassco er operatør for både utbyggingsfasen for den nordlege delen og i driftsfasen for heile transportsystemet. Langeled blei inkludert i Gassled hausten 2006. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 18,6 milliardar 2010-kroner.

## **Norne Gasstransportsystem (NGTS)**

Rørleidningen Norne Gasstransportsystem knyter Nornefeltet til Åsgard Transport. Lengda er 126 kilometer, og diameteren er 16 tommar. Kapasiteten til Norne Gasstransportsystem er om lag 3,6 milliardar Sm<sup>3</sup> per år. Norne gasstransportsystem er bygt for ei levetid på 50 år. Rørleidningen kom i drift i 2001.

Totale investeringar ved oppstarten var om lag 1,3 milliardar 2010-kroner. Norne Gasstransportsystem blei inkludert i Gassled frå 01.01.2009.

### **Kvitebjørn Gassrør**

Kvitebjørn Gassrør (KGR) transporterer rikgass frå Kvitebjørn og Visund til Kollsnes. KGR har ein diameter på 30 tommar og ei lengd på 147 kilometer. Kapasiteten er om lag 26,5 millionar Sm<sup>3</sup> per dag. Rørleidningen blei sett i drift samtidig med Kvitebjørnfeltet i 2004. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 954 millionar 2002-kroner. Rørleidningen blei innlemma i Gassled våren 2009.

### **Kollsnes gassbehandlingsanlegg**

Gassbehandlingsanlegget på Kollsnes er ein del av Gassled. På Kollsnes blir brønnstraumen separert i gass og kondensat. Gassen blir tørka og komprimert før han går til Kontinentet via to rørleidningar til Sleipner og Draupner.

Kollsnes leverer òg ein mindre mengde gass til LNG-anlegget i Kollsnes Næringspark. Etter ein stabiliseringsprosess går kondensatet vidare til Vestprosess-anlegget på Mongstad. Kollsnesanlegget blei i 2004 oppgradert med eit NGL-ekstraksjonsanlegg for å kunne behandla gass frå Kvitebjørn og Visund. Etter oppgraderinga er kapasiteten 143 millionar Sm<sup>3</sup> tørrgass per dag og 9780 Sm<sup>3</sup> kondensat per dag. For at anlegget skal kunna levera 143 millionar Sm<sup>3</sup> tørrgass per dag, er ein ny eksportkompressor sett i drift i 2006.

### **Kårstø gassbehandlings- og kondensatanlegg**

Inn til Kårstø kjem rikgass og ustabilisert kondensat. I prosessanlegget blir desse råstoffa separert til tørrgass samt seks ulike væskeprodukt. I tillegg til metan inneheld rikgassen komponentane etan, propan, normalbutan, isobutan og nafta. Desse blir separert ut og lagra for utskiping. Tørrgassen, som hovudsakleg inneheld metan og etan, blir transportert i to rørleidningar frå Kårstø, Europipe II til Tyskland og Statpipe til Draupner. Kårstø kondensatanlegg tek imot ustabilisert kondensat frå Sleipner og stabiliserer kondensatet ved å ta ut dei lettaste komponentane. Etan, isobutan og normalbutan blir lagra nedkjølt på tankar, medan nafta og kondensat blir lagra på tankar med same temperatur som omgjevnadene. Propan blir lagra nedkjølt i store fjellhallar. Skip transporterer desse produkta i flytande form frå Kårstø.

Anlegga på Kårstø består mellom anna av fire ekstraksjons- og fraksjoneringsliner for metan, etan, propan, butan og nafta, og ei fraksjoneringsline for stabilisering av kondensat. Kondensatanlegget har ein kapasitet på om lag 5,5 millionar tonn ikkje-stabilisert kondensat per år. Etter den siste utvidinga (Kårstø Expansion Project 2005) auka kapasiteten for attvinning av etan på Kårstø til 950 000 tonn i året. Gassbehandlingsanlegget blei samtidig oppgradert til å handtere 88 millionar Sm<sup>3</sup> rikgass per dag.

