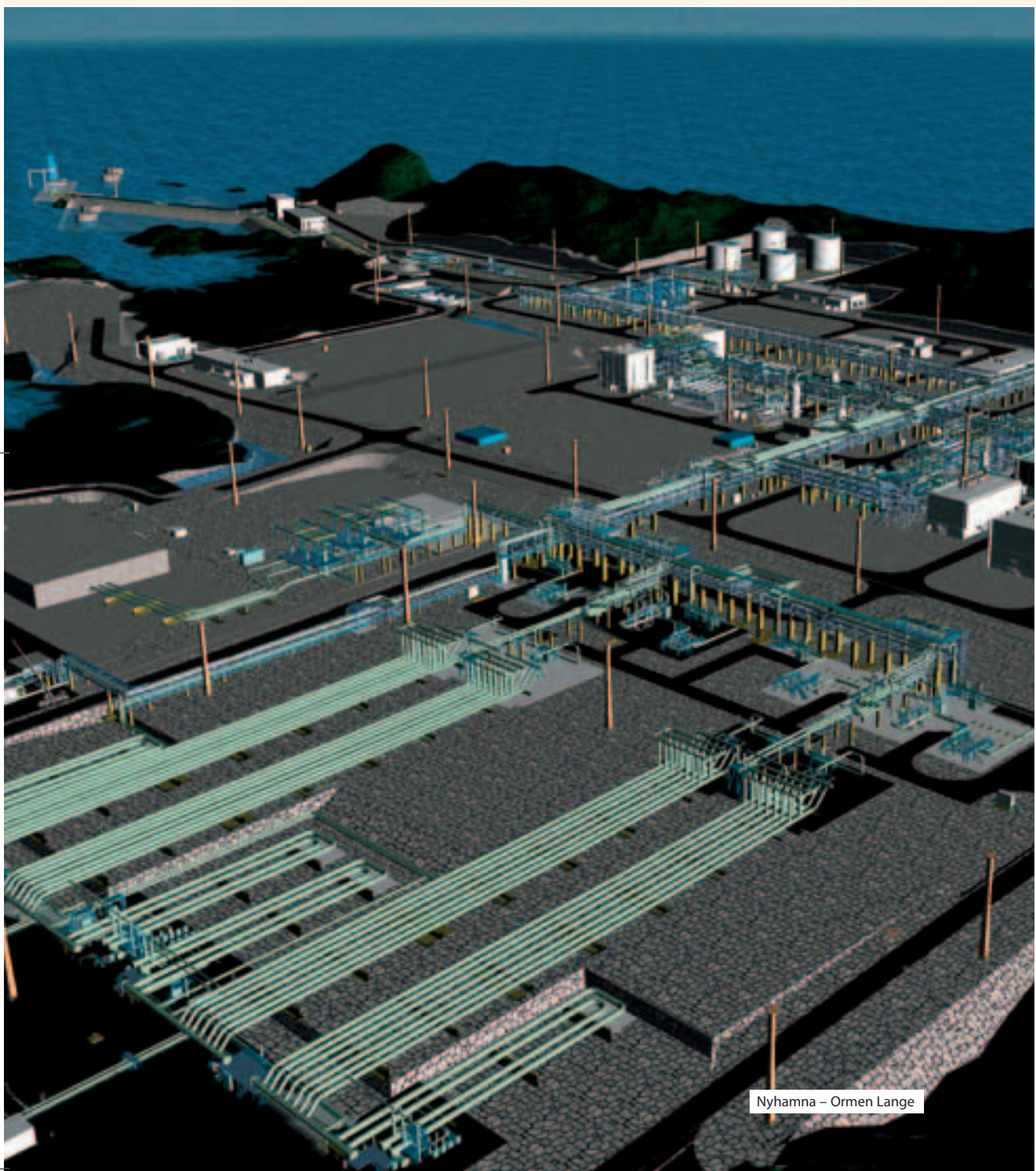


13 Rørleidningar, landanlegg og anna infrastruktur



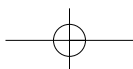
Nyhamna - Ormen Lange

Gassledrørleidningar	159
Europipe I	159
Europipe II	160
Franpipe	160
Norpipe Gassrør	160
Oseberg Gasstransport (OGT)	160
Statpipe	161
Vesterled	161
Zeepipe	161
Åsgard Transport	162
Gassledlandanlegg	
Kollsnes gassbehandlingsanlegg	162
Kårstø gassbehandlings og kondensatanlegg	162
Andre rør	
Draugen Gasseksport	163
Grane Gassrør	163
Grane Oljerør	164
Haltenpipe	164
Heidrun Gasseksport	165
Kvitebjørn Oljerør	165
Langed	166
Norne Gasstransportsystem (NGTS)	166
Norpipe: Norpipe Oil AS	167
Oseberg Transportsystem (OTS)	168
Sleipner Øst kondensatrørledning	168
Troll Oljerør I	169
Troll Oljerør II	169
Andre landanlegg	
Mongstad terminalen	170
Stureterminalen	170
Tjeldbergodden	171
Vestprosess	171
E-drift på norsk kontinentalsokkel	173

Transportkapasitetene som er oppgjevne, legg til grunn standardføresetnader for trykkforhold, energiinnhold i gassen samt vedlikeholdsdagar og fleksibilitet i drifta.



Kartet over viser eksisterende og planlagde rørleidningar





Gassled-rørleidningar

Operatør: Gassco AS

Rettskavarar:

Petoro AS ¹	38,29 %
Statoil ASA	20,38 %
Norsk Hydro Produksjon AS	11,13 %
Total E&P Norge AS	9,04 %
ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	5,18 %
Norske Shell Pipelines AS	4,68 %
Mobil Development Norway AS	4,58 %
Norsea Gas AS	3,02 %
Norske ConocoPhillips AS	2,03 %
Eni Norge AS	1,67 %

¹ Frå hausten 2005 vil det bli ei endring av eigardelane som følgje av ferdigstilling av utvidinga av Kårstø Gassbehandlingsanlegg. Petoros deltakardel i Gassled skal aukast med om lag 9,5 prosent med verknad frå 01.01. 2011, og dei andre partanes deltakardel skal reduserast proporsjonalt med verknad frå same dato.

Stortinget bad våren 2001 departementet om å invitara dei aktuelle selskapa til forhandlingar med sikte på å etablera ein heilskapleg eigarstruktur for gasstransport. I Gassled er eigarskapane i ni gasstransportanlegg slått saman til eitt interessentskap. Gassled-eigaravtalen vart underskriven 20. desember 2002 med verknad frå 01.01.2003. Konesjonsperioden for Gassled er slutt i 2028. Desse anlegga er med i Gassled: Zeepipe, Europipe I, Europipe II, Franpipe, Statpipe (inkludert dei transportrelaterte anlegga på Kårstø), Vesterled, Oseberg Gasstransport, Åsgard Transport og Norpipe. Frå 01.02.2004 er òg gassbehandlingsanlegget på Kollsnes ein del av Gassled. Gassled er organisert i ulike soner for tilgjenge og tariffing. Meir utfyllande informasjon om Gassled og organisering av gasstransportverksemda finn ein på www.gassco.no. Gassco er operatør for Gassled og nokre andre gassrørleidningar. Gassco held til på Bygnes i Karmøy kommune i Rogaland. Herifrå blir gassleveransar koordinerte gjennom rørleidningsnettet frå felta i Nordsjøen og Norskehavet til landanlegg i Noreg og til mottaksterminalane på kontinentet og i Storbritannia. Gassco koordinerer og styrer gasstraumane gjennom eit nettverk på ca. 6 600 km rørleidningar, og handterer all transport av norsk gass til marknadene. Gassled eig rørleidningane som er omtala nedanfor, og dei blir opererte av Gassco.

Europipe I

Europipe I startar ved stigerøyrinnretninga Draupner E og endar i Emden, Tyskland. Europipe I vart sett i drift i 1995. Rørleidningen har ein diameter på 40", er 660 km lang og har ein kapasitet på 46 – 54 mill. Sm³ per dag, avhengig av driftsmodusen. Europipe I er bygd for ei levetid på 50 år. Totale investeringar ved oppstart var om lag 20,7 mrd. 2005-kroner.

(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, Tyskland. Rørleidningen vart sett i drift i 1999. Europipe II har ein diameter på 42", er 650 km lang og har ein kapasitet på ca. 71 mill. Sm³ per dag. Europipe II er bygd for ei levetid på 50 år. Total investeringar ved oppstart var om lag 9,3 mrd. 2005-kroner.

(Tilleggsavtale 19. mai 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. september 2001.)

Franpipe

Franpipe startar ved stigerøyrinnretninga Draupner E i Nordsjøen og endar ved mottaksterminalen i Dunkerque, Frankrike. Terminalen er etablert som eit eige eigarskap der Gassled-interessentskapet eig 65 prosent og Gaz de France 35 prosent. Rørleidningen vart sett i drift i 1998. Franpipe har ein diameter på 42", er 840 km lang og har ein kapasitet på ca. 52 mill. Sm³ per dag. Franpipe er bygd for ei levetid på 50 år. Totale investeringar ved oppstart var om lag 9,6 mrd. 2005-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 Gassrøyr

Norpipe startar ved Ekofisk og endar i Norseas Gas-terminalen i Emden, Tyskland. Norseas Gas-terminalen, som Gassled òg eig, reinsar og målar gassen før han blir distribuert vidare. Rørleidningen vart sett i drift i 1977. Norpipe har ein diameter på 36", og er 440 km lang. To stigerøyrinnretningar, H7 og B11, kvar med tre kompressorar, er plasserte på tysk kontinentalsokkel for å pumpa gassen sørover. Kompressorane på den eine av dei er no tekne ut av drift. Transportkapasitet på ca. 35 mill. Sm³ per dag utan bruk av kompressor-kapasiteten på stigerøyrinnretninga B11. Kapasiteten aukar til 42 - 43 mill. Sm³ per dag ved bruk av kompresjon på B11. Norpipe vart bygd for ei levetid på minimum 30 år. Den tekniske levetida blir jamleg vurdert. Totale investeringar ved oppstart var om lag 25,6 mrd. 2005-kroner.