## Andre rørleidningar

### Draugen Gasseksport

<b>Operatør</b>	A/S Norske Shell	
<b>Rettskavarar</b>	Petoro AS	47,88 %
	BP Norge AS	18,36 %
	A/S Norske Shell	26,20 %
	Chevron Norge AS	7,56 %
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 1,2 milliard 2010-kroner	
<b>Levetid</b>	Teknisk levetid er 50 år	
<b>Kapasitet</b>	Om lag 2 milliardar Sm <sup>3</sup> per år	

Rørleidningen knyter Draugenfeltet til Åsgard Transport og gjer det mogleg å knyte til andre felt i området. Lengda er 78 kilometer, og dimensjonen er 16 tomnar. Rørleidningen blei sett i drift i 2000.

### Gjøa Gasseksport

<b>Operatør</b>	Statoil Petroleum AS	
<b>Rettskavarar</b>	Som for Gjøafeltet	
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar ved oppstart var om lag 1,9 milliardar 2010-kroner	
<b>Levetid</b>	Teknisk levetid er 30 år	
<b>Kapasitet</b>	Om lag 6,1 milliardar Sm <sup>3</sup> per år	

Rørleidningen knyter Gjøa- og Vegafeltene til Far North Liquids and Associated Gas System (FLAGS) transport-system. Lengda er 130 kilometer, og diameteren er 28 tomnar. Kapasiteten er om lag 6,1 milliardar Sm<sup>3</sup> per år. Rørleidningen er planlagt og kome i drift i 2010.

### Grane Gassrør

<b>Operatør</b>	Statoil Petroleum AS	
<b>Rettskavarar</b>	Som for Granefeltet	
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 0,3 milliardar 2010-kroner	
<b>Levetid</b>	Teknisk levetid er 30 år	
<b>Kapasitet</b>	Om lag 3,6 milliardar Sm <sup>3</sup> per år	

Rørleidningen kom i drift i 2003. Det er behov for gassinjeksjon for å produsere oljen frå Granefeltet. Denne gassen blir transportert til feltet via Grane Gassrør. Rørleidningen går frå stigerørinnretninga på Heimdal til Grane, er 50 kilometer lang med ein dimensjon på 18 tomnar.

## Grane Oljerør

<b>Operatør</b>	Statoil Petroleum AS	
<b>Rettsnavarar</b>	Petoro AS	42,06 %
	ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	28,22 %
	Statoil Petroleum AS	23,54 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	6,17 %
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 1,7 milliardar 2010-kroner	
<b>Levetid</b>	Teknisk levetid er 30 år	
<b>Kapasitet</b>	34 000 Sm <sup>3</sup> olje per dag	

Rørleidningen kom i drift samtidig med Granefeltet, i 2003. Han knyter Granefeltet til Stureterminalen. Grane Oljerør er 220 kilometer langt og har ein diameter på 29 tommar.

## Haltenpipe

<b>Operatør</b>	Gassco AS	
<b>Rettsnavarar</b>	Petoro AS	57,81 %
	Statoil Petroleum AS	19,06 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	18,13 %
	Eni Norge AS	5,00 %
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 3,2 milliardar 2010-kroner i rørleidning og terminal	
<b>Levetid</b>	Konsesjonstida varer til utgangen av år 2020	
<b>Kapasitet</b>	Om lag 2 milliardar Sm <sup>3</sup> gass per år	

Haltenpipe transporterer gass frå Heidrunfeltet i Norskehavet til Tjeldbergodden. Rørleidningen har ein diameter på 16 tommar og ei lengd på 250 kilometer. Rørleidningen kom i drift i 1996.

## Heidrun Gasseksport

<b>Operatør</b>	Statoil Petroleum AS <sup>1</sup>	
<b>Rettsnavarar</b>	Petoro AS	58,16 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	24,31 %
	Statoil Petroleum AS	12,41 %
	Eni Norge AS	5,12 %
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 1,0 milliardar 2010-kroner	
<b>Levetid</b>	Teknisk levetid er 50 år	
<b>Kapasitet</b>	Om lag 4,0 milliardar Sm <sup>3</sup> per år	

<sup>1</sup> Etter planen skal operatørskapet overført til Gassco AS.

Rørleidningen knyter Heidrunfeltet til Åsgard Transport. Lengda er 37 kilometer, og diameteren er 16 tommar. Rørleidningen kom i drift i 2001.