(Avtale mellom Noreg og Tyskland om overføring av petroleum gjennom ein rørleidning frå Ekofiskfeltet og område 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 stigerøyrinnretninga på Heimdal. Rørleidningen vart sett i drift i 2000. Oseberg Gasstransport har ein diameter på 36", er ca. 109 km lang og har ein kapasitet på ca. 40 mill. Sm³ per dag. Oseberg Gasstransport er bygd for ei levetid på 50 år. Totale investeringar ved oppstart var om lag 1,84 mrd. 2005-kroner.

Statpipe

Statpipe omfattar eit 880 km langt røyrleidningssystem med ei stigerøyrinnretning og eit gassbehandlingsanlegg på Kårstø. Systemet vart sett i drift i 1985. Statpipe Rikgass startar ved Statfjord og endar på Kårstø. Røyrleidningen har ein diameter på 30", er 308 km lang og har ein kapasitet på ca. 25 mill. Sm³ per dag. Statpipe Tørrgass er tredelt. Ein del startar på Kårstø og endar på Draupner S. Denne røyrleidningen har ein diameter på 28", er ca. 228 km lang og har ein kapasitet på ca. 20 mill. Sm³ per dag, avhengig av driftsmodusen. Den andre delen går ut frå stigerøyrinnretninga på Heimdal og endar på Draupner S. Han har ein diameter på 36", er ca. 155 km lang og har ein kapasitet på ca. 30 mill. Sm³ per dag. Den tredje delen er røyrleidningen frå Draupner S til Ekofisk. Han har ein diameter på 36", er ca. 203 km lang og har ein kapasitet på ca. 30 mill. Sm³ per dag. Røyrleidningane frå Heimdal til Draupner S og frå Kårstø til Draupner S kan òg brukast til reversert strøyming. Totale investeringar ved oppstart var om lag 44,4 mrd. 2005-kroner (ekskl. gassbehandlingsanlegget på Kårstø).

Vesterled

Røyrleidningen Vesterled startar på stigerøyrinnretninga på Heimdal og endar i St. Fergus, Skottland. Han vart sett i drift i 1978. Vesterled har ein diameter på 32", er ca. 350 km lang og har ein kapasitet på 36 mill. Sm³ per dag. Totale investeringar ved oppstart var om lag 31,4 mrd. 2005-kroner. (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 og endar ved mottaksterminalen i Zeebrugge, Belgia. Denne mottaksterminalen er etablert som eit eige eigarskap der Gassled-interessentskapet eig 49 prosent og belgiske Fluxys 51 prosent. Røyrleidningen vart sett i drift i 1993. Zeepipe I har ein diameter på 40", er ca. 814 km lang og har ein kapasitet på ca. 41 mill. Sm³ per dag. I tillegg består Zeepipe I av ein røyrleidning på 30" mellom Sleipner og Draupner S. Denne røyrleidningen har ein kapasitet på 29 mill. Sm³ per dag. Zeepipe II A startar på Kollsnes gassbehandlingsanlegg og endar på stigerøyrinnretninga på Sleipner. Røyrleidningen vart sett i drift i 1996. Zeepipe II A har ein diameter på 40", er ca. 303 km lang og har ein kapasitet på 57 mill. Sm³ per dag. Arbeid er starta for å auke kapasiteten i Zeepipe II A til 72 mill. Sm³ per dag og 71 mill. Sm³ per dag i Zeepipe II B. Denne kapasiteten vil vere tilgjengeleg frå 01.10.2005 for Zeepipe II B og 01.10.2006 for Zeepipe II A. Zeepipe II B startar på Kollsnes gassbehandlingsanlegg og endar på Draupner E. Denne røyrleidningen vart sett i drift i 1997. Zeepipe II B har ein diameter på 40", er ca. 300 km lang og har ein kapasitet på 60 mill. Sm³ per dag. Zeepipe er bygd for ei levetid på 50 år. Totale investeringar ved oppstart var om lag 23,5 mrd. 2005-kroner.

(Avtale mellom Noreg og Belgia om transport av gass frå norsk kontinentalsokkel og andre område gjennom røyrleidning 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. Røyrleidningen vart sett i drift i 2000. Han har ein diameter på 42", er ca. 707 km lang og har ein kapasitet på ca. 69 mill. Sm³ per dag. Åsgard Transport er bygd for ei levetid på 50 år. Totale investeringar ved oppstart var om lag 10,2 mrd. 2005-kroner.