## Kvitebjørn Oljerør (KOR)

<b>Operatør</b>	Statoil Petroleum AS	
<b>Rettskavalarar</b>	Statoil Petroleum AS	58,55 %
	Petoro AS	30,00 %
	Total E&P Norge AS	5,00 %
	Enterprise Oil Norge AS	6,45 %
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 0,5 milliardar 2010-kroner	
<b>Levetid</b>	Teknisk levetid er 25 år	
<b>Kapasitet</b>	Om lag 10 000 Sm <sup>3</sup> per år	

Kvitebjørn Oljerør (KOR) transporterer kondensatet frå Kvitebjørn til oljeterminalen på Mongstad. Rørleidningen er kopla inn på Y-koplinga på Troll Oljerør II. Han har ein diameter på 16 tommar og ei lengd på 90 kilometer. Rørleidningen blei sett i drift i 2004.

## Norpipe Oljerørleidning

<b>Eigar</b>	Norpipe Oil AS	
<b>Operatør</b>	ConocoPhillips Skandinavia AS	
<b>Eigarar i Norpipe Oil AS</b>	ConocoPhillips Skandinavia AS	35,05 %
	Total E&P Norge AS	34,93 %
	Statoil Petroleum AS	18,50 %
	Eni Norge AS	6,52 %
	Petoro AS	5,00 %
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 17,8 milliardar 2010-kroner	
<b>Levetid</b>	Rørleidningen er bygt for ei levetid på minimum 30 år.	
	Den tekniske levetida til leidningen blir jamleg vurdert.	
<b>Kapasitet</b>	Designkapasiteten for oljerørleidningen er om lag 53 millionar Sm <sup>3</sup> per år (900 000 fat per dag), inkludert bruk av friksjonsdempande kjemikal. Mottaksanlegga avgrensar kapasiteten til 128 776 Sm <sup>3</sup> per dag	

Norpipe Oljerørleidning kryssar britisk kontinentalsokkel og kjem i land i Teesside i Storbritannia. Rørleidningen kom i drift i 1975. Han er 354 kilometer lang og har ein diameter på 34 tommar. Utgangspunktet er Ekofisk feltet, der tre pumper er plasserte. Om lag 50 kilometer nedstrøms Ekofisk er det eit innkoplingspunkt for britiske felt. To stigerørinnretningar med tre pumper kvar har tidlegare blitt knytte til oljerørleidningen, men er kopla ut, den eine i 1991 og den andre i 1994.

To britiskregistrerte selskap (Norsea Pipeline Ltd. og Norpipe Petroleum UK Ltd.) eig oljeutskipingshamna i Teesside og fraksjoneringsanlegget for utskiljing av NGL. Rørleidningen transporterer olje frå dei fire Ekofisk-felta (Ekofisk, Eldfisk, Embla og Tor), frå feltet Valhall, Hod, Ula, Gyda, Tambar, Tambar Øst og Blane samt frå fleire britiske felt.

(Avtale mellom Noreg og Storbritannia om levering av petroleum gjennom ein rørleidning frå Ekofiskfeltet og områda rundt til Storbritannia (referert i St.prp. nr. 110 (1972–73) og Innst. S. nr. 262 (1972–73).)

### Oseberg Transportsystem (OTS)

<b>Operatør</b>	Statoil Petroleum AS	
<b>Rettskavalarar</b>	Petoro AS	48,38 %
	Statoil Petroleum AS	36,24 %
	Total E&P Norge AS	8,65 %
	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	4,33 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	2,40 %
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 10,5 milliardar 2010-kroner	
<b>Levetid</b>	Rørleidningen er bygt for ei levetid på 40 år	
<b>Kapasitet</b>	121 000 Sm <sup>3</sup> per dag (teknisk kapasitet), 990 000 Sm <sup>3</sup> (lagerkapasitet)	

Oljen frå Osebergfeltet blir transportert i ein 115 kilometer lang rørleidning frå Oseberg A-innretninga til råoljeterminalen på Stura i Øygarden kommune. Rørleidningen har ein dimensjon på 28 tommar og kom i drift i 1988. Rettskavarane til Oseberg har oppretta eit eige interessentskap som er ansvarleg for drifta av rørleidningen.

### Sleipner Øst kondensatrørleidning

<b>Operatør</b>	Statoil Petroleum AS	
<b>Rettskavalarar</b>	Statoil Petroleum AS	59,60 %
	ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	30,40 %
	Total E&P Norge AS	10,00 %
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 1,7 milliardar 2010-kroner	
<b>Kapasitet</b>	32 000 Sm <sup>3</sup> olje per dag	

Rørleidningen transporterer ustabilisert kondensat frå Sleipner A til Kårstø. Han har ein diameter på 20 tommar og kom i drift i 1993.

### Troll Oljerør I

<b>Operatør</b>	Statoil Petroleum AS	
<b>Rettskavalarar</b>	Petoro AS	55,77 %
	Statoil Petroleum AS	30,58 %
	A/S Norske Shell	8,29 %
	Total E&P Norge AS	3,71 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	1,66 %
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 1,3 milliardar 2010-kroner	
<b>Levetid</b>	Troll Oljerør I er bygt for ei levetid på 35 år	
<b>Kapasitet</b>	42 500 Sm <sup>3</sup> olje per dag med bruk av flytforbetrar	

Troll Oljerør I er bygt for å transportere oljen frå Troll B til oljeterminalen på Mongstad. Rørleidningen har ein diameter på 16 tommar og ei lengd på 85 kilometer. Eigargruppa i Troll har oppretta eit eige interessentskap som er ansvarleg for drifta av rørleidningen. Troll Oljerør I stod klar då oljeproduksjonen frå Troll B tok til i 1995.

## Troll Oljerør II

<b>Operatør</b>	Statoil Petroleum AS	
<b>Rettskavalar</b>	Petoro AS	55,77 %
	Statoil Petroleum AS	30,58 %
	A/S Norske Shell	8,29 %
	Total E&P Norge AS	3,71 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	1,66 %
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 1,2 milliardar 2010-kroner	
<b>Levetid</b>	Troll Oljerør II er bygt for ei levetid på 35 år	
<b>Kapasitet</b>	Dagens kapasitet er 40 000 Sm <sup>3</sup> olje per dag. Hydraulisk kapasitet i røra er 47 500 Sm <sup>3</sup> olje per dag (utan flytforbetrar)	

Troll Oljerør II er bygt for å transportere oljen frå Troll C til oljeterminalen på Mongstad. PAD for rørleidningen blei godkjent i mars 1998. Rørleidningen har ein diameter på 20 tommar og ei lengd på 80 kilometer. Han stod ferdig til oppstarten av Troll C i 1999. Olje frå Fram og Kvitebjørn blir transportert gjennom Troll Oljerør II. Konsesjonsperioden for rørleidningen varer til 2023. Oljerøret frå Gjøa vil bli knytt til Troll Oljerør II og olje frå Gjøa, Vega og Vega Sør vil nytte ledig kapasitet i rørleidningen.

## Landanlegg

### Mongstadterminalen

Eigarar	Statoil Petroleum AS	65,00 %
	Petoro AS	35,00 %

Mongstadterminalen har tre kaianlegg som kan ta imot skip på inntil 440 000 tonn, og dessutan seks kaverner som er sprengde ut i fjellet 50 meter under bakken. Kavernene har ein lagringskapasitet på til saman 1,5 millionar m<sup>3</sup> råolje. Eit VOC anlegg er installert. Råoljeterminalen blei bygt for å sikre avsetjing av bøyelasta råolje. Råoljen frå felt med bøyelasting (mellom anna Gullfaks, Statfjord, Draugen, Norne, Åsgard og Heidrun) blir lasta til havs på bøyelastarskip. Seglingsområdet for bøyelastarskip er avgrensa til Nordvest-Europa, men ved å lagre og omlaste på Mongstad kan Statoil omsetje oljen i fjernare område. Mongstad er også ilandføringsterminal for oljerørleidningane frå Troll B, Troll C, Fram, Kvitebjørn og bøyelastarar frå Heidrun.

### Nyhamna landanlegg

Eigarar	Som for Ormen Lange-feltet
---------	----------------------------

Prosessanlegget for Ormen Lange på Nyhamna er eit konvensjonelt anlegg for gasstørking, komprimering, gasseksport, kondensatutskilling/stabilisering/lagring samt fiskal måling av gass og kondensat. Kondensatet blir eksportert med skip frå Nyhamna. Anlegget kom i drift i september 2007. Landanlegget er bygt for ei levetid på 30 år, mens delar av hovudinfrastrukturen er bygt for 50 år. Anlegget har ein kapasitet på 70 millionar Sm<sup>3</sup> tørrgass per dag ved eit mottakstrykk på 90 bar.