Gassled-landanlegg

Kollsnes gassbehandlingsanlegg

Gassbehandlingsanlegget på Kollsnes i Øygarden kommune i Hordaland er ein del av Gassled. Anleggsarbeidet på Kollsnes tok til i 1991, og første del stod ferdig 01.10.1996, då dei kontraktfeste gassleveransane frå Troll tok til. På Kollsnes blir brønnstraumen separert i gass og kondensat. Gassen blir tørka og komprimert før han går til kontinentet. Kondensatet går vidare til Vestprosess-anlegget på Mongstad. I samband med at Kvitebjørn, og seinare Visund, vil sende gassen til Kollsnes for behandling er anlegget utvida med eit anlegg for NGL-ekstraksjon frå 01.10. 2004. Gassbehandlingsanlegget har no ein kapasitet på 146 mill. Sm³ per dag og 11 000 Sm³ med kondensat per dag.

Kårstø gassbehandlings- og kondensatanlegg

På Kårstø gassbehandlingsanlegg blir rikgassen separert og fraksjonert til metan, etan, propan, isobutan, normalbutan og nafta. Metanet og noko av etanet, tørrgass, blir transportert i røyrleidning frå Kårstø. Kårstø kondensatanlegg tek imot ustabilisert kondensat frå Sleipner-kondensatleidningen 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. I 2004 kom det 592 skip til Kårstø, og terminalen skipa ut meir enn 8 millionar tonn væske.

Anlegga på Kårstø har fire fraksjonerings-/destillasjonsliner for metan, etan, propan, butan og nafta, og ei fraksjoneringsline for stabilisering av kondensat. Kapasitet på gassbehandlingsanlegget er 70 mill. Sm³ per dag rikgass. Kondensatanlegget har ein kapasitet på ca. 5,5 mill. tonn ikkje stabilisert kondensat per år, og etananlegget har ein kapasitet på 620 000 tonn per år. Gassbehandlingsanlegget på Kårstø blir no utvida til 88 mill. Sm³ per dag og skal vera klar til oppstart frå 01.10 2005.



Andre røyr Draugen Gasseksport

Operatør	A/S Norske Shell ¹	
Rettskavarar	Petoro AS ²	47,88 %
	BP Norge AS	18,36 %
	A/S Norske Shell	26,20 %
	ChevronTexaco Norge AS	7,56 %
Investeringar	Total investering ved oppstart var om lag 1 mrd. 2005-kroner	
Levetid	Teknisk levetid er 50 år	
Kapasitet	Ca. 2 mrd. Sm ³ per år	
Driftsorganisasjon	Kristiansund	

¹ Etter planen skal operatørskapet overført til Gassco AS.

² Petoros deltakardel i Gassled skal aukast med om lag 9,5 prosent med verknad frå 01.01. 2011, og deltakardelen til dei andre partane skal redusert tilsvarande med verknad frå same dato.

Planen for anlegg og drift av Draugen Gasseksport vart godkjend i april 2000. Røyrleidningen knyter Draugenfeltet til Åsgard Transport og gjer det mogleg å knyta til andre felt i området. Lengda på røyrleidningen frå Draugenfeltet til Åsgard Transport er 78 km, og dimensjonen er 16". Røyrleidningen vart sett i drift i november 2000.

Grane Gassrøyr

Operatør	Norsk Hydro Produksjon AS	
Rettskavarar	Som for Granefeltet	
Investeringar	Totale investeringar ved oppstart var om lag 0,3 mrd. 2005-kroner	
Levetid	Teknisk levetid er 30 år	
Kapasitet	Ca. 3,6 mrd. Sm ³ per år	

Planen for anlegg og drift av Grane Gassrøyr vart godkjend i juni 2000. Røyrleidningen kom i drift i september 2003. Det er behov for gassinjeksjon for å produsera oljen frå Granefeltet. Denne gassen blir transportert til feltet via Grane Gassrøyr. Røyrleidningen går frå stigerøyrinnretninga på Heimdal til Grane og er 50 km lang, med ein dimensjon på 18".

Grane Oljerøyr

Operatør	Norsk Hydro Produksjon AS	
Rettskavarar	Petoro AS	43,60 %
	ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	25,60 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	24,40 %
	Norske ConocoPhillips AS	6,40 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstart var om lag 1,53 mrd. 2005-kroner	
Levetid	Teknisk levetid er 30 år	
Kapasitet	34 000 Sm ³ olje per dag	

Planen for anlegg og drift av Grane Oljerøyr vart godkjend i juni 2000. Røyrleidningen kom i drift samtidig med Granefeltet i september 2003. Grane Oljerøyr knyter Granefeltet til Stureterminalen. Røyrleidningen er 220 km lang og har ein diameter på 29".

Haltenpipe

Operatør	Gassco AS	
Rettskavarar	Petoro AS	57,81 %
	Statoil ASA	19,06 %
	Norske ConocoPhillips AS	18,13 %
	Eni Norge AS	5,00 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstart var om lag 2,75 mrd. 2005-kroner i røyrleidning og terminal	
Levetid	Konsesjonstida er over ved utgangen av år 2020	
Kapasitet	2,2 mrd. Sm ³ gass per år	

Haltenpipe transporterer gass frå Heidrunfeltet på Haltenbanken til Tjeldbergodden i Aure kommune i Møre og Romsdal. Røyrleidningen har ein diameter på 16" og ei lengd på 250 km. Statoil ASA og Norske ConocoPhillips AS har bygt ein metanolfabrikk nær ilandføringsterminalen, der gassen frå Heidrun blir nytta til å framstilla metanol. Gassleveransane til metanolanlegget utgjer kvart år ca. 0,7 mrd. Sm³.

Heidrun Gasseksport

Operatør	Statoil ASA ¹	
Rettskavarar	Petoro AS	58,16 %
	Norske ConocoPhillips AS	24,31 %
	Statoil ASA	12,41 %
	Eni Norge AS	5,12 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstart var om lag 0,9 mrd. 2005-kroner	
Levetid	Teknisk levetid er 50 år	
Kapasitet	Ca. 4,0 mrd. Sm ³ per år	

¹ Etter planen skal operatørskapet overført til Gassco AS.

Styresmaktene fekk søknad om plan for anlegg og drift av Heidrun Gasseksport i 1997, og eit tillegg til han i mars 1999. Departementet gav våren 2000 løyve til anlegg og drift av Heidrun Gasseksport. Rørleidningen knyter Heidrunfeltet til Åsgard Transport. Lengda på rørleidningen frå Heidrun til Åsgard Transport er om lag 37 km. Diameteren er 16". Rørleidningen kom i drift i februar 2001.

Kvitebjørn Oljerøyr (KOR)

Operatør	Statoil ASA	
Rettskavarar	Statoil ASA	50,00 %
	Petoro AS	30,00 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	15,00 %
	Total E&P Norge AS	5,00 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstart var om lag 0,51 mrd. 2005-kroner	
Levetid	Teknisk levetid er 25 år	
Kapasitet	Ca. 10 000 Sm ³ per år	
Driftsorganisasjon	Bygnes, Karmøy	

Kvitebjørn Oljerøyr skal transportera kondensatet frå Kvitebjørn til oljeterminalen på Mongstad. Rørleidningen er kopla inn på Y-koplinga på Troll Oljerøyr II. Rørleidningen har ein diameter på 16" og ei lengd på om lag 90 km. Rørleidningen vart sett i drift siste halvår 2004.

Langeled

Operatør	Norsk Hydro Produksjon AS	
Rettskavarar	Petoro AS	32,95 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	17,61 %
	A/S Norske Shell	16,50 %
	Statoil ASA	14,99 %
	DONG Norge AS	10,22 %
	ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	6,95 %
	Norske ConocoPhillips AS	0,78 %

I plan for anlegg og drift er totale investeringar ved oppstart estimert til om lag 20,3 mrd. 2005-kroner.

Før drifta startar opp, skal eigardelar i Langeled fastsetjast ut frå oppdaterte kostnadsestimat.

Gasstransportsystemet Langeled skal transportera gass frå landanlegget for Ormen Lange på Nyhamna, via eit tilknytingspunkt på stigerøyrinnretninga på Sleipner til ein ny mottaksterminal i Easington på austkysten av England. Transportsystemet er ein 42" røyrleidning frå Nyhamna til Sleipner (nordleg røyrleidning) og ein 44" røyrleidning frå Sleipner til Easington (sørleg røyrleidning). Kapasiteten i den nordlege røyrleidningen blir vel 80 mill. Sm³ per dag, og kapasiteten i den sørlege røyrleidningen blir ca. 70 mill. Sm³ per dag. Transportsystemet skal ha ei samla lengd på om lag 1200 km. Den sørlege røyrleidningen skal setjast i drift i oktober 2006, den nordlege røyrleidningen i oktober 2007. Hydro blir operatør i utbyggingsfasen, medan Gassco blir operatør i driftsfasen.

Norne Gasstransportsystem (NGTS)

Operatør	Gassco AS	
Rettskavarar	Petoro AS	54,00 %
	Statoil ASA	25,00 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	8,10 %
	Eni Norge AS	6,90 %
	Enterprise Oil Norge AS	6,00 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstart var om lag 1,1 mrd. 2005-kroner.	
Levetid	Teknisk levetid er 50 år	
Kapasitet	Ca. 3,6 mrd. Sm ³ per år	

Styresmaktene fekk søknad om plan for anlegg og drift av NGTS i 1997, og eit tillegg til han i april 1999.

Departementet gav våren 2000 løyve til anlegg og drift av NGTS. Røyrleidningen knyter Nornefeltet til Åsgard Transport. Lengda på røyrleidningen frå Nornefeltet til Åsgard Transport er om lag 126 km. Diameteren er 16". Røyrleidningen kom i drift i februar 2001.