### Melkøya landanlegg

Eigarar	Som for Snøhvitfeltet
---------	-----------------------

Den ubehandla brønnstraumen frå Snøhvitfeltet blir ført gjennom eit 143 kilometer langt rør til anlegget på Melkøya for behandling og utskipping. På landanlegget blir kondensat, vatn og CO<sub>2</sub> skilt frå brønnstraumen før naturgassen blir kjølt ned til flytande form (LNG) og lagra i dedikerte tankar. Røret blei sett i drift i 2007 og har ein tilgjengeleg teknisk kapasitet på 7,7 millionar Sm<sup>3</sup> per år. Kraftforsyninga kjem normalt frå fem gassturbinar på anlegget. Kondensat og LPG produkt blir sende til egne lagertankar for utskipping. CO<sub>2</sub> som blir skilt frå naturgassen, blir sendt i retur til Snøhvitfeltet der det blir injisert i ein eigen formasjon under oljen og gassen.

## Stureterminalen

<b>Eigarar</b>	Stureanlegget er med i interessentskapet for Oseberg Transportsystem (OTS), og eigarane er dei same som i OTS. Unntaket er eksportanlegget for flytande gass (LPG) som Statoil Petroleum AS eig (LPG-kjølelager og eksportanlegg til skip) og Vestprosess DA (eksportanlegg mot Vestprosess).
----------------	---

Stureterminalen tek imot olje og kondensat via rørleidningen frå Oseberg A, frå felta Oseberg, Veslefrikk, Brage, Oseberg Sør, Oseberg Øst, Tune og Huldra. Terminalen tek også imot olje frå Granefeltet via Grane oljerør. Terminalen kom i drift i 1988. Stureanlegget inkluderer to kaianlegg som kan ta imot oljetankarar på opptil 300 000 tonn, fem råoljekaverner med ein kapasitet på 1 million Sm<sup>3</sup>, ei LPG-kaverne på 60 000 Sm<sup>3</sup> og ei ballastvatnkaverne på 200 000 m<sup>3</sup>. Eit anlegg for attvinning av flyktige organiske komponentar (VOC) er installert. Eit fraksjoneringsanlegg, som har vore i drift frå desember 1999, prosesserer ustabilisert råolje frå Osebergfeltet til stabil råolje og LPG-blanding. Produsert LPG-blanding kan både eksporterast med båt frå terminalen og leverast inn i Vestprosess-rørleidningen mellom Kollsnes, Stura og Mongstad.

## Tjeldbergodden

<b>Eigar</b>	Statoil Metanol ANS	
<b>Eigarar i Statoil Metanol ANS</b>	Statoil Petroleum AS	81,70 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	18,30 %

Metanolfabrikken på Tjeldbergodden kom i produksjon i 1997. Gassleveransane gjennom Haltenpipe utgjer kvart år om lag 0,7 milliardar Sm<sup>3</sup>, som gir 830 000 tonn metanol. I tilknytning til metanolfabrikken er det bygt ein luftgassfabrikk. Tjeldbergodden Luftgassfabrikk DA har også eit mindre fraksjonerings- og LNG-anlegg med kapasitet på 35 millionar Sm<sup>3</sup> per år.

## Vestprosess

<b>Eigarar</b>	Petoro AS	41,00 %
	Statoil Petroleum AS	34,00 %
	Mobil Exploration Norway Inc	10,00 %
	A/S Norske Shell	8,00 %
	Total E&P Norge AS	5,00 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	2,00 %

Selskapet Vestprosess DA eig og driv eit transportsystem og eit utskiljingsanlegg for våtgass (NGL). Vestprosess-anlegget kom i drift i 1999. Gjennom ein 56 kilometer lang rørleidning blir ustabilisert NGL skipa frå gassterminalen på Kollsnes via oljeterminalen på Stura og vidare til Mongstad. På Mongstad blir det først skilt ut nafta og LPG. Naftaen blir nytta som råstoff i raffineriet, medan LPG blir fraksjonert i eit eige prosessanlegg. Fraksjoneringsprodukta, propan og butan, blir lagra i kaverner og seinare eksportert.