Norpipe Oljerørledning:

Eigar:	Norpipe Oil AS ¹	
Operatør	ConocoPhillips Skandinavia AS	
Eigarar i Norpipe Oil AS	ConocoPhillips Skandinavia AS	35,05 %
	Total E&P Norge AS	34,93 %
	Statoil ASA	20,00 %
	Eni Norge AS	6,52 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	3,50 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstart var om lag 15,8 mrd. 2005-kroner	
Levetid	Rørleidningen er bygd for ei levetid på minimum 30 år Den tekniske levetida til leidningen blir jamleg vurdert	
Kapasitet	Designkapasiteten for oljerørleidningen er ca. 53 mill. Sm ³ per år (900 000 fat per dag), inkludert bruk av friksjonsdempande kjemikal Mottaksanlegga avgrensar kapasiteten til om lag 810 000 fat per dag	
Driftsorganisasjon	Stavanger	

¹ SDØE får fem prosent i Norpipe Oil AS frå 15.10.2005 i og med at Statoil misser ein eigerdel på fem prosentpoeng i Norpipe Oil AS.

Oljerørleidningen som Norpipe Oil AS eig, kryssar britisk kontinentalsokkel og kjem i land i Teesside i Storbritannia. Han er om lag 354 km lang og har ein diameter på 34". Utgangspunktet er Ekofisk feltcenter, der tre pumper er plasserte. Om lag 50 km nedstraums Ekofisk er det eit innkoplingspunkt for britiske felt. To stigerøyrinnretningar med tre pumper kvar har tidlegare vore knytte til oljerørleidningen, men vart forbikopla, 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. Desse selskapa blir drivne av ConocoPhillips. Rørleidningen transporterer olje frå dei fire Ekofiskfelta (Ekofisk, Eldfisk, Embla og Tor), frå felta Valhall, Hod, Ula, Gyda og Tambar og 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)

Operatør	Norsk Hydro Produksjon AS	
Rettskavarar	Petoro AS	48,38 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	22,24 %
	Statoil ASA	14,00 %
	Total E&P Norge AS	8,65 %
	Mobil Development AS	4,33 %
	Norske ConocoPhillips AS	2,40 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstart var om lag 9,5 mrd. 2005-kroner	
Kapasitet	121 000 Sm ³ per dag (teknisk kapasitet), 990 000 Sm ³ lagerkapasitet	
Levetid	Rørleidningen er bygd for ei levetid på 40 år	
Driftsorganisasjon	Bergen	

Oljen frå Osebergfeltet blir transportert i ein 115 km lang rørleidning frå A-innretninga til råoljeterminalen på Stura i Øygarden kommune. Rørleidningen har ein dimensjon på 28". Rettskavarane til Oseberg har oppretta eit eige interessentskap som er ansvarleg for drifta av rørleidningen. Interessentskapet har gjort avtalar med rettskavarane til felta Veslefrikk, Brage, Oseberg Sør, Oseberg Øst, Tune og Huldra om transport av olje og kondensat derifrå via Oseberg A og gjennom oljerørleidningen til Stureterminalen. Olje og NGL frå Frøy vart transportert frå TCP2-innretninga på Friggfeltet til Oseberg A gjennom Frostpipe. Etter at Frøy vart stengd ned i mars 2001, vart Frostpipe fylt med sjøvattn og preservert for gjenbruk innan 2005. OTS-interessentskapet har gjort avtale med Grane-utskiparane om mottak, lagring og utskipping av oljen frå Grane.

Sleipner Øst Kondensatrørleidning

Operatør	Statoil ASA	
Rettskavarar	Statoil ASA	49,60 %
	ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	30,40 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	10,00 %
	Total E&P Norge AS	10,00 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstart var om lag 1,53 mrd. 2005-kroner	
Kapasitet	200 000 fat per dag	
Driftsorganisasjon	Bygnes, Karmøy og Kårstø, Tysvær	

Etter at det var gjort vedtak om å endra ilandføringsstad for kondensatet frå Sleipner Øst frå Teesside i Storbritannia til Kårstø i Noreg, la rettskavarane til Sleipner ein rørleidning frå Sleipner A til Kårstø, og stod for den nødvendige utvidinga av anlegget på Kårstø. Stortinget godkjende bygginga av rørleidningen i desember 1989. Leveransane av kondensat frå Sleipner Øst tok til i 1993. Kondensatet blir transportert uprosessert gjennom den 245 km lange rørleidningen til terminalen på Kårstø, der det blir fraksjonert i kommersielle våtgassprodukt og stabilt kondensat. Rørleidningen har ein diameter på 20". Kondensatet frå Sleipner Vest, Loke, Sigyn og Gungne har og vore transportert gjennom denne rørleidningen sidan 1997.

Troll Oljerøyr I

Operatør	Statoil ASA	
Rettskavarar	Petoro AS	55,77 %
	Statoil ASA	20,85 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	9,73 %
	A/S Norske Shell	8,29 %
	Total E&P Norge AS	3,70 %
	Norske ConocoPhillips AS	1,66 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstart var om lag 1,12 mrd. 2005-kroner	
Levetid	Troll Oljerøyr I er bygd for ei levetid på 35 år	
Kapasitet	42 500 Sm ³ olje per dag med bruk av flytforbetrar	
Driftsorganisasjon	Bygnes, Karmøy og Kårstø, Tysvær	

Troll Oljerøyr I er bygd for å transportera oljen frå Troll B til oljeterminalen på Mongstad. Planen for anlegg og drift av rørleidningen vart godkjend i desember 1993. Rørleidningen har ein diameter på 16" og ei lengd på 85 km. Eigargruppa i Troll har oppretta eit eige interessentskap som er ansvarleg for drifta av rørleidningen. Troll Oljerøyr I stod klar då oljeproduksjonen frå Troll B tok til i september 1995. Konesjonsperioden for rørleidningen er slutt i 2023.

Troll Oljerøyr II

Operatør	Statoil ASA	
Rettskavarar	Petoro AS	55,77 %
	Statoil ASA	20,85 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	9,73 %
	A/S Norske Shell	8,29 %
	Total E&P Norge AS	3,70 %
	Norske ConocoPhillips AS	1,66 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstart var om lag 1,02 mrd. 2005-kroner	
Levetid	Troll Oljerøyr II er bygd for ei levetid på 35 år	
Kapasitet	Dagens kapasitet er 40 000 Sm ³ olje per dag. Hydraulisk kapasitet i røyra er 47 500 Sm ³ olje per dag (utan bruk av flytforbetrar)	
Driftsorganisasjon	Bygnes, Karmøy og Kårstø, Tysvær	

Troll Oljerøyr II er bygd for å transportera oljen frå Troll C til oljeterminalen på Mongstad. Planen for anlegg og drift av rørleidningen vart godkjend i mars 1998. Rørleidningen har ein diameter på 20" og ei lengd på 80 km. Han stod ferdig til oppstarten av Troll C 01.11.1999. Olje frå Fram og Kvitebjørn blir transportert gjennom Troll Oljerøyr II. Konesjonsperioden for rørleidningen er slutt i 2023.



Andre landanlegg

Mongstadterminalen

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

Mongstadterminalen har tre kaianlegg som kan ta imot skip på inntil 440 000 tonn, og dessutan seks kaverner sprengde ut i fjellet 50 meter under bakken. Kavernene har til saman ein lagringskapasitet på 1,5 mill. m³ råolje. Kwart år kjem det ca. 500 skip til terminalen.

Råoljeterminalen vart bygd for å sikra avsetjing av bøyelasta råolje. Råoljen frå felt med bøyelasting (Gullfaks, Draugen, Norne, Åsgard, Heidrun med fleire) blir lasta til havs på bøyelastarskip. Seglingsområdet for bøyelastarskip er avgrensa til Nordvest-Europa, men ved å lagra og omlasta på Mongstad kan Statoil avsetja oljen i fjernare område. Mongstad er òg ilandføringsterminal for oljerørleidningane frå Troll B, Troll C, Troll Blend (Fram), Kvitebjørn og for bøyelastarar frå Heidrun.

Stureterminalen

Eigarar	Stureanlegget er med i interessentskapet for Oseberg Transport-system (OTS), og eigarforholdet er det same som for Oseberg Transportsystem (OTS). Unntaket er LPG-eksportfasilitetane som Norsk Hydro Produksjon AS eig (LPG-kjølelager og eksportfasilitetar til skip) og Vestprosess DA (eksportfasilitetar mot Vestprosess).
----------------	---

Stureterminalen på Stura i Øygarden kommune tek imot olje og kondensat via rørleidningen frå Oseberg A, frå feltene Oseberg, Veslefrikk, Brage, Oseberg Sør, Oseberg Øst, Tune og Huldra. Frå hausten 2003 byrja Stureterminalen òg å ta imot olje frå Granefeltet via Grane oljerør. Terminalen kom i drift i desember 1988. Stureanlegget inkluderer to kaianlegg som kan ta imot oljetankarar på opptil 300 000 tonn, fem råoljekaverner med ein kapasitet på 1 mill. Sm³, ei LPG-kaverne på 60 000 Sm³ og ei ballastvatnkaverne på 200 000 Sm³.

Ei separat eining for behandling av VOC frå tankskip er installert.

I mars 1998 gav departementet løyve til å oppgradera Stureanlegget. Eit fraksjoneringsanlegg, som har vore i drift frå desember 1999, prosesserer ustabilisert råolje frå Osebergfeltet til stabil råolje og LPG-mix.

Produsert LPG-mix kan både eksporterast med båt frå terminalen og leverast inn i Vestprosess-rørleidningen mellom Kollsnes, Stura og Mongstad.



Tjeldbergodden

Eigar:	Statoil Metanol ANS:	
Eigarar i Statoil Metanol ANS:	Statoil A	81,70 %
	Norske ConocoPhillips AS	18,30 %

Stortinget behandla i 1992 planane om å utnytta gass frå Heidrunfeltet til produksjon av metanol på Tjeldbergodden i Aure kommune på Nordmøre. Metanolfabrikken kom i produksjon 05.06.1997. Gassleveransane gjennom røyret Haltenpipe utgjer kvart år om lag 0,7 mrd. Sm³, som gjev 830 000 tonn metanol.

I tilknytning til metanolfabrikken er det bygt ein luftgassfabrikk. Tjeldbergodden Luftgassfabrikk DA har i tillegg reist eit mindre fraksjonerings- og LNG-anlegg med kapasitet på 35 mill. Sm³ per år.

Norferm AS, som Statoil ASA og DuPont eig, produserer bioprotein på Tjeldbergodden. Bioprotein-fabrikken har eit designforbruk på 25 mill. m³ metangass, eller tre prosent av gassen som kjem frå Heidrun. Designkapasiteten er 10 000 tonn bioprotein per år.

Vestprosess

Eigarar	Petoro AS	41,00 %
	Statoil ASA	17,00 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	17,00 %
	Mobil Exploration Norway Inc.	10,00 %
	A/S Norske Shell	8,00 %
	Total E&P Norge AS	5,00 %
	Norske ConocoPhillips AS	2,00 %

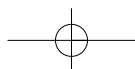
Selskapet Vestprosess DA eig og driv eit transportsystem og eit utskiljingsanlegg for NGL (våtgass).

Vestprosess-anlegget kom i drift i desember 1999. Gjennom ein 56 km 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. Vestprosess-anlegget nyttar overskotsenergi og hjelpetenester frå raffineriet.



Kartet over viser fiberkabelnettet på kontinentalsokkelen





E-drift på norsk kontinentalsokkel

E-drift innanfor petroleumsverksemda inneber å ta i bruk (nær) sanntidsdata for å integrera arbeidet mellom organisasjonar og mellom fagområde, og på den måten oppnå raskare og betre avgjersler i alle fasar av verksemda. Med dagens teknologi blir felta kopla opp med breiband til land, og det gjer at personell på land kan få tilgang til informasjon samtidig som personell på innretningane. Når feltdata er tilgjengelege i sanntid for relevante faggrupper, kan organisasjonen på land hjelpa meir effektivt til med støtte, overvaking og styring.

E-drift kan medverka til å vinna ut meir ressursar, redusera kostnadene og auka tryggleiken.

Denne vurderinga er basert på at e-drift vil gje betre utnytting av informasjonen som blir samla inn, og meir automatisering. Det vil òg føra til at færre må arbeida på innretningane. Med redusert bemanning vil kostnadene minka og risikobiletet bli gunstigare.

Situasjonen i dag

På store delar av norsk kontinentalsokkel er det lagt ut fiberkablar. Det gjev eit svært godt utgangspunkt for e-drift, og mange innretningar har alt tilgang til breibandskommunikasjon. Dette er ein føresetnad for å kunna overføra store datamengder. For å kunna utnytta den digitale infrastrukturen trengst det løysingar som gjev tilgang for tredjepartar, med høveleg deling av kostnadene og tilstrekkeleg sikring av informasjon. Kartet på forrige side viser fiberkabelnettet på kontinentalsokkelen.

Ein har kome lengst i å ta i bruk dei nye driftsformene innanfor boring. Her har ein byrja å integrera data i sanntid mellom operasjonsrom på land og på innretningane, og data er dermed tilgjengelege for både teknisk personell, boreingeniørar og

reservoargeologar til same tid. Når det gjeld drift og vedlikehald, har ein ikkje kome like langt, men nokre selskap har teke i bruk denne typen teknologi og arbeidsprosessar i produksjonsstyringa. Fleire operatørar har alt etablert driftssenter på land, knytte til operasjonsrom på innretningane. Det er òg mogleg å kopla seg opp til operasjonsrom andre stader i verda.

Utviklinga vidare

For utbygging i framtida vil e-drift bli eit viktig element, slik ein alt no ser på Kristin-, Snøhvit- og Ormen Lange-felta som er under utbygging. Der det lønner seg, vil eksisterande felt kunna knyta seg til digital infrastruktur for å ta i bruk den nye teknologien.

Endringar i arbeidsmåtar og fordeling av oppgaver mellom hav og land og mellom operatørar og leverandørar vil kunna skapa nye organisasjonsstrukturar og knyta personar og organisasjonar saman, uavhengig av den fysiske plasseringa.

For å få ut potensialet som e-drift kan gje, er det nødvendig å samordna felt, operatørar og leverandørar. Difor er standardisering viktig. For eldre felt er utfordringa å tilpassa ambisjonsnivået og framdriftsplanen slik at løysingane kan akseptast og takast i bruk i god tid før feltet blir nedstengt.

Leverandørar, oljeselskap og forskingsinstitusjonar driv forskning og utvikling. Tekniske løysingar finst, men det trengst meir forskning og utvikling for å gjera data om til nyttig informasjon og kunnskap i å utvikla avanserte sensorar som er driftssikre over tid, i tillegg til trådlause kommunikasjonsløysingar på innretningane. Det er òg nødvendig å finna organisatoriske løysingar slik at ein får til nødvendig integrering på tvers av fag og geografisk plassering, og mellom ulike leverandørar og oljeselskap.